

# Energía

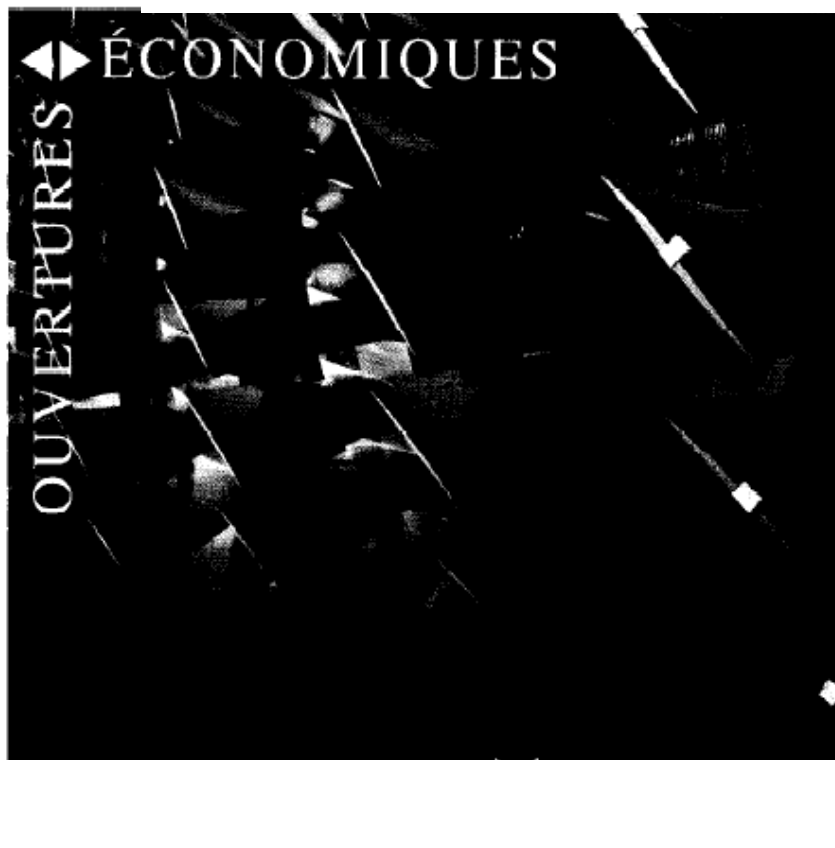
## Economía y Políticas

**Jean-Pierre Hansen - Jacques Percebois**

**Prefacio de Marcel Boiteux**

**Introducción de Jean Tirole**

**Traducción de Gerardo Rabinovich**



# Energía

## ] Economía y Políticas

Jean-Pierre Hansen - Jacques Percebois

**Prefacio** de Marcel Boiteux

**Introducción** de Jean Tirole

**Traducción** de Gerardo Rabinovich

◀ ÉCONOMIQUES

OUVERTURES

### Nadie está obligado a escribir un libro

Bergson

Entonces, por qué?

En lo que a nosotros se refiere, en primer lugar por pasión. El lector nos permitirá transmitirle aquí los muchos años de acción y reflexión transcurridos a lo largo de nuestras vidas. Después de todo, porque silenciar que la energía “puede ser un campo apasionante en sí mismo?”, como confesaba Paul Samuelson respecto al análisis económico en la introducción a su más célebre libro.

Pero también por otras razones.

La problemática de la energía y del medio ambiente se encuentra cada vez más vinculada entre sí, como desde hace siglos ocurre con la política económica y la política social. Y esta pareja energía - medio ambiente es, sin lugar a dudas, uno de los campos que más fuertemente va a influenciar el debate público y privado en nuestras sociedades por lo menos en los próximos veinte años, los otros dos campos de debate serán, probablemente, en la economía social la prolongación de la expectativa de vida y el problema de la población pasiva, y en la economía financiera el vínculo entre el mundo real y el virtual.

Ninguno de estos tres temas, por importantes que fueran, eran de actualidad treinta años atrás: eran problemas tratados en círculos cerrados de expertos y, al cabo, solamente podían prevalecer los aspectos que estos estimaban “racionales” en sus trabajos. Hoy en día, estos temas han entrado en el *ágora*, como símbolo de la percepción, por cada uno de nosotros, de su impacto en la vida cotidiana, en nuestro futuro y en el de nuestros hijos, que nos obliga a hacernos una pregunta común: es posible apostar al futuro? Cuanto? Cómo?.

Estos tres campos tienen otras similitudes, y están fundamentalmente dedicados a administrar *fuertes discontinuidades*. En la economía del *medio ambiente*, las discontinuidades están anunciadas y para algunos ya se pueden observar. En la *economía de la energía*, la crisis de California (2000-2001) mostró que “es posible perder en pocos meses las ganancias prometidas para los próximos veinte años” (F. Wolak).

\*

En lo que se refiere a la energía, esta se ha transformado, como se dice, en “un tema mayor para la sociedad, de absoluta actualidad” y como tal debe ser tratada.

Especialmente es necesario distinguir dos objetivos:

- por un lado, la recopilación, el análisis y la síntesis *racional de los datos* técnicos, económicos e institucionales;
- por el otro, como se realiza el ejercicio de las *decisiones*, de naturaleza política.

\*

Sería erróneo pensar que el estudio de la energía es solo una ciencia aplicada o una parte de la teoría económica, sujeto a desarrollos técnicos más o menos sofisticados. Desde sus comienzos fue un desafío político y militar esencial, particularmente en lo que afecta a la independencia de los Estados.

Solo basta con citar el comportamiento de las grandes compañías petroleras durante la segunda guerra mundial, o la importancia asignada al abastecimiento de la Flota por el Primer Lord del Almirantazgo, sir Winston Churchill, en 1914. Podríamos agregar la decisión de la administración Eisenhower, en 1959, de aplicar cuotas a las importaciones de petróleo en los Estados Unidos para proteger a sus productores, aislando de esa forma su territorio de los mercados mundiales y quince años después, en 1974, permitirle recibir casi favorablemente la primera crisis energética.

En Francia, la implementación desde 1928 de un monopolio de estado, delegado, para la importación de petróleo, tuvo como argumento la independencia energética del país y más precisamente que la autonomía de su Ejército no podía ser puesta en peligro, como sucedió durante la primer guerra mundial; más tarde, en 1960, el anuncio del programa de reducción de la producción de carbón, en el momento que la producción alcanzaba su pico máximo, hizo ingresar al país en la era de la economía petrolera, basada en la disponibilidad del petróleo de África del Norte complementada, quince años después, en base a las razones del llamado “Plan Messmer” por el desarrollo masivo de la energía nuclear civil.

\*

Este libro se dedica esencialmente al primero de los objetivos mencionados, el del tratamiento racional de los datos que hemos tratado de desarrollar en forma exhaustiva. Pero, como nos ocurrió a nosotros, el lector se verá sin dudas impresionado por la importancia de las *decisiones* que quedan por tomar. Solo por citar a alguna de ellas:

- Europa debe dotarse de los instrumentos de una autentica política energética, modificando los Tratados vigentes, o solo puede continuar acomodándose lo mejor posible, bajo una suerte de sabia subsidiariedad, como ha sido el caso en el gas y la

electricidad, y aún también en algunos aspectos de la lucha por reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> ?;

- el real aporte de las nuevas energías renovables a la satisfacción de la demanda de electricidad en Europa debería estar basado en mecanismos de subsidios muy costosos, cuya contribución al bienestar colectivo se encuentra hoy discutida, o debería alentarse una mayor investigación científica alentando la presentación de nuevos proyectos, y de esta forma buscar el desarrollo de tecnologías óptimas?;
- cuál es la razón por la que la Unión Europea no integra totalmente la energía nuclear en los recursos a los que los Estados miembros están invitados a movilizar para contribuir con los objetivos de reducción de emisiones?;
- en materia de CO<sub>2</sub>, el enfoque llamado “Rio – Kioto”, requiriendo el acuerdo de 193 países, basado en objetivos emblemáticos cuantificados pero difícilmente verificables, es el mejor?, en momentos en que la extraordinaria complejidad de los mecanismos que emergieron de estas negociaciones ha sido cuestionada y su eficacia contestada? O existen instancias institucionales supuestamente mejores, como el G20, más apropiadas para pilotear un tema prioritario? Por otra parte, podemos plantearlo de *manera absoluta* como, por ejemplo, la problemática planetaria del agua, o las cuestiones de salud pública que afectan en forma masiva a los mas desprotegidos?;

No estábamos, por cierto, obligados a escribir este libro. Quisimos hacerlo para mostrar los datos existentes, y para proponer una metodología de análisis que nos permita comentarlos. En síntesis, para proporcionar los elementos que permitan facilitar el ejercicio de las decisiones.

JPH y JP

## Agradecimientos

Queremos rendir aquí un homenaje particular a Marcel Boiteux y a Jean Tirole y expresarles nuestro total reconocimiento por el interés que han demostrado en este proyecto, por sus consejos y por su cordial disponibilidad.

Este libro le debe mucho a los trabajos de Jacqueline Boucher, Guy Meunier, Jean-Pierre Proussard e Yves Smeers, y a las discusiones que hemos compartido amablemente con ellos.

También nos hemos beneficiado con la documentación y las sugerencias de numerosos colegas de la industria y de la universidad, entre quienes merece citarse a Bruno Bensasson, Andre Berger, Jean Bergougnot, Mathieu Bonnet, Eric Bosman, Jean-Paul Bouttes,

Guillaume Bregentzer, Francois Coppens, Laurent David, Olivier Duxhelet, Christophe Defeuilley, Guillaume Dezobry, Luc Dufresne, Francois-Xavier Dugripon, Marc Florette, Jacques Fraix, Marc Franchimont, Katrin Fuhrmann, Bruno Georis, Gregory Gilis, Tom Indesteege, Sandra Lagumina, Robert Leclerc, Olivier Lecointe, Francois Lescaroux, Valerie Limpens, Sophie Limpens, Jean-Marie Martin-Amouroux, Philippe Opdenacker, Jean-Pierre Pauwels, Axel Pierru, Veronique Renard, Milan Rosina, Alain Sanglerat, Benoit Sevi, David Spector, Marc Stubbe, Gilles Vaes, Philippe Van Troeye, Florence Verzelen, Xavier Votron, Christelle Wynants.

Nathalie Crispelles, Agnes d'Artigues, Laurent De Blende Manuela Fernandez y Greet Van Belle organizaron este trabajo con destacada eficacia y aun hoy continúan recordando el arduo trabajo realizado en un ambiente agradable donde reinó el buen humor.

A todos ellos, nuestros sinceros agradecimientos.

Ellos también son nuestros amigos, y deseamos que lo continúen siendo. Es por ello y como es de estilo, y aquí de hecho, que nos hacemos cargo de todos los errores e imperfecciones que pudieran haber subsistido en el texto.

Debemos recordar que los análisis expuestos en el presente libro expresan las opiniones personales de los autores y no comprometen a las empresas e instituciones a las que ellos se encuentran ligados

JPH y JP

## **ANTECEDENTES**

Los cambios que modificaron profundamente el paisaje energético de los últimos veinte años pueden ser asignados a orígenes diversos: geopolíticos, tecnológicos e inclusive sociales. Pero un dato esencial ha sido el creciente papel desempeñado por los mecanismos de mercado, en una compleja coexistencia con dispositivos reglamentarios en permanente mutación.

La industria energética presenta, en diversos grados, características específicas que la distancian de la competencia perfecta, entre las que se pueden mencionar la presencia de costos fijos elevados que explican la existencia de un reducido número de actores de gran tamaño, la existencia de monopolios naturales, y las limitadas posibilidades de entrada y salida de la industria.

Construyendo sobre su larga experiencia en el sector y un fino conocimiento de sus entretelones y sus mecanismos económicos, Jean-Pierre Hansen y Jacques Percebois

aportan al lector una grilla de análisis de la evolución y el devenir de este complejo sector. Eligieron presentar oportunamente sus actividades industriales y sus evoluciones, con la ayuda de las herramientas del análisis económico.

Los diferentes mercados de la energía están estudiados en este libro, donde se presentan comparativamente sus características técnicas, y también sus estructuras económicas: la formación de equilibrios, los cálculos de excedentes, las condiciones de optimalidad, y los mecanismos de formación de precios, son descriptos con la preocupación constante de aproximar el análisis de las causas con la observación de los hechos, incluso los históricos.

El libro insiste en el necesario rigor del análisis sectorial, recordando particularmente lo que los autores llaman las “hipótesis olvidadas” de la teoría económica, que aportan una buena representación de la tecnología en sectores como la electricidad: por ejemplo, la hipótesis llamada de “libre disposición” cuando el sector eléctrico debe estar en equilibrio permanente; la ausencia de convexidad; las externalidades; o la hipótesis de no-arbitraje, esencial en particular para la definición de los vínculos entre los precios spot y los precios futuros. El libro muestra como no satisfacer estas “hipótesis olvidadas” puede conducir a precios muy elevados, o bien negativos, o incluso a una alta volatilidad de precios.

Con estos parámetros fundamentales, la economía de la energía se revela como una disciplina compleja, que no permite realizar rápidas simplificaciones, ni en el análisis ni en el comentario y aún menos en la toma de decisiones. Los autores nos ilustran de ello con numerosos ejemplos, en el campo industrial y político.

Tenemos que saludar esta visión que, completada por numerosos datos numéricos e institucionales, hace de este libro una herramienta imprescindible de referencia y documentación.

**Jean Tirole**  
Presidente del Consejo de Administración  
De la Toulouse School of Economics

Director Científico  
del Instituto de Economía Industrial

Profesor invitado al MIT

## PREFACIO

Que camino se ha recorrido en los últimos 60 años! En esta obra de Jean-Pierre Hansen y Jacques Percebois vamos a encontrar análisis y respuestas con base científica sobre todos los grandes problemas económicos que suscita hoy en día una gestión reflexiva y razonada del sector energético.

Si nos abocamos a la electricidad, el contraste con el pasado es impactante, y sin ninguna duda la visión retrospectiva es muy útil al evocar como introducción a este libro la prehistoria de la economía de la electricidad que yo viví.

\*

En 1948, el director comercial de la joven Electricité de France (EDF), Gabriel Dessus, me dijo a la salida de una conferencia donde yo había reemplazado a mi profesor y director de tesis, Maurice Allais: “tengo a mi cargo la reconstrucción de las tarifas eléctricas francesas de electricidad; consulté a algunos eminentes profesores sobre cual podría ser una tarifa de interés general, y me pareció, luego de recoger las distintas opiniones de estos señores, que la venta al costo marginal estaba bastante alineada con mis preocupaciones. Pero, en cuanto quise pasar de la teoría a la práctica, todo se derrumbó: en el caso de una central hidroeléctrica, o bien la demanda era insuficiente (en las noches de verano) y la central deja pasar el agua, siendo entonces el costo del kWh suplementario – el kWh marginal – nulo, o bien la central funcionaba a plena potencia y era imposible producir un kWh adicional. En el caso de una central térmica la situación casi no mejoraba: o bien la central no funciona a plena potencia y el costo de un kWh suplementario se limita al gasto que ocasiona el carbón consumido para su producción; o bien gira a pleno, y si se quiere forzar su marcha, salta todo por los aires. Pero, si la venta a costo marginal solo cubre el gasto del combustible, quien paga los costos fijos?. No es posible!” y agregó “usted, en su conferencia, acaba de resaltar las ventajas de la venta a costo marginal . Usted tiene que tener algunas ideas sobre este tema. Querría venir a trabajar con nosotros?”.

Así se hacen las carreras profesionales. Luego de algunos meses de trabajo como investigador del Centro Nacional de Investigación Científica (CNRS) entré a trabajar en EDF, con la ingenua idea de pasar allí unos pocos años, hacer una experiencia profesional concreta, y luego volver a mis queridos estudios en el campo universitario.

Un colaborador competente de G. Dessus me dijo que había consultado la literatura, que los teóricos no avanzaban más allá de los principios generales, o desarrollaban aplicaciones



relacionadas con la agricultura y el artesanado de Adam Smith, y que yo empezaba de cero<sup>1</sup>.

Fue necesario entonces resolver primero el problema de las instalaciones “inelásticas”, cuyo costo marginal es muy bajo o nulo cuando la máquina no funciona a plena potencia. Para solo poner como ejemplo una resumida solución al problema<sup>2</sup>: en el caso de una central hidroeléctrica, la curva del costo marginal – dibujando el costo, en ordenadas, en función de la cantidad, en abcisas – no tiene la bella figura oval del mentón de una hermosa niña como la encontramos en la literatura: lo ovalado se transforma en anguloso, la curva de la izquierda se confunde con el eje de las ordenadas, la base del óvalo se confunde con el eje de abcisas, y el brazo derecho se representa por una vertical a la abcisa de máxima producción, vertical que generalmente se omite trazar. Según las horas del día o las épocas del año, la curva de demanda corta el eje de abcisas (costo marginal cero) o la vertical (costo marginal igual a la ordenada de la intersección)... y volvemos a encontrar el esquema clásico de los tratados de teoría económica.

El análisis del funcionamiento del vasto parque térmico de la región parisina permitiría entonces poner en evidencia la evolución de los costos marginales a lo largo del año para deducir, a la salida de la central, un baremo parisino de precios diferenciados según las horas y las estaciones.

En función de los *movimientos de energía* dominantes sobre las redes francesas a lo largo del año, se pudo construir un cuadro de tarifas regionales, agregando o sustrayendo los costos de transporte a los baremos parisinos. Faltaba verificar que las tarifas así obtenidas cubrieran convenientemente los costos de las centrales térmicas locales.

Pero que costos? Las amortizaciones contables de las instalaciones no tenían ningún sentido para este tipo de trabajo. Me faltaba construir para mi uso personal una teoría de las amortizaciones<sup>3</sup>.

Para pasar de los baremos de precios de producción a las tarifas propiamente dichas destinadas a la clientela, faltaba agregar los costos de transporte, y los de distribución. Aquí nuevamente tropezábamos con nuevas paradojas frente a la idea ingenua que las “primas fijas” servían para pagar los “costos fijos” – lo que no tiene nada que ver. Las primas fijas

---

<sup>1</sup> De esta forma se explica sin duda la (mala)? costumbre que adopté cuando tengo un problema teórico a resolver, tratando de arreglarme solo. Por eso, aparte de Maurice Allais, no cito casi a nadie como referencia de mis trabajos, ya que no pude leer a los autores...

<sup>2</sup> “La tarificación de las demandas de punta: aplicación de la teoría de la venta al costo marginal”, *Revue Générale de l'Électricité* – agosto 1949

<sup>3</sup> “La amortización – depreciación de los automóviles” *Revue des statistiques appliquées*. Volume 4 N° 4, diciembre 1956. “La amortización puede jugar un papel en el cálculo económico?” *Revue de Recherche Opérationnelle*. Volume I n° 5, 4° trimestre 1957

ligadas a la “potencia contratada” (la cantidad que se compromete a no sobrepasar el usuario), estaban destinadas a pagar las redes cercanas al cliente que no tienen prácticamente ninguna compensación estadística con las aleas de las demandas individuales; el resto (cargos fijos o proporcionales) es pagado por el kWh<sup>4</sup>.

Pero, una vez construido totalmente este edificio, todavía estaba el problema del equilibrio presupuestario global. Las redes son tributarias de tecnologías con “rendimientos crecientes”: si hoy la red alimenta el doble de clientes en la misma zona, el costo de distribución sería, en realidad, mucho menos que el doble; por lo tanto el costo marginal es muy inferior al costo medio, y la venta al costo marginal resulta en este caso muy deficitaria. La producción térmica es, al contrario, prácticamente de “rendimiento constante”, si no existe *progreso técnico* y hubiera que construir una central adicional a la programada en el año en cuestión costaría aproximadamente el mismo precio. La producción hidroeléctrica es de rendimiento decreciente como consecuencia del progresivo equipamiento de los sitios apropiados: la venta al costo marginal es en este caso beneficiaria. Pero, en una empresa integrada, los beneficios obtenidos por la venta al costo marginal de la producción hidráulica no son suficientes para compensar el déficit intrínseco de las actividades de redes. En los años 1950, la inflación, al depreciar las cargas financieras de los préstamos resolvía felizmente el problema. Pero luego? Me acordé lo que Maurice Allais me había confiado: como deformar al menor costo colectivo una tarificación al costo marginal cuando debe asegurarse el equilibrio presupuestario de la empresa en un sector donde dominan los rendimientos crecientes? Luego de muchas noches estériles, llegué finalmente a una solución general<sup>5</sup> remarcando *in fine* que, en la hipótesis límite en la que se admitiera que todas las demandas fueran independientes – caso límite trivial totalmente excluido en el caso de la electricidad, donde al contrario las demandas de pico, fuera de pico, etc. están vinculadas y son interdependientes – encontraba una solución simple, casi evidente. Samuelson remarcó un día que esta solución trivial había sido planteada por un tal Ramsey en los años treinta... y entonces se la bautizo “precio Ramsey – Boiteux”! Que hubiera pensado el inventor de la teoría de las cónicas, elipses e hipérbolas, si se le hubiera asociado el inventor del antiguo círculo, con el pretexto que cuando los dos espacios de una cónica coinciden, se obtiene algo redondo.

Es en este período – alrededor de los años ’70 – cuando J. Nelson, interesado por los trabajos de los “ingenieros – economistas” franceses, publica en los Estados Unidos con el título “Marginal Cost Pricing”<sup>6</sup> los más notables trabajos originales de los “economistas de

---

<sup>4</sup> “La tarificación al costo marginal de las demandas aleatorias”, Cuadernos del seminario de Econometría n° 1, 1951, p. 56-69, Librairie de Medicis, Paris. “Las tarifas de la concesión de suministro general de EDF” Revue Generale de l’Electricite, diciembre 1957.

<sup>5</sup> “Sobre la gestión de los monopolios públicos obligados al equilibrio presupuestario” Econometría, Volumen 24, n° 1, enero 1956.

<sup>6</sup> “Marginal Cost Pricing in Practice” Editados por JR Nelson Prentice Hall, 1964.

EDF” traducidos al inglés. Este libro conocido en Estados Unidos y en América tuvo una gran audiencia<sup>7</sup>. Allí se publicaron, además de mis principales artículos de esa época, un artículo de P. Masse sobre el que vale la pena detenerse un instante en nombre de esta prehistoria. En un libro premonitorio llamado “Las reservas y la regulación del futuro”<sup>8</sup>, redactado durante la guerra, P. Masse expuso lo esencial de lo que luego sería el “principio de Pontryagin” y la “programación dinámica” de Bellman quien le rendirá luego un homenaje por su anticipación. Fue quien, como Director General Adjunto de EDF<sup>9</sup>, introdujo en la empresa la programación lineal para intentar evaluar el interés económico de las usinas mareomotrices. Escribió luego, con el título “Selección de inversiones”<sup>10</sup> un libro de referencia donde evoca los aportes de EDF.

En esta prehistoria limitada a las contribuciones a la teoría económica que fueron suscitadas en la gestión EDF durante sus primeros veinticinco años, también voy a recordar a Pierre Bernard, quien inventa, por las necesidades de EDF, lo que luego devino en Francia, gracias a P. Masse, la “productividad global de los factores”: firmó con P. Masse un libro bajo el tema “Los dividendos del progreso”<sup>11</sup> que tuvo una cierta notoriedad. A falta de beneficio, se trataba para EDF de encontrar un criterio global de rendimiento que suscitara una suerte de emulación competitiva en la centena de casi – filiales, llamadas “centros de distribución” a cargo de la venta minorista de la electricidad comprada al por mayor a la casa madre. La PGF<sup>12</sup> –según sus siglas- tuvo su momento de gloria. Esta noción se desvanece luego con la desaparición de la micro-economía. Pero el concepto un día podría servir nuevamente.

Tuve que intervenir nuevamente cuando la técnica de cálculo de la tasa de actualización fue violentamente atacada con el pretexto que la actualización, borrando el futuro cuanto más lejos este se ubicara, constituía la negación misma de las preocupaciones ecológicas – preocupaciones que han comenzado a prevalecer con justa razón en los últimos años -. Esta crítica muy extendida es totalmente infundada...De hecho la mayoría de la gente, incluyendo a los economistas, razonan sobre el futuro a “precios constantes” y no a “moneda constante”. A moneda constante, es decir con el promedio de los precios sin cambios (es difícil e ilusorio prever la tasa de inflación a futuro), los precios de todo lo que se relaciona con el ingenio humano disminuyen con el tiempo para *igual calidad* del bien

---

<sup>7</sup> No fue traducido al francés...!

<sup>8</sup> “Pierre Masse: “Las reservas y la regulación del futuro en la vida económica”, Hermann, Paris, 1946

<sup>9</sup> Fue luego Comisario del Plan y volverá a terminar su carrera en EDF como Presidente del Consejo de Administración.

<sup>10</sup> Pierre Masse: “La selección de inversiones” Dunod 1959 (2ª edición 1964)

<sup>11</sup> Pierre Masse y Pierre Bernard: “Los dividendos del progreso” Le Seuil, 1969

<sup>12</sup> La Productividad Global de los Factores (PGF) puede ser abordada bajo tres aspectos. Sumariamente, se refiere al promedio ponderado de las productividades de cada factor de la producción, o a la variación del beneficio a precio constante con relación a los ingresos totales; o a igual resultado relativo, la variación relativa del excedente. Enfoque técnico, enfoque contable, enfoque económico...

(los automóviles, los televisores, los aparatos de cocina, etc.) mientras que, para mantener el promedio, los precios de los recursos raros aumentan en compensación, tanto más aún cuando carecen de sustitutos. Los precios de los recursos intrínsecamente raros terminan aumentando a igual tasa que la tasa de actualización. Por lo que a largo plazo solo subsisten en los cálculos de actualización las substancias intrínsecamente raras, de las que los ecologistas se preocupan no sin razón. Hotelling, me dijeron más tarde, había encontrado algo de este tipo y en ese sentido quiero rendirle un homenaje. Pero sigo sin comprender porque la mayoría de los economistas buscan con desesperación explicar en motivos filosóficos la evolución a la baja de la tasa de actualización como la respuesta a la paradoja de la desaparición del futuro. La respuesta sin embargo me parece simple: aún a “euro – constante” el futuro no se jugará a precios constantes<sup>13</sup>. Dicho esto, los meritos de una reflexión filosófica sobre la evolución a largo plazo de la tasa de actualización se mantienen inmutables: pero ese es otro problema.

\*

Impúdicamente basados principalmente en mis trabajos, por la modesta pero límpida razón que, aparte de P. Masse, yo no conocía casi a otros que compartieran esa época prehistórica, estas largas explicaciones aclaran sin duda porque, cuando comenzó a desencadenarse en la década de los '90 la caza a las empresas públicas y a los monopolios – aun los naturales! – los “ingenieros – economistas” franceses de la electricidad quedaron algo aterrados por los argumentos simplistas y las preconizaciones asesinas de los nuevos heraldos de la competencia: fue como la llegada de los barbaros sobre las villas romanas, el saqueo de Constantinopla por las hordas de la cuarta cruzada! El shock era tanto más fuerte para mí, que había enseñado durante años los meritos de la competencia – era algo valiente en ese momento – y las malévolas criticas que sufrí me llevaron a estudiar cuidadosamente las excepciones a las ventajas de la economía de mercado. Estas excepciones, la electricidad las concentraba a casi todas: producto rigurosamente no almacenable, amplios monopolios naturales, equipamientos cuya duración de vida excede largamente los horizontes de la miopía bursátil, necesidad indispensable de asegurar el equilibrio instantáneo entre la oferta y la demanda a todo momento, etc. Todas estas particularidades, eran ignoradas soberanamente por los fieles de la nueva religión competitiva: se trataba de “antigüedades”, pretextos para mantener el statu – quo. Como si eso fuera poco, los trabajos de los ingenieros – economistas de EDF eran ignorados totalmente<sup>14</sup>, como si por ser emanados de una empresa pública y monopolística (que horror!), eran forzosamente

---

<sup>13</sup> Escribí sobre este tema después de cuarenta años. Se puede encontrar un resumen sintético reciente, recuadrado en el “Elogio a las Ecotasas” publicado en la revista Societal, 6 rue Clement Marot, 75008, Paris, n° 46, trimestre 2004, pág. 27

<sup>14</sup> Es inevitable me dijo un joven tesista. Como Ud. no cita a nadie (es normal porque yo no había casi leído a nadie) nadie lo cita a Ud. tampoco...

parciales, inútiles o perimidos. Entonces, la intelectualidad poco a poco “redescubrió América” – más precisamente los Estados Unidos – y el buen sentido (esclarecido) volvió.

En realidad, de acuerdo a la teoría económica, la única ruptura fundamental entre empresa pública y empresa privada (o privatizada) reside hoy en un aspecto muy específico de la concepción (francesa?) del servicio público: *la igualdad de tratamiento*. A principio de los años cincuenta, luego de consultar a expertos e incluso al Consejo de Estado, se definió que el deber del servicio público, consistía en diferenciar los precios según el tipo de abastecimiento pero jamás discriminando a los consumidores. La regla era clara:

- a igual servicio, igual precio, fuera el consumidor rico o pobre<sup>15</sup>, rubio o morocho, simpático o no;
- si el servicio era diferente entre dos consumidores, la diferencia de precios facturados debía ser igual a la diferencia de costos (marginales).

Se puede ver que estos principios, muy rígidos, excluyen los procedimientos comerciales empleados desde siempre, y teorizados en las escuelas de comercio, para punzar lo máximo posible, a igual servicio, la “renta del consumidor”. Es en este punto que la innovación es importante, tanto sobre el plano teórico como sobre el práctico. El hecho consiste en que, pese a lo que se pueda decir, y aunque las intervenciones del regulador sean sutiles, estos procedimientos buscando confiscar la renta del cliente, falsean necesariamente sus decisiones. Además, la falta de comodidad que siente el usuario, que nunca está seguro que no fue trampeado, estos procedimientos influyen sobre la actitud del consumidor y modifican anormalmente sus decisiones.

\*

De todas formas la suerte está echada, un nuevo sistema de gestión y de pensamiento se instaló, y es posible prever que con el paso del tiempo terminará por fortalecer sus debilidades, por no decir eliminar sus fallas.

Este libro de Jean Pierre Hansen y Jacques Percebois toma nota de los cambios fundamentales acaecidos en los últimos veinte años. Estos no tienen nada que ver con modificaciones tecnológicas, sino con cambios mayores desde la segunda mitad del siglo XX: se trata de cambios en la sociedad. La empresa pública monopólica fue una consecuencia de los “treinta gloriosos”, esos treinta años en los cuales Francia se

---

<sup>15</sup> Lo que no excluye, por supuesto, el aspecto social de la misión de servicio público cuando la excepción tarifaria ad-hoc es decidida por la autoridad política. La (buena) solución, que prevaleció durante largo tiempo, fue devolver a los municipios de las comunas interesadas los “bonos eléctricos”; siendo negociados sus volúmenes cada año con el jefe de la comuna, y distribuidos luego por la autoridad política – la intendencia – y no por el tecnócrata que preparaba las facturas, que no estaba autorizado a expresar sus sentimientos.

reconstruyó en forma brillante. Que sobrevivió los veinte años siguientes en los que ya no se trataba para la economía francesa de “alcanzar a los Estados Unidos”, sino de desentrañar los temas del futuro: la energía nuclear, la informática, domesticar la tecnología ondulatoria – y muchos otros descubrimientos en lo inerte y en lo viviente, en el estudio de la materia y en la biología molecular.

En particular, el sector de la energía tuvo una notable evolución. La tecnología progresó, y la geopolítica del petróleo y del gas natural evolucionó notablemente.

El derrumbe de la URSS y sus ex países satélites, el desarrollo de un capitalismo fuertemente internacionalizado, todo ello modificó los datos del problema, en los últimos quince años el estatus de las empresas publicas también evolucionó. Frente a este mundo nuevo y en movimiento, los expertos y los dirigentes necesitan ajustar y perfeccionar sus herramientas de análisis, extendiendo el empleo de las mismas. Esto es precisamente lo que ofrece este libro centrado en la energía.

En particular, el papel principal que ocupa hoy el mercado obliga a hacer un esfuerzo de reflexión, tanto para alertar a aquellos que solo ven sus meritos, como para dirigirse a los escépticos y persuadirlos de la dinámica natural de una economía ampliamente liberada de las intervenciones y de las trabas estatales. El conocimiento profundo de las bases teóricas de la equivalencia entre competencia perfecta y planificación perfecta es indispensable para la formación del juicio de los actores de la economía real. Son las bases que permiten arbitrar ciertos diferendos. Es de esta forma que, por ejemplo, la noción de tecnologías a rendimiento creciente, o decreciente, encuentra su significación: el “rendimiento creciente” no se explica del todo con el transcurso del tiempo y los efectos del progreso técnico: la noción es válida en un momento dado, para un desarrollo virtual: si con la tecnología actual una actividad era un poco mas importante, el costo suplementario de esta actividad se revelaría mayor, idéntico o menor? Lo que se debe al paso del tiempo y del progreso técnico que lo acompaña encuentra su respuesta en el ritmo de las amortizaciones. Desde este punto de vista, cabe señalar que el empleo de una anualidad constante para introducir en los cálculos los cargos de las inversiones es una comodidad para los expositores, como se verá en este libro. Pero, en los hechos, es la forma más segura de arruinarse: para tener en cuenta el desgaste del material y su obsolescencia técnica, y para preservar la competitividad de los antiguos materiales con los nuevos, la anualidad que fija el costo económico de un equipamiento (amortización y cargos financieros no amortizados) debe ser fuertemente decreciente con el tiempo.

Quiérase o no, y esta última observación lo ilustra, siempre está la referencia implícita al “óptimo” teórico que sustenta las opiniones sobre los fenómenos de la vida económica real. Encontramos en este trabajo un análisis pertinente de la noción de renta, con las rentas

necesarias a la cobertura de los costos, las rentas naturales más allá de los costos y las rentas culpables...

Para cada problema, los autores utilizaron sistemáticamente en sus presentaciones las herramientas del análisis económico y optaron en forma deliberada por un enfoque racional de los problemas. En general, breves modelizaciones matemáticas ilustran útilmente las afirmaciones, sin volcarse por ello en lamentables caminos de algunos teóricos que solo explican aquello que es modelizable: el esqueleto matemático no excluye la carne de las realidades. Se destaca un hecho que yo he señalado desde hace cincuenta años: la matemática útil para la mayor parte de los economistas se limita a la técnica de los máximos con restricciones y a la formulación de los “lagrangianos”...

Además de su dimensión teórica, este libro juega sobre otras dos dimensiones: el tiempo y el espacio. En cada sector energético se hace referencia a su historia; con vistas a situar el problema y su evolución. Y, en cada capítulo, el perímetro de análisis se extiende mundialmente, siempre privilegiando la problemática europea.

Sobre esta Europa, habría lamentablemente mucho que decir y que meditar. La Comunidad no tiene una verdadera política energética, oscilando entre el deseo de intervenir y la falta de medios para hacerlo. Pero esta carencia de medios se debe a las divergencias profundas de las políticas nacionales, que pueden ilustrarse en la actitud de los gobiernos frente a la energía nuclear. La única arma de la que dispone libremente la Comunidad es el derecho a la competencia, y es por este motivo que se abusa de la misma. Ahora bien, si la competencia tiene sus méritos durante mucho tiempo desconocidos, no los tiene todos. La energía eléctrica tiene la molesta característica de concentrar la mayor parte de las excepciones a los méritos de la economía de mercado. Lo que las autoridades de Bruselas parecen a veces subestimar.

Este libro provee, bajo este punto de vista, comentarios muy útiles sobre los sistemas regulatorios. El término regulación abarca dos realidades bien distintas que la literatura continua confundiendo. Donde puede jugar la competencia, el papel de la regulación consiste en hacer de suerte que juegue de la mejor forma posible. Pero donde la competencia está excluida – es el caso claramente de los monopolios naturales – el papel del regulador no consiste en *mejorar* el juego de la competencia sino de *substituirlo*. No se parece, y debe rechazarse con fuerza cuando el vocabulario no diferencia estos dos papeles. Por que substituir a la competencia significa fijar los precios, o al menos limitarlos en su extrema diversidad. –en un caso se trata de hacer *funcionar* el mercado de la mejor forma posible, y en el otro de *reemplazarlo*-. Este último caso exige del regulador un conocimiento profundo de la empresa regulada, lo que no es fácil en una empresa común y se transforma en acrobático en el caso excepcional de la electricidad. La única forma de saber todo sobre una empresa regulada, es estar al frente de la misma. –esa era mi función

cuando era el director general, el regulador de las tarifas de EDF, bajo el control de un consejo de administración compuesto por un tercio de representantes de los usuarios, un tercio de representantes del personal y un tercio de representantes del Estado – todo ello además bajo la supervisión del gobierno -. El nuevo modelo ha conducido a externalizar al regulador, con la certeza que estará menos informado, pero será más imparcial. Esta situación merece una mayor discusión, y es de lamentar que la regulación internalizada, que ha hecho ya sus pruebas, no sea citada en este libro. Aunque fuera solo para explicarla, ya que la primer reacción del lector no informado es al menos de incredulidad: “Que el jefe de EDF sea su propio regulador? No le parece? Pero si!... únicamente – por supuesto – cuando se trata no de mejorar el juego de la competencia sino de sustituirla. Este sistema funcionó muy bien durante cincuenta años, y uno comienza a darse cuenta que no era tan malo”<sup>16</sup>.

Lo que hace la riqueza de este libro, es la extensión y la diversidad de sus enfoques, el constante dialogo entre los modelos y la realidad, la intención permanente de explicar y de hacer comprender. Se siente aquí la profunda experiencia de sus autores. Jean Pierre Hansen es un jefe de empresa, Jacques Percebois un universitario. El primero acompañó constantemente el ejercicio de sus funciones de empresario de una preocupación por el análisis económico que hizo de el un profesor en la Escuela Politécnica. El segundo es parte de esos universitarios franceses que adquirieron una reputación internacional como especialista de la economía de la energía y al mismo tiempo ejercieron sus responsabilidades concretas de consejero y experto en diversos organismos y consejos de administración.

De esta forma cada uno de ellos se ha mezclado en los negocios del otro.

Tenían mucho que enseñarnos. Sin duda, han superado brillantemente el desafío.

**Marcel BOITEUX**

Miembro del Instituto  
Presidente de Honor de EDF

---

<sup>16</sup> Todo el mundo pareciera querer ignorar que la empresa EDF vale una centena de miles de millones de euros en la Bolsa (menos con sus tarifas bloqueadas, mas los precios del mercado), y ello sin que su accionista único, el Estado, jamás haya puesto un centavo. Todo se hizo con crédito y autofinanciamiento. Cabe destacar para los expertos, que para los prestamos la garantía financiera del Estado, de derecho y de hecho, fue pagada con medios propios, y que las tarifas de EDF, mas allá de casos particulares de algunos grandes clientes, eran (sin impuestos) de las menos caras de Europa. Ahora se trata de hacerlo mejor...!



### MACROECONOMIA DE LA ENERGIA

1.1	El concepto de balance energético	2
1.2	Los determinantes de la intensidad energética del PBI	11
1.3	La energía en la función de producción	19
1.4	Los modelos de previsión utilizados en el sector energético	27
1.5	Los efectos macroeconómicos de un shock energético	29
1.6	Los instrumentos destinados a internalizar las externalidades	37
	Bibliografía	52

Los flujos de energía consumidos por un país a lo largo del año son contabilizados en el balance energético. Esta energía puede ser producida localmente o importada. La cantidad de energía necesaria para la producción de bienes y servicios (el PBI) varía en el tiempo y en el espacio, en función de consideraciones técnicas o de criterios socioeconómicos. La intensidad energética del PBI y la cantidad de energía *per cápita* son muy variables de un país al otro. La energía es siempre consumida mediante un equipo utilizador, por lo que es importante analizar el proceso de producción a través de las relaciones de complementariedad y de sustitución que vinculan el factor capital, el factor trabajo y el factor “energía”. El objeto de la función de producción macroeconómica consiste en comprender estas relaciones, anticipar la evolución de la demanda de energía en base a las perspectivas de crecimiento económico. Este es el papel de los modelos macroeconómicos de previsión. El objeto de este capítulo es de analizar el papel de la energía en la economía a nivel global. Para ello estudiaremos sucesivamente:

- 1) el concepto de balance energético;
- 2) los determinantes de la intensidad energética del PBI;
- 3) la energía en la función producción;
- 4) los modelos de previsión utilizados en el sector energético.

Se analizarán luego los mecanismos por los cuales un shock energético (un shock “precio”, por ejemplo) puede modificar los equilibrios macroeconómicos y ver como intervienen los Estados en las decisiones energéticas para internalizar los costos sociales ligados a los usos de la energía (costos ambientales) o para promover ciertas formas de energía consideradas prioritarias. En principio, son los mecanismos de mercado que orientan las decisiones, pero el Estado debe intervenir en caso de externalidades, negativas o positivas, para operar una reasignación óptima de los recursos. Las dos últimas secciones del capítulo serán consagradas a los siguientes puntos:

- 5) los efectos macroeconómicos de un shock energético;
- 6) los instrumentos de política energética destinados a internalizar las externalidades negativas y positivas.

## **1.1 EL CONCEPTO DE BALANCE ENERGÉTICO**

La energía es un bien de consumo final, cuando lo consumen hogares que necesitan calefaccionarse, desplazarse, iluminarse o utilizar equipos electrodomésticos, o un bien de consumo intermedio, cuando es utilizado a lo largo del proceso productivo para producir otros bienes o servicios. La relación que existe, en un momento dado, en un país determinado, entre el consumo total de energía  $E$  en el año, evaluado generalmente en toneladas equivalentes de petróleo (Tep) y el producto interior bruto  $Y$ , evaluado en valor monetario, permite hacerse una idea del papel de la energía en la economía. Se verifica que esta relación  $E/Y$  es muy variable en el tiempo para un país considerado aisladamente, y muy variable en el espacio, en un momento dado, si se considera un grupo de países incluyendo países que hayan alcanzado niveles de desarrollo económico comparables. Se puede hacer el mismo comentario si se considera el consumo de energía *per cápita*, es decir

la cantidad de energía consumida anualmente por habitante. Muchos factores explican estas disparidades espaciales y temporales: factores geográficos (el clima, la extensión territorial), factores estructurales vinculados a la naturaleza de la energía utilizada como a la estructura de la producción nacional, factores tecnológicos ligados a la mayor o menor eficacia de los equipos de producción, transformación y utilización de energía.

### 1.1.1 Los coeficientes de equivalencia

Existen varios conceptos de energía: la energía primaria, la energía final y la energía útil; el balance energético de un país se puede definir como la representación contable de la forma en que es producida, importada, transformada y utilizada la energía de un país en el transcurso de un período, que generalmente es un año.

La *energía primaria* es la energía disponible en estado bruto, antes de su transformación, tal como ella es obtenida a la entrada del sistema energético (energía producida localmente o importada). Puede presentarse en forma de stocks (carbón, petróleo crudo, gas natural, uranio) generalmente no renovables a escala humana, o bajo la forma de flujos (energía solar, eólica, o hidráulica) que son renovables.

La *energía final* es la utilizada para satisfacer las diversas necesidades (calefacción, transporte, procesos industriales) después de transformar las energías primarias en secundarias (productos petroleros, combustibles sólidos y gaseosos, electricidad). Toda transformación produce pérdidas, la cantidad de energía final será necesariamente inferior a la cantidad de energía primaria contabilizada.

La *energía útil* es la energía realmente disponible a la salida de los equipos utilizadores de energía pero, como consecuencia del escaso conocimiento sobre el parque de equipos utilizadores y su rendimiento, no se dispone de contabilidad en términos de flujo de energía útil. El balance energético de un país se establece generalmente en términos de energía primaria y traza los flujos de energía producida, importada o exportada a lo largo del año, por fuente de energía. Puede también exponerse la energía final disponible y su distribución por sectores económicos (industria, transporte, sector residencial y terciario).

La única unidad de energía reconocida legalmente en el plano internacional es el Joule, que corresponde al trabajo entregado por la fuerza de un Newton que se desplaza un metro en el punto de aplicación en la dirección de la fuerza (en la práctica es el trabajo entregado para levantar una manzana un metro). Los economistas utilizan una con mayor voluntarismo una unidad más entendible: la tonelada equivalente de petróleo (Tep) cuyo poder calorífico se ha fijado por convención en 42 GJ (gigajoules). La construcción de balances energéticos requiere contar con coeficientes de conversión entre las distintas fuentes y formas de energía, y estos coeficientes se establecen en función del poder calorífico de cada energía. La electricidad llamada “primaria” plantea un problema particular. En el proceso de transformación de calor en energía mecánica (en una turbina, que la convierte en electricidad a través de un alternador), las leyes de la termodinámica (principio de Carnot) imponen un rendimiento inferior a uno (ver anexo en capítulo 5). En la práctica, las tecnologías actuales tienen rendimientos que varían entre el 33% y el 40% (se puede alcanzar excepcionalmente el 56% con algunas tecnologías que usan el gas natural o el

carbón). Si se toma el punto de vista del físico, el poder calorífico de un MWh equivale a  $3,6/42 = 0,086$  Tep. Sobre esta base se contabiliza la electricidad secundaria producida a partir del fuel, del carbón o del gas natural en los balances de energía final. Se puede sostener que la electricidad primaria de origen nuclear no se debe contabilizar sobre esta base sino teniendo en cuenta la cantidad de energía fósil que la energía nuclear permite reemplazar, que con un rendimiento del 33% (los 2/3 del calor de una central nuclear no se transforman en electricidad o, lo que es lo mismo, se requieren 3 MWh de calor para producir 1 MWh de electricidad en una central nuclear), da un coeficiente de equivalencia de 0,26 Tep ( $1 \text{ MWh} = 0,086/0,33 = 0,26$ ). Los balances energéticos establecidos por la ONU optan por una equivalencia “energética al consumo” lo que equivale a retener el mismo coeficiente para la electricidad primaria que para la electricidad secundaria ( $1 \text{ MWh} = 0,086$  Tep). Casi todos los otros organismos (OCDE, AIE, Consejo Mundial de la Energía, Observatorio de la Energía) optan por una “equivalencia a la producción” cuando se trata de electricidad primaria de origen nuclear (es decir  $1 \text{ MWh} = 0,026$  Tep) y “equivalencia al consumo” cuando se trata de energía secundaria o de electricidad primaria de origen hidráulico, eólica o fotovoltaica ( $1 \text{ MWh} = 0,086$  Tep). La elección de los coeficientes de equivalencia no es neutra y da lugar a las controversias, los opositores a la energía nuclear consideran que con el principio de la equivalencia a la producción, se sobreestima el peso del nuclear en el balance energético medido en energía primaria. Sin embargo, si la energía nuclear no existiera se debería producir esta electricidad a partir de carbón, gas natural o petróleo, y ello aumentaría las cantidades de energías primarias consumidas. Cualquier sistema de contabilización supone establecer convenciones. Es por ello que es importante conocer las equivalencias retenidas cuando se procede a a comparaciones estadísticas procedentes de fuentes distintas (ver cuadro 1.1).

**CUADRO 1.1**  
***Que equivalencia para los kWh en los balances energéticos?***  
***Que pregunta se quiere responder?***<sup>1</sup>

Para Marcel Boiteux, contar el kWh por 9,3 MJ y no por su equivalente calórico de 3,6 MJ es tomar una posición que siempre tropezó con la negativa de los físicos que afirman, no sin razón según él, que un kWh representa la energía entregada por 1.000 watts durante 3.600 segundos es decir 3,6 MJ. “En realidad el sector energético es el único en el cual se autoriza a sumar, en términos físicos, cantidades heterogéneas de cosas de naturaleza muy distinta como la electricidad, el carbón, el uranio, el gas natural o el gas de alto horno... En nuestra vida cotidiana, las cantidades de caviar, papas o cobre se pueden expresar en kg. sin que a nadie se le ocurra la disparatada idea de sumarlos”. En el fondo, lo que es discutible, no es contabilizar las distintas fuentes de energía con una unidad común sino en sumarlas con el argumento que esa unidad es común, y ello para diseñar los balances energéticos.

“No hay ninguna relación entre un kWh de petróleo y un kWh de electricidad en el sector energético, como tampoco hay ninguna relación entre una tonelada de alcauciles y una tonelada de carne en el sector alimentario; por ello resulta absurdo adicionarlos. Si lo que se busca es realizar balances con fines de política energética, es necesario afectar a cada uno de estos kWh un coeficiente de equivalencia... y mala suerte si este kWh no equivale a 3,6 MJ como querría la aritmética de las energías degradadas: no estamos hablando de las mismas cosas”. Son los valores de sustitución que deben ser retenidos para definir las equivalencias entre las distintas formas de energía y hacer las cantidades de cada una de ellas aditivas. El problema al que responden los balances energéticos debe ser entendido como un *problema de sustitución* .

Se debe entonces ponderar las cantidades de los distintos recursos energéticos o su valor de sustitución : cuantas toneladas de carbón pueden ser sustituidas por una tonelada de petróleo?. Cuantos gramos de petróleo pueden ser sustituidos por un kWh de electricidad. “Entonces 1 kWh de electricidad no equivale a 3,6 MJ sino a una equivalencia netamente mayor. En efecto, a la producción se necesitan 222 gramos de petróleo a 10.000 termias la tonelada, es decir 9,3 MJ para producir un kWh; en estas condiciones el valor de sustitución de un kWh a la producción ya no es de 3,6 MJ; y la cantidad de uranio, o la fuerza hidráulica que permite producir un kWh será contabilizada con 9,3 MJ ya que sustituye a 9,3 MJ de petróleo”. Este valor de 9,3 MJ (basado en un rendimiento del 38%) puede ser excesivo hoy en día, frente a los principales sustitutos posibles, concluye Marcel Boiteux... “Al consumo, el kWh valdrá en adelante 3,6 MJ (luego de las reformas introducidas), los eléctricos están obligados a hacer como cualquiera!... Los balances deberán ser establecidos en el futuro en términos de energía degradada, en la ocurrencia el calor, o que no resulta de una utilidad real para los especialistas de la termodinámica del planeta. En cuanto a los responsables de la política energética, tendrán que recordar que estos balances no están hechos para ellos...

<sup>1</sup> Retomamos aquí el conjunto de conclusiones de un artículo de Marcel Boiteux publicado en la Revue de l’Energie (n° 536, mayo 2002, p 217-219) y tenemos en cuenta una nota dirigida a los autores en febrero 2010

### 1.1.2 Las disparidades en las estructuras de los balances

Un análisis de la estructura de los balances energéticos por país muestra fuertes disparidades que se explican por las restricciones de la geografía (disponibilidad o no de recursos energéticos nacionales) y al peso de la historia (políticas energéticas seguidas). Algunas energías tienen usos cautivos como el petróleo, indispensable en el sector transporte, o la electricidad, insustituible para el funcionamiento de numerosos equipamientos. En muchos usos, las sustituciones entre energías son posibles (calefacción de locales, utilización de vapor en la industria, producción de electricidad secundaria) y por ello la estructura del balance energético refleja las decisiones tomadas por los usuarios como así también por las políticas públicas conducidas (especialmente a nivel de la fiscalización de las energías).

#### A. *El balance energético de la Unión Europea (27) en 2007*

La estructura del balance primario de la UE es diferente del balance mundial. Esto también es cierto al observar la estructura de la producción de electricidad. La producción de electricidad a escala mundial es esencialmente (40%) obtenida a partir del carbón (50% en los Estados Unidos y 92% en Polonia). Esta parte es solamente del 5% en Francia, contra el 78% de la participación de energía nuclear, y del 30% en la Unión Europea contra 32% de nuclear.

El consumo de energía primaria por habitante varía sensiblemente de un país a otro: casi 8 Tep al año en América del Norte, 3,63 Tep promedio anual en la UE (27) y menos de 1 Tep en muchos países en desarrollo. En la UE las cifras varían fuertemente: 7,01 Tep en Finlandia, contra 5,56 Tep en Bélgica, 4,37 Tep en Francia, 4,01 Tep en Alemania, 2,4 Tep en Portugal y 1,85 Tep en Rumania.

## B. *El balance energético de Francia*

La evolución de la estructura del balance energético primario de Francia luego de la Segunda Guerra Mundial traduce las mutaciones operadas en Francia bajo el impulso del Estado. Pueden separarse cuatro períodos:

- 1) El período que va de 1946 a 1990, durante el cual se dio prioridad a la lucha contra la escasez de energía. La reconstrucción de la economía francesa acrecentó las necesidades de energía y estas solo pudieron ser cubiertas por el carbón nacional (accesoriamente importada), por la energía hidráulica y por el petróleo importado, para satisfacer los usos cautivos del transporte. La economía francesa es durante este período una economía cerrada que debía contar ante todo en sus propias fuerzas. Se estimulará la producción de carbón y se alcanzará su pico en 1959. El carbón, que en 1960 todavía representa cerca del 55% del consumo primario de energía, satisface entonces casi todos los usos: sirve para calefaccionarse, para producir calor o electricidad, incluso gas de síntesis (gas de alumbrado urbano). Con el descubrimiento del yacimiento de Lacq en 1951 y el comienzo de su explotación en 1955, el gas manufacturado será progresivamente desplazado por el gas natural, primero nacional y luego importado (desde los Países Bajos, Argelia, Rusia y Noruega). Un esfuerzo muy importante de inversión se realiza en el campo de la hidroelectricidad, que pasa a representar más del 10% de la energía primaria en 1960 y se mantiene desde entonces en la principal fuente de producción de electricidad. El principal instrumento de esta política relativamente “nacionalista”, basada sobre una relativa autarquía de la economía, es el sector público en situación de monopolio. Es la época de las nacionalizaciones del carbón, del gas y de la electricidad con la creación en 1946 de Charbonnages de France, Gaz de France y Electricité de France, que tienen el status de EPIC (establecimientos públicos de carácter industrial y comercial). Solamente el petróleo escapa a la nacionalización pero hay que recordar que las leyes de 1928 dieron al Estado francés el monopolio de la importación de petróleo, monopolio que fue delegado a las empresas petroleras extranjeras (Shell, Esso, BP, Caltex) o nacionales (especialmente la Compagnie Française des Pétroles, en la que el Estado tenía un tercio de la capital). La energía era en esa época cara en Francia porque su precio dependía ampliamente del costo del carbón. Las minas francesas son profundas y de costosa explotación.
- 2) El periodo que va de 1960 a 1973, a lo largo del cual se dio prioridad a la minimización del costo de abastecimiento energético de Francia. La creciente internacionalización de la economía francesa, luego de la entrada en vigor del Tratado de Roma el 1 de enero de 1958, requirió para ser competitivo que la industria nacional tuviera costos de producción sensiblemente comparables a los de sus principales competidores extranjeros. Porque continuar comprando carbón nacional costoso, cuando existía en el mercado internacional petróleo abundante y barato? El gobierno aplicó un “plan de eliminación” del carbón francés (Plan J. M. Jeanneney de 1960) y favoreció la penetración del petróleo importado en todos los usos, inclusive para producir electricidad. Ello explica que en 1973 la parte del carbón no representaba más que el 15,6% del balance de energía primaria de Francia y que la del petróleo haya pasado del 31,6% en 1960 al 67,3% en 1973.

Correlativamente, la tasa de independencia energética (producción nacional en relación al consumo total de energía) cayó del 62,1% en 1960 al 24,4% en 1973.

3) En el periodo que va de 1973 a 1990 fue priorizada la seguridad de abastecimiento energético de Francia. El primer shock petrolero demostró la vulnerabilidad energética de Francia, y desde 1974 el Plan Messmer estableció las bases de una nueva política energética con eje en tres preocupaciones:

- utilización racional de la energía, aplicando economías de energía en todos los sectores de la economía;
- diversificación geográfica de las fuentes de energía importada (petróleo, gas natural, y carbón);
- fuerte relanzamiento del plan electronuclear, única fuente nacional de energía a gran escala;

En 1990, la parte nuclear en el balance primario alcanzo el 34%, contra el 2,2% en 1973, mientras que la parte del petróleo se desmorono al 38,7%. La parte del carbón siguió disminuyendo, y la del gas natural (principalmente importado) creció, remontando la tasa de independencia energética al 48,7%;

4) Durante el periodo que comenzó en 1990, el proceso de liberalización de las industrias de redes, iniciado por la Comisión Europea, se fue imponiendo progresivamente. La apertura a la competencia inscripta en las directivas europeas modificara la organización de la industria energética francesa, con la abolición de los monopolios de importación (y de producción) y la apertura del capital de las empresas públicas, sin cuestionar los tres ejes establecidos en 1974. La prioridad del nuclear y de las economías de energía se va a reforzar por la emergencia de una preocupación cada vez mayor, en Europa como en el resto del mundo: la búsqueda del “desarrollo sostenible” destinado a preservar el medio ambiente. Es común decir que no existe política energética unificada en Europa (contrariamente al caso de la política agrícola) sino una política de la competencia aplicada al sector energético. Existe sin embargo un criterio mínimo de preocupaciones comunes alrededor de tres objetivos: la competitividad energética (acceso a la energía en las mejores condiciones de costo), seguridad de abastecimiento energético y lucha contra el calentamiento global. En Francia, el Estado ha hecho suyas las preocupaciones y la actual estructura (2007) del balance energético primario es el reflejo de esta política: el carbón (totalmente importado luego del cierre de la ultima mina francesa en 2004) cayó al 4,2%, el petróleo se estabilizo alrededor del 36%, el gas natural en el 15%, mientras que la energía nuclear representa más del 38% del consumo primario y el 78% de la producción de electricidad. Las energías renovables (excluida la hidroelectricidad) tienen aun una participación modesta (2,5%). También la tasa de independencia energética se estabilizo en el 49%.

Como se pudo ver, el Estado francés jugo siempre un papel central después de 1945 en el sector energético y supo hacer prevalecer las decisiones que se imponían para adaptarse a

las nuevas restricciones. En todos los países del mundo, la energía es considerada un sector estratégico, y el Estado, a través de las empresas nacionales o mediante incentivos financieros debe intervenir, aun si el actual proceso de liberalización y de privatizaciones observada en todas partes puede modificar los canales a través de los cuales se ejerce esta intervención.

### **1.1.3 La concentración espacial de las reservas mundiales de energía**

Casi el 88% de la energía consumida en el mundo es de origen fósil (si excluimos la leña, donde una gran parte del consumo no forma parte hoy todavía de intercambios comerciales). Se trata de recursos disponibles en forma de stock bajo tierra, agotables a escala humana. La tabla 1.2 muestra que estos recursos están distribuidos de forma muy desigual en el mundo, lo que refuerza su carácter estratégico y la competencia por el acceso a estos recursos, en un contexto en el cual su agotamiento es una preocupación creciente. Se verifica que los tres primeros países poseedores de recursos energéticos tienen el 46% de las reservas probadas de petróleo, el 53% de las de carbón, el 56% de las reservas de uranio y el 60% de las reservas de gas natural.

Los puntos de vista del geólogo y del economista no coinciden cuando se trata de estimar las reservas disponibles. Para el geólogo, el nivel de reservas es necesariamente finito, aunque sea desconocido. El economista se interesa por las reservas técnicamente explotables y económicamente rentables con la tecnología disponible en la actualidad, anticipando la tecnología futura que permitirá reducir los costos de acceso al petróleo, o acceder al petróleo más alejado y costoso. Se habla en esas condiciones de reservas probadas. El nivel de estas reservas va a cambiar con el tiempo en función de dos parámetros esenciales: el precio director de la energía y el ritmo de progreso técnico. Cuando el precio del mercado sube, se hace posible el acceso a los recursos más costosos y crece la cantidad de las reservas probadas, *ceteris paribus*. El progreso técnico permite acceder a recursos inaccesibles hasta entonces y bajar el costo de acceso. La relación R/P que expresa la cantidad de reservas probadas R sobre el volumen de producción P, es un indicador instantáneo de la cantidad de años que el stock en tierra será explotable; va a cambiar con el tiempo en función de estos dos parámetros. Este indicador R/P no es de gran utilidad ya que no nos informa acerca de la forma en que van a evolucionar las reservas probadas a lo largo del tiempo en función de los nuevos descubrimientos, pero es generalmente invocado para transmitir una imagen del agotamiento de las reservas. Junto con las reservas probadas, también se pueden estimar los recursos probables, que deberían ser explotables en el futuro con una buena probabilidad, y los recursos posibles, los cuales se mantienen en el campo de lo hipotético y suponen en general cambios tecnológicos importantes. El volumen de las reservas probadas se va a modificar en parte por los nuevos descubrimientos y en parte por la reestimación (hacia el alza o la baja) de las reservas conocidas. El nivel de reservas resulta una variable estratégica para las compañías operadoras y para los Estados nacionales, y las cifras publicadas por unos y otros son a veces muy discutidas.



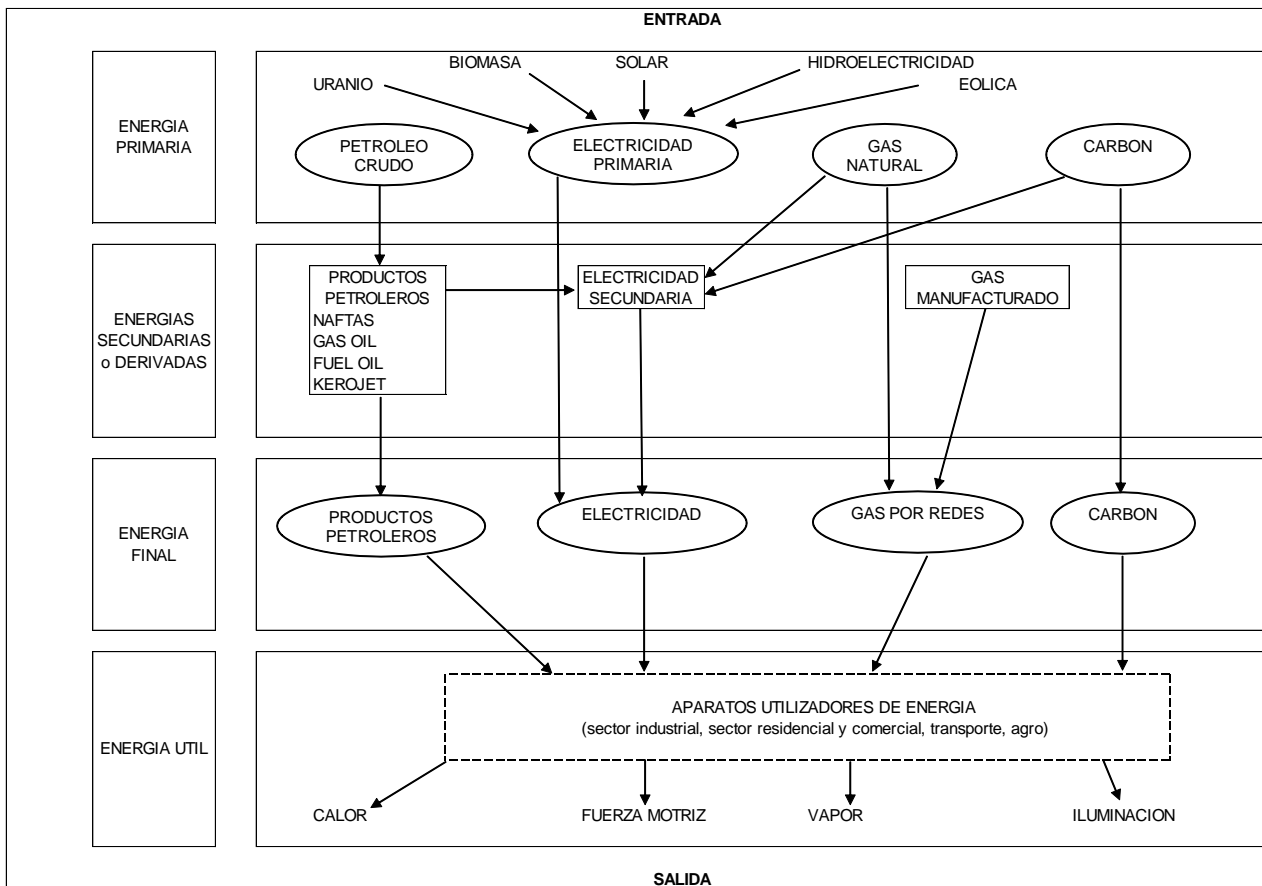
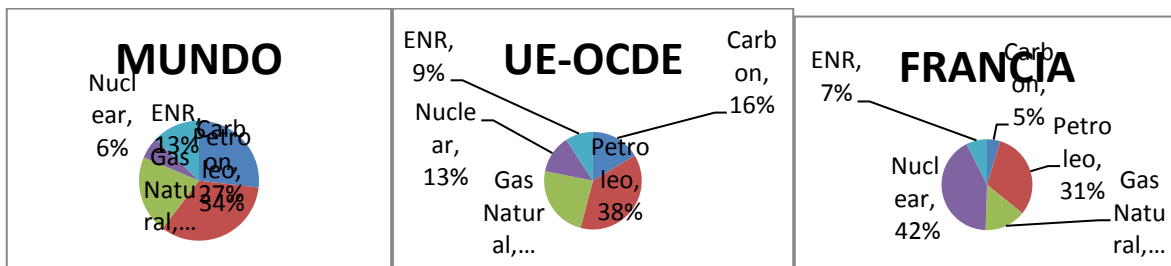


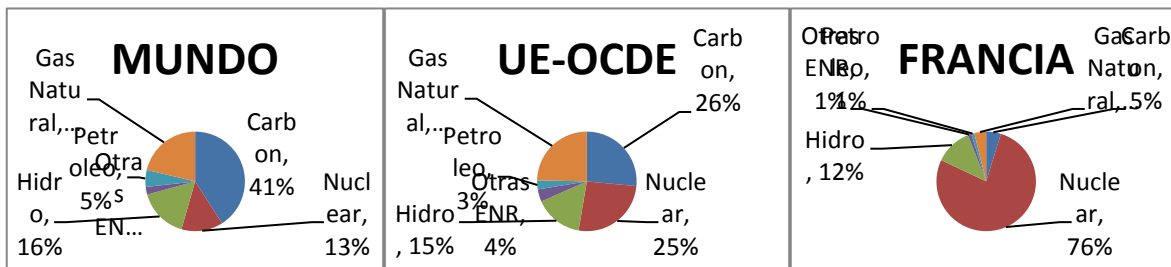
Figura 1.1 Diagrama simplificado sistema energético



TASA DE DEPENDENCIA: 56%  
 Petróleo: 75% importado  
 Gas Natural: 60% importado  
 Carbón 40% importado

TASA DE DEPENDENCIA: 51%  
 Petróleo: 99% importado  
 Gas Natural: 95% importado  
 Carbón 100% importado

Figura 1.2 Estructura del consumo de energía primaria (cifras 2008, fuente Agencia Internacional de la Energía (AIE))



EDF es responsable del 90% de la producción seguida por la CNR y por ENDESA

**Figura 1.3 Estructura de la producción de electricidad (cifras 2007, fuente: AIE)**

<b>Tabla 1.1</b>				
<b>Balance Energetico de Francia (en %) (Fuente: cifras de la DGEMP)</b>				
<b>FUENTES</b>	<b>1960</b>	<b>1973</b>	<b>1990</b>	<b>2007</b>
Carbon	54,5	15,6	8,3	4,2
Petroleo	31,6	67,3	38,7	35,7
Gas Natural	3,4	7,2	11,3	14,5
Nuclear	.	2,2	34	38,3
Hidroelectricidad	10,5	5,4	5,5	4,8
ENR	.	2,3	2,2	2,5
TOTAL (%)	100	100	100	100
TOTAL (MTep)	85	180	230	276
Tasa de Independencia (%)	62,1	24,4	48,7	49,1

Tabla 1.2 La concentración de las Reservas y de la producción (los tres primeros países en 2010 en %)					
Participación en el consumo mundial de energía en %		Reservas Probadas		Producción en 2010	
<b>Petróleo</b>	34%	1 Arabia Saudita	19%	1 Rusia	13%
R/P = 46 años		2 Venezuela	15%	2 Arabia Saudita	12%
		3 Irán	10%	3 Estados Unidos	9%
		<b>Subtotal</b>	<b>44%</b>		<b>34%</b>
<b>Gas Natural</b>	24%	1 Rusia	24%	1 Estados Unidos	19%
R/P = 59 años		2 Irán	16%	2 Rusia	18%
		3 Qatar	14%	3 Canadá	5%
		<b>Subtotal</b>	<b>54%</b>		<b>44%</b>
<b>Carbón</b>	30%	1 Estados Unidos	28%	1 China	48%
R/P = 118 años		2 Rusia	18%	2 Estados Unidos	15%
		3 China	13%	3 Australia	6%
		<b>Subtotal</b>	<b>59%</b>		<b>69%</b>
<b>Uranio</b>	5%	1 Australia	26%	1 Canadá	25%
R/P = 85 años		2 Kazakstan	17%	2 Australia	19%
(con los actuales reactores)		3 Canada	13%	3 Kazakstan	13%
		<b>Subtotal</b>	<b>56%</b>		<b>57%</b>

Fuente: BP Statistical Review 2011 – CREDEN (datos Uranio)

## 1.2 LOS DETERMINANTES DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL PBI

La intensidad energética del PBI se puede calcular considerando el consumo anual de energía primaria de un país (evaluado en Tep) con relación al PBI estimado en valor monetario, o teniendo en cuenta la energía final obtenida luego de deducir de la energía primaria el autoconsumo del sector energético y las pérdidas debidas a la transformación de energía primaria en energía final. La relación que existe en un momento dado entre energía final y energía primaria refleja la eficacia del sistema energético del país. Esta relación es muy variable según los países que se consideren, en la Unión Europea en 2007 variaba del 55,6% en Polonia al 89,7% en Irlanda, con un promedio de 72,4% en la UE (27). Alemania tenía un 76,1%, Bélgica 73,5%, Reino Unido 70,7%, Francia 65,2% (fuente: Cahiers de Global Chance, abril 2009). Esto se explica porque Francia tiene un peso elevado en el sector nuclear y por la forma en la que se contabiliza la energía nuclear, lo que desemboca en importantes pérdidas de calor ya que el rendimiento de las centrales nucleares no supera el 33%. Aunque utilicemos la energía primaria o la energía final, la intensidad energética del PBI varía fuertemente en el tiempo y en el espacio, lo que se puede explicar por la estructura del consumo energético, como por la estructura del PBI. Un PBI con fuerte contenido industrial consumirá más energía que un PBI predominantemente agrícola o terciario. El peso de las industrias grandes consumidoras de energía (IGCE) es un determinante importante de un fuerte contenido energético del PBI. Estas industrias se caracterizan por presentar costos energéticos iguales o mayores al 10% de sus costos totales de producción (siderurgia, pasta de papel, vidrio, cemento, aluminio, etc.). Como ejemplo, la intensidad energética primaria del PBI europeo (UE 27) era en promedio igual a 0,129 Tep por cada 1.000 u\$s (2007), con una fuerte dispersión alrededor de este promedio: 0,200

en Finlandia, 0,165 en Bélgica, 0,140 en Francia, 0,129 en Alemania, 0,105 en el Reino Unido y 0,087 en Irlanda (fuente: Observatorio de la energía). En Irlanda, la estructura predominantemente agrícola del PBI y la eficacia de su sistema energético explican el bajo nivel de su intensidad.

### 1.2.1 La elasticidad energía - PBI

Existe un vínculo entre el consumo de energía *per cápita* y el PBI *per cápita*, como lo han mostrado los trabajos de E.S. Mason (1955) a partir de un estudio estadístico sobre 42 países. Los trabajos de J. Darmstadter (1971) confirmaron estos análisis para el año 1965 sobre la base de 30 países. La ecuación de regresión obtenida es la siguiente (con un muy buen coeficiente de correlación):

$$\text{Log } E/Pob = - 0,34 + 1,21 Y/Pob, \text{ donde } Pob \text{ representa la población del país}$$

Como indica el autor, la relación es estrecha pero no proporcional, ya que la pendiente de la recta de regresión es superior a la unidad. Además, la dispersión alrededor de esta recta es importante. Los trabajos realizados por P. E. Janosi y L. E. Grayson (1972) confirman esta conclusión utilizando un enfoque temporal. El análisis abarca a 30 países industrializados en el periodo 1953-1965 y, en todos los casos, la elasticidad energía – PBI ( $E_r = dE/E/dY/Y$ ) es positiva, pero a veces supera a la unidad y otras veces es inferior a uno.

Evidentemente se trata de un enfoque muy grosero que merece ser afinado y no tiene otra ambición que evidenciar un vínculo intuitivo entre la energía *per cápita* y el PBI *per cápita*.

Otros estudios realizados sobre series temporales de largo plazo muestran que, en el caso de los grandes países industrializados, la elasticidad energía - PBI, siempre ha sido positiva pero en valores absolutos fue en algunos casos superior a la unidad y en otros casos inferior a esta. Los trabajos de P. Putman (1960), Colin Clark (1960), J. Darmstadter (1977, 1978) y J.M. Martin (1988, 1990) permiten diferenciar tres fases distintas cuando se calcula la intensidad energética del PBI en el periodo 1850 – 1980:

- 1) una fase de crecimiento continuo de la relación  $E/Y$  desde 1850 hasta un máximo que se ubica en fechas diferentes según el país estudiado: 1880 para el Reino Unido, 1920 para los Estados Unidos y Alemania, 1929 para Francia y 1970 para Japón o Italia. El alza de la intensidad energética del PBI se debería principalmente a la evolución de la estructura de la producción de bienes y servicios: la industrialización fundada sobre industrias pesadas (siderurgia, metalurgia) sería la causa esencial. Hay que mencionar sin embargo que solo la energía comercial fue tomada en cuenta en estos cálculos. Si se reintrodujera una estimación del consumo de leña y carbón de leña, la intensidad energética del PBI podría ser continuamente decreciente durante todo el periodo, según Schurr (1984). Las sociedades tradicionales tendrían en realidad una intensidad energética del PBI relativamente elevada, ya que su sistema energético es poco eficaz (basado en la utilización de la biomasa y de la leña) y el progreso técnico, mejorando los rendimientos deplorables al principio, habrían permitido bajar esta intensidad a lo largo de los siglos;

- 2) una fase de disminución continua de la relación  $E/Y$  después de 1880 en el Reino Unido, 1920 en los Estados Unidos y Alemania, 1929 en Francia y 1970 en Japón e Italia. Esta baja se explicaría primariamente por factores tecnológicos, la mejora de los rendimientos a lo largo de la cadena energética, pero también por sustituciones inter-energéticas, donde el “eficaz” petróleo reemplaza ampliamente al carbón menos eficaz en muchos usos. La evolución de la estructura del PBI (el peso creciente de industrias ligeras y del sector terciario) contribuiría a reforzar esta caída de la relación  $E/Y$ . Esta baja sería sensible hasta 1960 en los Estados Unidos, el contenido energético del PBI (en moneda constante) disminuyó por ejemplo un 34% entre 1920 y 1960, según J. Darmstadter;
- 3) Una relativa estabilización de la relación  $E/Y$  entre 1960 y 1973 en la mayoría de los países industrializados (con la excepción de Japón e Italia), lo que en esta época permitiría pensar en la existencia de una “ley de la elasticidad unitaria”, 1% de crecimiento del PBI requeriría un aumento del consumo de energía primaria del 1%. Esta estabilización relativa puede explicarse por varios factores: una desaceleración del progreso observado a nivel de los rendimientos energéticos, una intensificación del proceso de transformación de la energía primaria en energías secundarias, (sobre todo electricidad) y una tercerización más “energo – intensiva” de la producción. El desarrollo de la informática, actividad muy consumidora de electricidad, en el sector de servicios, va a contribuir a estabilizar esta relación. También se debe destacar que el precio muy bajo de la energía durante este periodo no incita a realizar economías de energía.

Esta evolución “en campana” de la intensidad energética del PBI podría hacer creer que todos los países que se industrializan deberán conocer una situación de este tipo. Sin embargo, el pico de esta relación tiende a disminuir con el transcurso del tiempo: era menor en los Estados Unidos y Alemania que en el Reino Unido, y todavía menor en Francia. Los países en desarrollo no están por lo tanto condenados a seguir el mismo camino, porque disponen de tecnologías más eficientes que las que disponían en su época los países que conocieron la primer y luego la segunda revolución industrial.

Luego de los shocks petroleros de 1973-1974 y 1979-1980, la intensidad energética del PBI en los países de la OCDE volvió a tener una tendencia decreciente, por el impacto de políticas de ahorro de energía en la demanda, una tendencia que se ve reforzada por la preocupación por la lucha contra el cambio climático. Las políticas de veracidad de precios de la energía (aplicando impuestos sobre las externalidades negativas) contribuyen a esta desconexión relativa entre crecimiento económico y crecimiento del consumo energético, por lo menos en los países industrializados. Como ejemplo, la intensidad energética final de los países de la Unión Europea (15), expresada en Tep por 1000 u\$s de PBI (PBI a paridad de poder de compra PPA, y u\$s de 2005) pasó de 0,157 en 1973 a 0,090 en 2007, es decir un ritmo promedio de reducción del 1,4% anual. El PBI de la UE (15) es por lo tanto mucho más “sobrio en energía” en 2007 que en 1973 (cifras de Global Chance) ya que se verifica una reducción del 40% en el periodo analizado.

### 1.2.2 La elasticidad-precio de la demanda de energía

Como lo recuerda J.M. Martin (1992), “en el transcurso de los años 1950 y 1960, los precios reales de la energía tendían a disminuir: se le asignaba un escaso interés como variable explicativa en el crecimiento del consumo. El shock ocasionado por la fuerte alza del precio de petróleo en 1973 y luego en 1979 obligo a revisar los modelos explicativos introduciendo la elasticidad del consumo al precio (op. cit. p 33)”. Los modelos de doble elasticidad (ingreso y precio) consisten en expresar la demanda de energía  $E$  en función del nivel de la actividad macroeconómica  $Y$  (PBI en el ingreso nacional) y del precio de la energía  $P$ :

$$E = k \cdot Y^\alpha \cdot P^\beta$$

de donde se obtiene, bajo la forma logarítmica (conservamos las mismas notaciones pero a continuación se trata en el texto de logaritmos):

$$E = k + \alpha Y + \beta P$$

donde  $\alpha$  y  $\beta$  representan la elasticidad-precio y la elasticidad-ingreso, respectivamente.

$$\alpha = \frac{\partial E / E}{\partial P / P} > 0 \text{ y } \beta = \frac{\partial E / E}{\partial Y / Y} < 0$$

Un estudio econométrico de Hannesson (2009) sobre 171 países (países industrializados, países en desarrollo y también países de economía planificada) en el periodo 1950 – 2004 demuestra que existe una buena correlación entre la tasa de crecimiento del consumo de energía en este conjunto de países, la tasa de crecimiento del PBI, la evolución del PBI *per cápita* y la evolución del precio del petróleo. La ecuación es de la forma:

$$E = \alpha_1 + \alpha_1 Y + \alpha_2 y + \alpha_2 p + \varepsilon$$

donde  $E$  es la tasa de crecimiento del consumo de energía primaria,  $Y$  la tasa de crecimiento del PBI en volumen, y la tasa de crecimiento del PBI *per cápita* y  $p$  la tasa de crecimiento del precio del petróleo crudo ( $\varepsilon$  es un término de error). El coeficiente  $\alpha_1$  es positivo pero  $< 1$ , lo que muestra que la demanda de energía crece en general menos rápido que el PBI del conjunto de estos 171 países. El coeficiente  $\alpha_2$  es negativo, indicando una relación en sentido inverso entre crecimiento del PBI *per cápita* y el crecimiento del consumo de energía. El crecimiento de la demanda de energía es menos sensible al crecimiento económico cuando el nivel de vida es mayor. El coeficiente  $\alpha_2$  es también negativo, de acuerdo a lo previsto, lo que indica un impacto negativo del alza del precio director de la energía sobre la demanda energética. Si se observa la relación país por país, o por grupo de países, se verifica que  $\alpha_1$  es siempre positivo pero que  $\alpha_2$  a veces es positivo y otras no, en particular en el caso de los países exportadores de petróleo. El alza del precio del petróleo debería hacer que el crecimiento económico fuera menos “energo - intensivo”. Pero esto no es siempre cierto en los países exportadores de petróleo y en el caso de los países de economía planificada. Ello se debe a que en estos países, los precios internos

generalmente no reflejan la evolución de los precios mundiales de la energía, y por lo tanto son subvencionados. Si las variaciones de los precios internacionales no son trasladadas a los precios internos de los países, la demanda no será sensible a estas evoluciones.

Existe una formulación dinámica, que busca tener en cuenta las demoras de adaptación con el objeto de reflejar ciertas rigideces tecnológicas o de comportamiento, donde la demanda de energía del año  $t$  dependerá no solamente de los valores del ingreso y del precio de la energía en el año  $t$ , sino también de los valores observados en el pasado para estas variables con una ponderación decreciente en forma geométrica (cf. N. Mairet, 2009):

$$E_t = k + \alpha Y_t + \alpha \lambda Y_{t-1} + \alpha \lambda^2 Y_{t-2} + \dots + \beta P_t + \beta \lambda P_{t-1} + \beta \lambda^2 P_{t-2} + \dots$$

la que puede volver a escribirse de la siguiente manera:

$$E_t = k(1 - \lambda) + \alpha Y_t + \beta P_t + \lambda E_{t-1}$$

siendo los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$  las elasticidades de corto plazo pudiendo definirse las elasticidades de largo plazo teniendo en cuenta la velocidad de ajuste  $(1 - \lambda)$  como :  $A = \alpha / (1 - \lambda)$  y  $B = \beta / (1 - \lambda)$ .

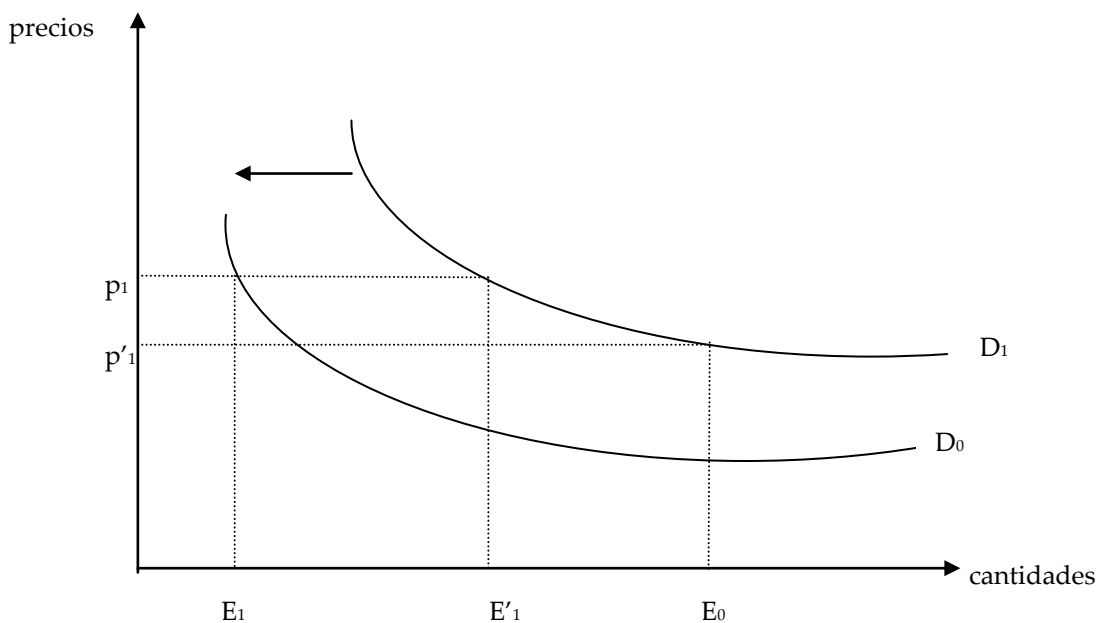
Cuando  $\lambda = 0$ , la adaptación a las variaciones de ingreso y de precio es instantánea. Cuando  $\lambda$  tiende a 1, la adaptación es lenta y las elasticidades de largo plazo adquieren valores elevados. Conviene no olvidar nunca que la energía se consume a través de un equipo y que la adaptación a un shock-precio requiere en general el cambio de este equipo. En consecuencia, podemos considerar que va a existir una respuesta asimétrica de la demanda energética a las variaciones de precios de la energía: un aumento brutal del precio va a conducir a los usuarios a optar por equipos más eficientes cuyos rendimientos serán mejores y, en caso de baja de precios esta decisión será irreversible. El alza del precio director de la energía produce una reducción de la demanda energética que en parte es irreversible cuando estos precios bajan, de forma que las políticas públicas adoptadas para el manejo de la demanda no podrán ser revertidas. Es posible pensar que el progreso técnico es autónomo y que se observará una mejora de los rendimientos con el transcurso del tiempo, independientemente de la evolución del precio de la energía.

Los enfoques econométricos a una respuesta asimétrica fueron utilizados por numerosos autores (Dargay y Gately, 1995; Haas y Schipper, 1998; Gately y Huttington, 2002; Griffin y Schulman, 2005; Dargay, Gately y Huttington, 2007) y los resultados obtenidos en los países de la OCDE muestran una respuesta asimétrica al precio con un ajuste retardado, y a la vez una respuesta simétrica al ingreso con ajuste instantáneo. La demanda de energía responde con mayor fuerza a un aumento de precios que a su disminución, y es mayor aún esta respuesta cuando el aumento supera los máximos históricos registrados en el pasado (cf. N. Mairet, 2009). Todo ocurre como si los agentes conservaran la memoria del pasado y sobreactuaban cuando el pico histórico de precios es superado. Las cifras varían mucho según los sectores estudiados (industria, transporte, doméstico y terciario) y los períodos considerados. Sin embargo, el orden de magnitud es de -0,1 a -0,3 en el caso de la

elasticidad-precio de corto plazo (cuando hay un alza de precios), y de -0,4 a -0,9 para la elasticidad-precio de largo plazo.

Algunos estudios distinguen el impacto sobre la demanda de energía de una variación de precios de la energía, del impacto del progreso tecnológico inducido por esta variación de precios. Hunt, Judge y Ninomiya (2000) diferencian el desplazamiento a lo largo de la curva de demanda (elasticidad-precio de largo plazo) del desplazamiento de la curva de demanda hacia la izquierda (progreso tecnológico). Un aumento sensible del precio de la energía de  $P_0$  a  $P_1$  va a ocasionar una baja de la demanda del nivel  $E_0$  al nivel  $E_1$ , y esta disminución se puede descomponer en dos etapas: la primer etapa corresponde a un efecto-precio (la demanda pasa de  $E_0$  a  $E'_1$ ) y la segunda etapa a un efecto “progreso tecnológico” (la demanda pasa de  $E'_1$  a  $E_1$ ). El efecto precio en sentido estricto corresponde a un desplazamiento a lo largo de la curva de demanda, mientras que el progreso tecnológico inducido (o autónomo) tiene como efecto el desplazamiento de la curva de demanda hacia la izquierda.

En realidad, resulta difícil disociar el progreso tecnológico inducido por el alza de precios de la tecnología del progreso tecnológico autónomo, en especial si nos mantenemos en un nivel muy agregado. El estudio de Metcalf (2009) sobre el caso de los Estados Unidos muestra que la intensidad energética del PBI bajo un 47% en el periodo 1970-2003 y que esta baja se explica en sus tres cuartas partes por una mejora de la eficacia energética contra un cuarto imputable a cambios en la estructura del PBI hacia actividades menos “energo-intensivas”. En lo esencial, la mejora de los rendimientos energéticos es, según este estudio, imputable al alza de precios de la energía, en forma directa o indirecta (vía el progreso tecnológico).



**Figura 1.4**  
**Impacto de la evolución del precio y del progreso técnico sobre la demanda de energía**



### 1.2.3 Efectos actividad, estructura y contenido

Los enfoques globales no permiten distinguir bien, en la evolución de la demanda de energía de un país, lo que corresponde al crecimiento económico de aquello que es imputable a la estructura de la economía o a una mejora de los rendimientos energéticos, es decir de la eficacia misma del sistema energético. Este mejora en los rendimientos es a su vez imputable en parte a la existencia de un progreso tecnológico autónomo, y en parte a la modificación del comportamiento de los agentes en el caso del alza de precios, sea que estos agentes economizan la energía sin cambios en el equipamiento, o que deciden invertir en equipos que ahorran mas la energía (“energy-saving”).

Los trabajos de Darmstadter y alii (1978), E. Medina (1975) y Criqui y Kousnetzoff (1987) permiten aislar los efectos de actividad, de los efectos de estructura y de los efectos de contenido en la evolución de la demanda de energía de una economía. En un país dado, el consumo de energía final (en Tep) se puede considerar como la resultante de varios elementos:

$$EF = \sum_{i=1}^n EF_i = \sum_{i=1}^n (EF_i / VA_i) \cdot (VA_i / Y) \cdot Y$$

donde  $EF$  representa el consumo final total,  $EF_i$  y  $VA_i$  el consumo final y el valor agregado del sector  $i$  (industria, transporte, sector domestico y terciario, etc.) e  $Y$  el PBI. La variación de la demanda final durante un periodo puede ser descompuesta en varios elementos constitutivos:

$$\begin{aligned} \Delta EF &= \sum_{i=1}^n (EF_i / VA_i) \cdot (VA_i / Y) \cdot \Delta Y && \text{efecto contenido;} \\ + \sum_{i=1}^n (EF_i / VA_i) \cdot \Delta (VA_i / Y) \cdot Y &&& \text{efecto estructura;} \\ + \sum_{i=1}^n (EF_i / VA_i) \cdot (VA_i / Y) \cdot \Delta Y &&& \text{efecto actividad;} \\ + \varepsilon &&& \text{efecto de segundo y tercer orden.} \end{aligned}$$

El mismo enfoque se puede utilizar en un sector dado, la industria por ejemplo, para aislar los distintos efectos y poder tener en cuenta las mutaciones inter-industriales.

Pero, como nos demuestra J. M. Martin (1992, p. 42), “cuanto mayor es el nivel de desagregación mas se destacan los efectos de estructura; inversamente si la desagregación es débil, la mayor parte del efecto de estructura es capturada por el efecto contenido”. El interés esencial de esta metodología, muy simple de aplicar, es demostrar que ciertos efectos pueden compensarse al menos parcialmente. Una disminución de la demanda final de energía no significa necesariamente una mayor eficacia energética sino que puede ser la resultante de una modificación de la estructura de las actividades económicas. La industria ligera sustituyendo por ejemplo a la industria pesada. Una disminución del consumo final de energía se puede imputar a una deformación estructural de la producción antes que a una

política de economías de energía. Una estabilización del contenido energético en la industria puede enmascarar dos efectos contradictorios que se compensan: un aumento del consumo específico de energía de los productos por un lado, y una disminución del peso de las ramas de la industria que son grandes consumidoras de energía, por el otro. Para ser significativo, un estudio de la evolución del contenido energético del PBI debe realizarse a un nivel relativamente desagregado, en particular en el caso del cuadro de intercambios inter-industriales.

El enfoque sectorial de la intensidad energética del PBI se apoya en el cálculo de los coeficientes energéticos de los productos (o ramas) que permite identificar aquellos con fuerte contenido energético como el vidrio, el aluminio, el acero o el cemento. Los coeficientes de intensidad energética directos de los diversos productos se obtienen realizando la relación entre la cantidad de ventas de productos energéticos en la rama  $i$  a una rama  $j$  cualquiera, sobre el valor disponible de la rama  $j$ , es decir:

$$a_{ij} = \frac{X_i}{X_j} = \frac{\text{ventas de productos } i \text{ por la rama } i \text{ a la rama } j}{\text{producción disponible de la rama } j}$$

Estos coeficientes son calculados a partir de datos disponibles en valor. Pero, mediante una hipótesis sobre el precio medio de la energía, se pueden deducir los coeficientes evaluados en Tep por unidad de producción. El conjunto de intercambios inter-industriales puede ser presentado en forma matricial:

$$X_{n1} - A_{nn}X_{n1} = Y_{n1}$$

donde  $X_{n1}$  es el vector  $[n, 1]$  de la producción disponible de las  $n$  ramas de la matriz de Leontieff,  $Y_{n1}$  es el vector  $[n, 1]$  de la demanda final en productos  $n$  (consumo final e inversiones) y  $A_{nn}$  es la matriz  $[n, n]$  de los coeficientes técnicos de producción  $a_i$  ( $i \neq j$ ). Los coeficientes de intensidad energética  $a_i$  calculados como se ha descrito arriba (en el caso que  $i$  representa la rama energía) no explican sin embargo la totalidad de la energía incorporada en una unidad de un bien cualquiera, ya que solamente contabilizan la energía vendida directamente por la rama energía a la rama que elabora el producto en cuestión. La energía se encuentra también incorporada en los diversos consumos intermediarios que la rama  $j$  compra a las otras ramas (energía exceptuada) de donde surge la necesidad de calcular los coeficientes técnicos llamados de intensidad energética total (directa e indirecta). Estos coeficiente  $b_{ij}$  son los coeficientes de la matriz  $B_{n,n}$  obtenida por trasposición:

$$[I - A]X = Y \text{ siendo } X = [I - A]^{-1} Y = BY$$

( $I$  es una matriz unitaria de dimensión  $n, n$ )

Los coeficientes  $b_{ij}$  tienen un evidente interés operativo: representan el crecimiento de la producción en valor de la rama (en este caso la energía) necesario para producir una unidad monetaria suplementaria del producto  $j$  a nivel de demanda final de bienes y servicios. Recurriendo a hipótesis sobre los precios de la energía y la de los bienes en cuestión, es

posible calcular el “consumo específico” en energía de un producto dado, es decir la cantidad de energía incorporada en Tep en una tonelada de cemento, de acero, de vidrio o de papel. Se puede observar que este consumo específico es muy variable en función de los países y de las épocas, ya que pueden existir en general una pluralidad de tecnologías de producción disponibles para un mismo producto. A título de ejemplo, la misma tonelada de cemento va a incorporar dos veces más de energía si es fabricada por “vía húmeda” y no por la “vía seca”. Se comprende por ello que sea necesario conocer mejor las relaciones que existe, en un momento dado, en un país dado, entre la energía, el capital y el trabajo, y por ello es necesario recurrir al concepto de función de la producción.

### 1.3 LA ENERGÍA EN LA FUNCIÓN DE PRODUCCIÓN

Las relaciones entre la energía y el PBI son “mediatizadas” por la utilización de equipos, lo que hace indispensable las relaciones energía – capital – trabajo en la función de producción para comprender mejor los principales determinantes de la demanda energética durante el proceso de crecimiento.

#### 1.3.1 Las funciones KLEM

Los principales factores de la producción (el capital K, el trabajo L, la energía E y las materias primas no energéticas M) pueden combinarse en proporciones variables en el tiempo y el espacio, bajo el efecto del progreso tecnológico y en función del nivel de precios relativos de cada uno entre ellos. Algunas funciones de producción postulan una estricta complementariedad entre K, L, E y M, mientras que otras admiten una fuerte sustitución entre estos factores. Todo depende del horizonte temporal empleado: una cierta sustitución se puede concebir en el mediano y largo plazo, pero el margen de maniobra es mucho menor a corto plazo y entonces parecen prevalecer las relaciones de complementariedad (la elección del equipamiento define la energía a utilizar). Existen en la práctica tres tipos principales de funciones de producción:

- 1) Funciones “putty – putty” que admiten una sustitución *ex ante* y *ex post* entre los distintos factores. Las sustituciones entre factores se supone que pueden intervenir antes y después que se realicen las inversiones. El prototipo es la función Cobb – Douglas del tipo:

$$Y = AK^{\alpha} \cdot L^{\beta} \cdot E^{\gamma}$$

Donde Y representa el PBI, K el stock de capital, L la cantidad de trabajo, E la cantidad de energía utilizada y A un factor dimensional característico de la economía. Los parámetros  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$  corresponden a las elasticidades de la producción en relación al capital, el trabajo y la energía respectivamente, sea:

$$\alpha = \frac{\partial Y/Y}{\partial K/K}, \quad \beta = \frac{\partial Y/Y}{\partial L/L} \quad \text{y} \quad \gamma = \frac{\partial Y/Y}{\partial E/E}$$

Se postula generalmente que la función está sometida a rendimientos marginales positivos pero decrecientes ( $\partial Y / \partial K > 0$  y  $\partial^2 Y / \partial K^2 < 0$ , etc.) y a rendimientos de escala constantes ( $\alpha + \beta + \gamma = 1$ ).

Esta función es útil pedagógicamente y simple de manejar, pero no es realista ya que ignora las restricciones planteadas por la indivisibilidad de los equipamientos y las rigideces tecnológicas observadas en la realidad.

- 2) Las funciones “clay – clay” rechazan cualquier substitución *ex ante* y *ex post* entre los factores de producción y retienen en consecuencia el principio de una estricta complementariedad entre energía, capital y trabajo. El prototipo es la función de Leontieff que es de la forma:

$$Y = K / v = L / u = E / w;$$

donde u, v y w son constantes positivas que expresan el coeficiente de capital, la intensidad de mano de obra y la intensidad energética respectivamente del PBI. Esta hipótesis de ausencia de toda substitución es concebible en el corto plazo, pero es discutible en el mediano y largo plazo. Es porque se puede recurrir a funciones clay-clay en generación de capital. Permiten retener coeficientes fijos entre capital y trabajo o entre capital y energía, pero esta fijación solo es postulada a un nivel de generación dado de equipamiento, variando los coeficientes de una generación a otra. La eficacia energética de los equipos más nuevos será superior a la de los antiguos lo que, *in fine*, permite constatar una cierta substitución entre factores de producción.

- 3) Las funciones “putty-clay” admiten una substitución *ex ante* éntrelos factores de producción pero rechazan la substitución *ex post*. Existe un abanico de posibles tecnologías disponibles, algunas de ellas más “energo-intensivas” que otras, pero una vez que se tomo la decisión tecnológica la cantidad de energía empleada por el equipo seleccionado no es modificable.

Para evitar la doble limitación que constituyen las funciones Cobb –Douglas por un lado (substitución perfecta) y las funciones del tipo Leontieff por el otro (complementariedad rígida), es más común recurrir, en el campo de la energía, a funciones CES (Constant Elasticity of Substitution, llamadas también funciones SMAC por el nombre de sus creadores: Solow, Minhas, Arrow y Chenery) o, si las estadísticas disponibles lo permiten, a funciones de generación de capital.

La función CES es del tipo:

$$Y = [aE^{-\gamma} + bK^{*-\gamma}]^{1/1-\gamma}$$

donde Y representa el PBI, E el factor energía y  $K^*$  el factor capital (pero es un factor capital modificado combinado con una proporción fija del factor trabajo). Las constantes a y b son parámetros de distribución tales que  $a + b = 1$ , en general, y  $\gamma$  es un parámetro de

substitución tal que  $\gamma = (1 - \sigma) / \sigma$  es la elasticidad de sustitución energía – capital definida como la relación entre la derivada logarítmica de E/K y la derivada logarítmica de  $p_e / p_k$  siendo  $p_e$  y  $p_k$  los precios de la energía y el capital respectivamente), sea:

$$\sigma = \frac{\partial \ln(E/K)}{\partial \ln(p_e/p_k)} = \frac{d(E/K)/E/K}{d(p_e/p_k)/p_e/p_k}$$

Esta elasticidad de sustitución  $\sigma > 0$  se supone aquí constante y su valor será fijado por cálculos econométricos adecuados. Traduce la forma en la que se modifica, en términos relativos, la combinación energía – capital cuando se observa una variación de precios relativos. La función se puede reescribir de la siguiente forma:

$$Y^{(\sigma-1)/\sigma} = \alpha E^{(\sigma-1)/\sigma} + b K^{*(\sigma-1)/\sigma}$$

Si  $\gamma = 0$  o  $\sigma = 1$ , reencontramos la función del tipo Cobb – Douglas. Si  $\sigma \rightarrow \infty$  o  $\sigma \rightarrow 1$ , nos reencontramos con una función del tipo Leontieff.

Se puede generalizar la función CES si  $\sigma$  es variable. Se obtiene de esta forma funciones del tipo VES (Variable Elasticity of Substitution). La elasticidad de sustitución  $\sigma$  podría variar, por ejemplo, de forma lineal con la relación E/K\*. Entre las funciones VES, las más utilizadas en el sector energético son las funciones translog, introducidas por Christensen, Jorgensen y Lau (1971) y Diewert (1974). La función de costo asociada a una función de producción homogénea de grado uno, se escribe:

$$\ln C = \ln \alpha_0 + \ln Y + \sum_i \alpha_i \ln p_i + \frac{1}{2}$$

con  $i, j = K, L, E, M$  y donde Y representa el PBI y  $p$  el precio de cada uno de los factores de la producción.

La homogeneidad de la función de producción implica:

$$\sum_i \alpha_i = 1; \sum_i \beta_i = 0 \text{ y } \beta_i = \beta_j$$

La derivada logarítmica de C en relación a  $p$ , nos da:

$$\frac{\partial \ln C}{\partial \ln p_i} = \frac{\partial C}{\partial p_i} \frac{p_i}{C} = \alpha_i + \sum_j \beta_j \ln p_j, \text{ con } i, j = K, L, E, M$$

Se puede deducir la parte óptima del costo de cada uno de los factores de producción:

$$S_i = \frac{p_i q_i}{C} = \alpha_i + \sum_j \beta_j \ln p_j \text{ con } \sum_i S_i = 1$$

La parte óptima de cada factor en el costo total de producción depende linealmente del logaritmo del precio. La ventaja de una formulación del tipo translog que, para una función

con cuatro factores de la producción permite establecer cuatro relaciones suficientemente fáciles de estimar en forma econométrica, queda de esta forma demostrada.

La estimación de los coeficientes del sistema formado por las ecuaciones de partes de mercado permite luego calcular las elasticidades parciales de sustitución de largo plazo en el sentido de Allen – Uzawa entre el input  $i$  y el input  $j$ , que están dadas por:

$$\sigma_{ij} = \frac{\eta_i}{S_j} = \frac{\partial \ln(X_i / X_j)}{\partial \ln(\partial F / \partial X_j)}$$

donde  $q_i$  es la cantidad utilizada de cada uno de los factores. Esta elasticidad de sustitución es igual a la elasticidad cruzada de la demanda del input  $i$  en relación al precio del input  $j$ , dividida por la parte del costo del input  $j$  en el costo total de producción. Es posible escribir entonces, según el teorema de Uzawa:

$$\sigma_i = \frac{\beta_i + S_i S_j}{S_i S_j} \text{ con } i, j = K, L, E, M \text{ e } i \neq j$$

$$\sigma_i = \beta_i + \frac{S_i^2 - S_j}{S_i^2} \text{ con } i, j = K, L, E, M$$

La elasticidad de la demanda de un factor  $i$  en relación al precio del factor  $j$  (elasticidad cruzada  $\square_{ij}$  en el sentido Hicks-Allen) es igual al producto de la elasticidad de sustitución en el sentido de Allen – Uzawa entre estos dos factores por la parte del segundo factor en el costo total. Pero si  $\sigma_i = \sigma_j$  se tiene en general  $\eta_i \neq \eta_j$ . Las elasticidades de sustitución  $\sigma_i$  son en general negativas. Las elasticidades  $\sigma_j$  pueden ser positivas (los dos factores son considerados como sustituibles) o negativas (en este caso los dos factores son considerados complementarios).

Es posible utilizar el mismo enfoque para analiza las relaciones entre formas de energía en el seno de un sistema energético considerado globalmente. Los índices  $i$  y  $j$  representan en este caso las principales fuentes de energía: petróleo, gas natural, carbón, electricidad, etc. La elasticidad de sustitución permite evaluar el efecto de un alza de precios relativos de una forma de energía sobre el consumo relativo de otra forma de energía. En el caso que  $\sigma_i$  sea negativo, las energías  $i$  y  $j$  son complementarias, pero si  $\sigma_i$  es positivo son sustituibles. En el caso general, se observa que las elasticidades-precio directas son negativas y que las elasticidades-precio cruzadas y de sustitución son positivas.

Uno de los límites de las funciones translog como fueron anteriormente definidas ( $\beta_i = \beta_j$  y  $\sigma_i = \sigma_j$ ) reside en la simetría que supone que el efecto precio de la energía  $i$  sobre la parte de mercado de la energía  $j$  es idéntica al efecto precio de la energía  $j$  sobre la parte de mercado de la energía  $i$ . Una variación de precio de la energía  $j$  tendrá un impacto sobre la demanda de la energía  $i$  tanto más fuerte cuanto la parte de mercado de  $j$  sea más elevada, y tanto más débil si la parte de mercado de  $i$  es la más alta. En otras palabras, cuanto más alta sea la parte de mercado de una forma de

energía, el precio de esa energía tendrá un impacto mayor sobre la demanda de otras formas de energía, mientras que la demanda de esta energía será menos sensible al precio de las otras energías.

El recurso a funciones translog ha permitido alimentar una controversia entre Berndt y Wood, por un lado, y Gregory y Griffin por el otro, respecto a las relaciones de complementariedad y sustitución que existen en las funciones de producción entre capital y energía.

### **1.3.2 El debate complementariedad – sustitución entre el capital y la energía**

Apoyándose en una función de producción del tipo translog y sobre su función de costo dual, Berndt y Wood (1975) concluyeron que la energía debía ser considerada como un sustituto al factor trabajo y un complemento al factor capital. Utilizaron para ello un enfoque con series temporales testeadas en varios países industrializados, incluido los Estados Unidos, entre 1947-1971. Estos resultados corroboraban los trabajos de Hudson y Jorgenson (1974) sobre datos similares, siempre utilizando series temporales, y los de Humphrey y Moroney (1975) que emplearon como método un panel de datos (cross-section). Todos utilizaron la elasticidad de sustitución en el sentido de Allen – Uzawa haciendo la hipótesis que la función producción es a rendimientos de escala constantes con progreso técnico neutro en sentido de Hicks. Partiendo también de una función translog, pero recurriendo a un enfoque de “cross-section” en nueve países industrializados para los años 1955, 1960, 1965 y 1969 Gregory y Griffin llegaron a la conclusión de la existencia de una relación de sustitución entre energía y capital, como también entre energía y trabajo (ver Percebois, 1989).

Muchas otras verificaciones se intentaron más adelante en ambos sentidos, en 1983 Mittlestadt realizó una síntesis de los estudios econométricos disponibles, mostrando que los análisis basados en series temporales conducen a confirmar la tesis de complementariedad, mientras que los análisis realizados mediante el empleo de datos transversales llegan invariablemente a la conclusión de la existencia de una relación de sustitución (aunque débil en algunos casos).

Berndt y Wood (1977) propusieron una explicación de estas divergencias y presentaron al mismo tiempo un intento de reconciliación entre las dos tesis existentes. Para ellos, Gregory y Griffin confundieron la “sustitución aparente” en el sentido técnico del término (visión del ingeniero) y la “complementariedad real” en el sentido económico (visión del gestor). Pero lejos calmar los espíritus, esta explicación renovó la polémica que se focalizó en cuatro niveles en forma simultánea:

- el del procedimiento de estimación: según se privilegia funciones a tres o cuatro factores (función KLE para Gregory y Griffin, función KLEM para Berndt y Wood), si se recurre a funciones temporales o a un método cross-section los resultados van a ser diferentes;

- el de la naturaleza de los países estudiados: la tesis de la complementariedad se verifica más fácilmente en Estados Unidos, en Canadá o en Japón, que en los países europeos industrializados;
- el de las ramas de actividad analizadas: la energía y el capital serían sustituibles en aquellas ramas de fuerte intensidad energética y complementarios en las otras;
- el del tipo de energía considerada: los resultados son diferentes según se considere a la energía en forma global o si se separa a la electricidad de las otras formas de energía. El capital y la electricidad serían sistemáticamente complementarios mientras que el capital y las energías fósiles utilizadas como combustible podrían ser complementarios o sustituibles. Esta complementariedad capital-electricidad fue puesta en evidencia por Le Grand (1982) estudiando el caso de Francia (con aplicación en las ramas industriales).

Blackbory y Russel (1989) criticaron la utilización del coeficiente de elasticidad de sustitución en el sentido de Allen, considerando que sería mejor apoyarse en la elasticidad de sustitución de Morishima (1967)<sup>2</sup> que es para ellos un indicador mejor. Thompson y Taylor (1995) retomaron ocho estudios empíricos, incluyendo los de Berndt y Wood (1975) y Gregory y Griffin (1976), utilizando la elasticidad de sustitución de Morishima. En cada uno de estos estudios encontraron que el capital y la energía son sustitutos, destacando que los resultados no eran los mismos según la variable fuera el precio de la energía o el del factor capital. En consecuencia, una política de eficiencia energética sería más eficaz si el Estado decidiera encarecer el precio de la energía (vía un impuesto) antes que subvencionar los equipos más eficientes (vía créditos impositivos, por ejemplo).

Solow (1987) considera que todos estos estudios razonan sobre datos relativamente agregados, lo que limita su alcance pues, para él, el fenómeno de complementariedad-sustitución es en esencia microeconómico antes que macroeconómico. Nguyen y Streitwieser (1997) demuestran efectivamente que los enfoques microeconómicos dan resultados más confiables que los enfoques meso o macroeconómicos (datos agregados por sectores). Su conclusión es que se verifica la sustitución entre energía y capital mejor con la elasticidad de Morishima que con la elasticidad de Allen. Los resultados van a variar dependiendo del tamaño de las firmas analizadas: la sustitución será más fuerte en las pequeñas unidades de producción; en las grandes unidades, se observa una sustitución más débil, y en algunos casos se observa cierta complementariedad.

---

<sup>2</sup> La elasticidad de sustitución de Morishima (ESM) entre dos factores de producción  $i$  y  $j$  está dada por  $ESM_{i,j} = \frac{\partial \ln(X_i / X_j)}{\partial \ln(\partial F / \partial X_j)}$  con  $i \neq j$  y  $F = F(X_1, X_2, \dots, X_n)$ . Esta elasticidad supone que la productividad marginal

del factor  $i$  es constante y por ello no aparece más en la relación. El ESM no es entonces necesariamente simétrico. Un valor positivo traduce posibilidades de sustitución entre los factores  $i$  y  $j$ . Ver Reynes y Y. Yeddar-Tamsamani (2009).



Atkeson y Kehoe (1999) consideran, cifras en apoyo, que se trata de una relación de complementariedad a corto plazo, pero de relativa sustitución en el largo plazo. Díaz, Puch y Guillo (2004) diferencian las inversiones destinadas a procesos de producción de aquellas destinadas a reducir el consumo de energía a lo largo de este proceso. En el primer caso, hay complementariedad entre capital y energía, y en el segundo caso se imponen relaciones de sustitución. Es necesario distinguir entonces entre el capital “energy – consuming” del capital “energy – saving”.

Este enfoque en términos de elasticidad de sustitución conduce a resultados por lo menos contradictorios cuando nos mantenemos en un nivel global de análisis, y ello se puede explicar por dos importantes limitaciones:

- es difícil aislar una modificación de las proporciones factoriales a nivel de un sector (por ejemplo, la industria) de una variación de la estructura de esta industria;
- no se tiene en cuenta en forma suficiente el carácter heterogéneo de los factores de producción y en especial de la naturaleza de la energía empleada en los diferentes usos. La electricidad y los combustibles fósiles (petróleo, gas, carbón) no son siempre sustituibles; algunas energías tienen usos cautivos y la selección de los equipamientos va a condicionar la de la fuente de energía a utilizar en ciertos casos; la selección de una fuente de energía a su vez podrá condicionar la de los equipamientos a utilizar. Este caso se da en el transporte automóvil que requiere, casi sin excepciones, de productos petroleros. Es el caso también de la calefacción residencial: la selección del equipamiento impone la del tipo de energía a utilizar.

En otras palabras, solo un análisis microeconómico que tome en cuenta la naturaleza de las actividades, el tamaño de las compañías, el abanico tecnológico disponible, los criterios de selección y las restricciones de financiamiento en materia de inversiones es susceptible de aportar respuestas precisas a las relaciones complejas que vinculan la energía al capital, en el seno de la función de producción.

**CUADRO 1.2**  
**Substitución bruta y complementariedad neta**  
**entre el capital y la energía según Berndt y Wood (1977)**

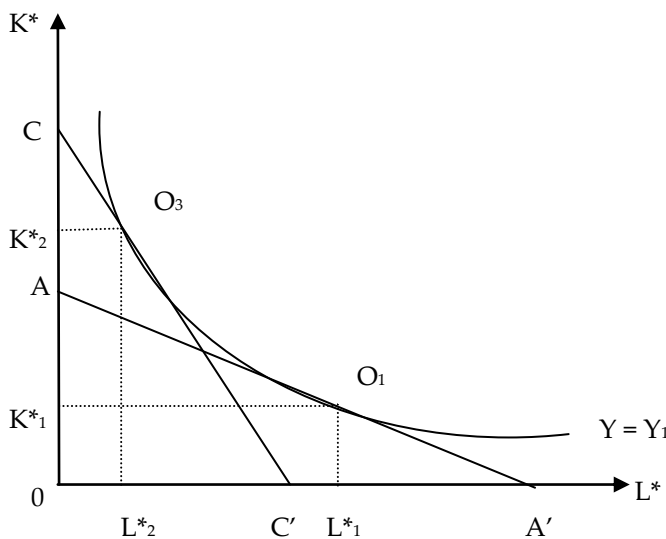
Dada una función macroeconómica  $Y = f(K, L, E, M)$  separable de la siguiente forma:  $Y = f(K^*, L^*)$ , con  $K^* = g(K, E)$  y  $L^* = h(L, M)$ . La función de costo dual es de la forma  $C = l(C^*_K, C^*_L)$  con  $C^*_K = p_k \cdot K + p_e \cdot E$  y  $C^*_L = p_L \cdot L + p_M \cdot M$ . Los costos unitarios de los *inputs* agregados son:  $p^*_k = \frac{C^*_k}{K^*}$  y  $p^*_L = \frac{C^*_L}{L^*}$

La minimización de la función de costo bajo una restricción de producción  $Y = Y_1$  conduce a elegir el punto  $O_1$  (la recta de isocostos  $AA'$  tiene una pendiente igual a

$\frac{p^*_L}{p^*_K}$ ). En el equilibrio se utiliza  $K^*_1$  unidades del *input* agregado (K,E) y  $L^*_1$  unidades del *input* agregado (L,M) (ver la figura 1.5).

Para obtener  $K^*_1$  unidades del *input* agregado  $K^*$  se deben combinar en el óptimo  $O_2$ ,  $K_1$  unidades de capital a  $E_1$  unidades de energía (la recta de isocostos  $BB'$  tiene una pendiente igual a  $\frac{p_e}{p_k}$  (ver figura 1.6). En el óptimo también se combinan  $L_1$  unidades

de trabajo a  $M_1$  unidades de materia prima no energética para obtener  $L^* = L^*_1$ . Supongamos que el precio del factor capital disminuye, *ceteris paribus* (el razonamiento si el precio de la energía se incrementa, *ceteris paribus*). Si suponemos en un primer tiempo que  $K^*$  es fijo *ne varietur* ( $K^* = K^*_1$ ), la recta de isocostos  $BB'$  se desplazara a  $DD'$  ocasionando una disminución de la cantidad de energía utilizada, la que pasa de  $E_1$  a  $E_2$ , y un alza concomitante de la cantidad empleada de capital que pasa de  $K_1$  a  $K_2$  (cf. Figura 1.6).



**Figura 1.5**

Nos encontramos ahora en el punto de equilibrio  $O_4$ . La disminución relativa del factor capital indujo un efecto sustitución bruta que se puede poner en evidencia calculando las elasticidades-precio brutas  $\eta^*_{KK} < 0$  y  $\eta^*_{EK} > 0$  (elasticidades directas y cruzadas).

La disminución del precio  $p_k$  induce una baja del costo unitario compuesto  $p^*_k$ . Ello modifica, en un segundo tiempo, el equilibrio entre  $K^*$  y  $L^*$ , ya que la recta de isocostos asociada  $AA'$  se desplaza hacia  $CC'$  en la figura 1.5. Estaremos nuevamente en el punto de equilibrio  $O_3$  donde la demanda del *input agregado*  $K^*$  se incrementa de  $K^*_1$  a  $K^*_2$  mientras que la del *input agregado*  $L^*$  disminuye de  $L^*_1$  a  $L^*_2$ . Es conveniente luego examinar como esta cantidad  $K^*_2$  es obtenida en la figura 1.6 sobre el punto  $O_5$  (punto de tangencia entre la curva  $K^*$  y  $K^*_2$  y la recta de isocostos  $FF'$  paralela a  $DD'$ ).

En este punto, la cantidad de capital utilizada  $K$  crece y pasa de  $K_2$  a  $K_3$ , pero la cantidad de energía consumida también crece ya que pasa de  $E_2$  a  $E_3$  y nada impide entonces, como en este caso, que  $E_3 > E_2$ . El efecto de escala hizo que se incrementen en forma simultánea las cantidades de energía y de capital. Para el capital, el efecto de sustitución (pasaje de  $K_1$  a  $K_2$ ) y el efecto de escala (pasaje de  $K_2$  a  $K_3$ ) se refuerzan uno al otro. Para la energía, los dos efectos juegan en sentido contrario: el efecto de sustitución bruta disminuye el consumo de energía (que pasa de  $E_1$  a  $E_2$ ) mientras que el efecto de escala supera al de sustitución y de repente energía y capital son complementos netos en el sentido económico. Se puede decir entonces que existe un capital “pro-energía” y un capital “anti-energía”.

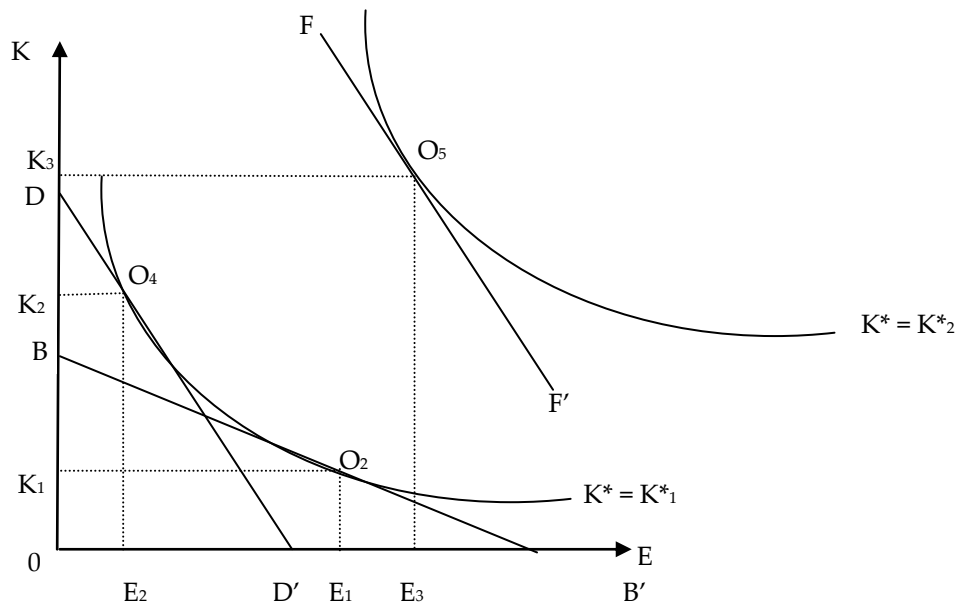


Figura 1.6

## 1.4 LOS MODELOS DE PREVISIÓN UTILIZADOS EN EL SECTOR ENERGÉTICO

Se distinguen tradicionalmente tres familias de modelos: los modelos “top – down”, los modelos “bottom – up” y los modelos “híbridos”.

### 1.4.1 Los modelos “top – down”

Estos modelos parten de un equilibrio macroeconómico que es progresivamente desagregado. Como lo recuerda P. Zagame (2008) “estos modelos describen a priori el sistema energético a partir de las funciones de producción, donde la energía figura de forma más o menos detallada, como un factor de producción sustituible o complementario con otros factores como el trabajo y los productos intermedios. En las representaciones tradicionales de estos modelos, estas funciones de producción consideran el progreso técnico como un factor exógeno; de esta forma aparece en las simulaciones una tendencia

(*trend*) de eficacia energética autónoma, es decir independiente de las condiciones económicas prevalecientes. La endogenización aparece tardíamente”. Estos modelos son caracterizados generalmente por un alto nivel de agregación, donde las relaciones entre las variables macroeconómicas se suponen suficientemente estables en el tiempo para poder realizar previsiones. Sobre la base de los precios relativos de los *inputs*, las elasticidades de sustitución permiten simular diversas combinaciones productivas y coeficientes exógenos de mejora de la eficacia energética que permitan la evolución de la intensidad energética de los distintos productos a lo largo del tiempo. Resulta difícil, por el contrario, considerar rupturas tecnológicas en este tipo de modelos. Existen dos categorías principales de modelos “top – down:

- 1) *Los modelos macro econométricos* con un horizonte temporal limitado en general a diez o quince años, pues se considera que las estructuras económicas se modifican demasiado para que las estimaciones econométricas conserven su validez más allá de esos plazos. Estas relaciones son estimadas a partir de series temporales o de un panel de datos y normalmente se apoyan en matrices *input – output* para modelizar las relaciones inter-industriales;
- 2) *Los modelos de equilibrio general calculables (MEGC)* suponen que los agentes económicos maximicen o minimicen sus funciones de preferencia (maximización de una función de utilidad para los hogares, maximización de una función de costo para las empresas). Las relaciones en general son “calibradas” sobre series estadísticas y no estimadas econométricamente. En cada iteración, estos modelos establecen el equilibrio del conjunto de mercados gracias a un ajuste por los precios, pero no se alimentan de información sobre el camino a recorrer hacia este equilibrio. El horizonte temporal de estos MEGC es, en general, mayor que el de los modelos macro econométricos permitiendo de esta forma realizar simulaciones de largo plazo para evaluar el impacto de medidas de política energética.

#### **1.4.2 Los modelos “bottom – up”**

Estos modelos parten de una descripción detallada del sistema energético insistiendo sobre el conjunto de opciones tecnológicas disponibles en la actualidad o en el futuro previsible. La demanda de energía es obtenida por sector económico y por uso energético (en determinados casos en términos de energía útil). Gracias a esta representación detallada de las distintas tecnologías, estos modelos permiten poner en evidencia el margen de maniobra que disponen los diferentes actores para satisfacer sus necesidades. En función de hipótesis exógenas sobre el crecimiento económico y sobre el progreso tecnológico, es posible trazar una imagen coherente del sistema energético futuro, desde el momento en que se supone que la función “objetivo” de los agentes es conocida. Se trata en general de una función de costos que se busca minimizar. En la práctica se distinguen dos tipos de modelos:

- 1) *modelos de simulación* que plantean varios escenarios tecnológicos con hipótesis contrastadas de crecimiento económico y de precios de la energía;
- 2) *modelos de optimización* donde se supone que el comportamiento de los agentes es racional y busca a maximizar un beneficio o minimizar un costo, con un entorno económico dado (crecimiento de la actividad económica, precios relativos)

Estos modelos no permiten tomar en cuenta las interacciones entre sectores económicos ni las realimentaciones macroeconómicas vinculadas a las opciones tecnológicas.

Tabla 1.3			
Ejemplos de modelos utilizados en la Union Europea (indicando la institucion que lo ha elaborado)			
	Modelos Top-Down		Modelos Bottom-Up
Modelos macro economicos	HERMES (1)	Modelos de simulacion	MEDEE (6)
	NEMESIS (2)		POLES (7)
Modelos de equilibrio general calculable	GEM-E3 (3)	Modelos de optimizacion	MARKAL (8)
	GEMINI (4)		EFOM (9)
	IMACLIM (5)		PRIMES (10)
			TIMES (11)

(1) Harmonized Economic Research for Modeling Economic Systems (ERASME)

(2) New Economic Model for Environment and Strategies Implementation for Sustainable Development (ERASME)

(3) General Equilibrium Model for Energy Economic Environment Interactions (NTUA y ERASME)

(4) General Equilibrium Model of International National Interactions between -economy, Energy and the Environment (A. Bernard y M. Vielle)

(5) Modele d'Interaction energie-climat (CIRED)

(6) Modele d'evolution de la demande a long terme (ENERDATA)

(7) Prospectiva Outlook on Long Terme Energy Systems (LEPII)

(8) MARKer ALlocation (Ecole des Mines de Paris)

(9) Energy Flows Optimisation Model (LEPII y Coision Europea)

(10) Projection of INTEGRATED Modeling Energy Systems (NTUA)

(11) The Integrated MARKAL- EFOM System (Ecole des Mines de Paris)

### 1.4.3 Los modelos “híbridos”

Como lo recuerda P. Zagame (2008) se pueden buscar diversas formas de conciliar los dos enfoques (cf. Bohering, 1998 y Loulou, 2005):

“En primer lugar, prolongar “hacia abajo” un modelo macro sectorial por un modelo energético que describa en forma detallada las tecnologías; pero esta operación está limitada porque son muy pesados operativamente (...). Empujar “hacia arriba” modelos tipo *bottom-up* (...) incorporando un modulo econométrico agregado (...). Finalmente, también existe la posibilidad que dos modelos o mas dialoguen, de forma descentralizada, organizando un *linkage* por medio de las iteraciones”.

La ambición de los modelos híbridos consiste en combinar una representación detallada de las tecnologías y usos de la energía con una representación del comportamiento de los agentes (suponiendo un comportamiento racional de los mismos) y con una representación detallada de las interacciones entre el sistema energético y el resto de la economía. Pero los enfoques de los ingenieros no siempre coinciden con las restricciones de los economistas.

## 1.5 LOS EFECTOS MACROECONÓMICOS DE UN SHOCK ENERGÉTICO

Se puede definir un shock energético (petrolero, por ejemplo) como una situación en la cual una economía fuertemente tributaria de las importaciones de energía se ve sometida a un aumento brutal no anticipado y significativo de los precios de la energía sin que le sea posible, al menos en el corto plazo, reaccionar de otra forma que extrayendo realmente de la riqueza nacional o tomar deuda externa en forma creciente los montos requerido para pagar la factura energética (Percebois, 1989 p. 24 y Hamilton, 2003). Los shocks petroleros de 1973-1974 y 1979-1980, dieron lugar a diversos análisis macroeconómicos destinados a

evaluar las consecuencias del alza de precios del petróleo sobre el crecimiento, el empleo y el equilibrio externo. Estos estudios permitieron trazar una tipología de las políticas públicas que fueron necesarias aplicar para enfrentar esta situación.

### 1.5.1 Medida de un shock petrolero y sus consecuencias

Se hace referencia aquí al intento de cuantificar la transferencia efectuada a escala macroeconómica por las economías de la OCDE como consecuencia de los dos shocks petroleros, que fuera propuesta por F. Meunier (INSEE) (1982,1983). Para evaluar la extracción realizada (transferencia de riqueza hacia el exterior), el autor compara la situación efectivamente observada a nivel del saldo comercial con una situación virtual en la cual los volúmenes de importaciones y exportaciones se mantendrían sin cambios en relación a la situación corriente, pero en la cual los precios del comercio exterior evolucionan como los precios internos (precios del PBI). La transferencia operada por el exterior sobre el ingreso nacional es igual a la diferencia entre el saldo externo a precios corrientes y el que hubiera resultado si, a volúmenes iguales, los precios a la importación y los precios a la exportación hubieran evolucionado como el precio de referencia, en este caso el del PBI.

Esta transferencia viene dada por:

$$T = X - M - p.(x - m) = x.(p_x - p) - m.(p_m - p) ;$$

donde X y x representan las exportaciones en valor y en volumen respectivamente, M y m las importaciones en valor y en volumen respectivamente p, p<sub>x</sub> y p<sub>m</sub> los índices de precios del PBI, de las exportaciones y de las importaciones respectivamente. Si p<sub>m</sub> > p, los agentes internos sufrirán una punción sobre sus ingresos pero se esforzaran por recuperarla en parte adoptando p<sub>x</sub> > p. El alza en el costo de las importaciones va a incrementar los precios de los consumos intermedios, y ello va repercutir inevitablemente sobre los precios de los productos nacionales, de los cuales una parte es exportada. Habrá transferencia al exterior si T < 0 y aporte desde el exterior si T > 0, y estas transferencias serán calculadas en porcentaje del PBI.

Frente a un shock externo, los países intentaran exportar más para financiar los sobrecostos, siendo posible evaluar la importancia de esta respuesta “volumen”. Se trata, según el autor, “del flujo de ingresos entre el país y el exterior ocasionado, a evoluciones de precios sin cambios, por un crecimiento del comercio exterior, tanto en importaciones como en exportaciones, diferente del crecimiento interno” (1982, p. 7). La diferencia resultante es entre el saldo exterior observado y el que hubiera conocido el país si, a precios idénticos, las importaciones y exportaciones hubieran aumentado al mismo ritmo que el PBI, es decir:

$$V = (X - q\bar{x}) - (M - q\bar{m})$$

donde q es el índice de evolución del PBI,  $\bar{x}$  las exportaciones a volumen constante,  $\bar{m}$  las importaciones a volumen constante y X y M las exportaciones e importaciones en valor, respectivamente. Por convención  $\bar{x} = p_x \cdot \underline{x_0}$  (producto del índice de precios de las

exportaciones por su monto en el año base) y  $m = p_m \cdot m_0$  (producto del índice de precios de las importaciones por su monto en el año base).

Habría respuesta – volumen por desarrollo de las exportaciones si el crecimiento en volumen es mayor que el del PBI, y respuesta – volumen por disminución de las importaciones si el crecimiento en volumen de las importaciones es inferior al crecimiento en volumen del PBI. Esta respuesta – volumen ( $V > 0$ ) es calculado como porcentaje del PBI. Las economías víctimas de un shock petrolero van a intentar de compensar un  $T$  negativo por un  $V$  de igual importancia pero positivo.

Los cálculos de F. Meunier (1983) realizados sobre seis economías (Alemania, Estados Unidos, Francia, Italia, Japón y el Reino Unido), conducen a las siguientes conclusiones:

- Los shocks petroleros no han tenido el mismo significado para Estados Unidos y el Reino Unido, por un lado, que para el resto de los países analizados. En ambas ocasiones el shock tuvo un impacto de una baja amplitud en los Estados Unidos ( $T = -1,4\%$  en el primer shock y  $- 0,2\%$  en el segundo), en especial la segunda vez porque los Estados Unidos no tuvieron que enfrentar adicionalmente un “shock dólar” (fuerte alza del precio del dólar a partir de 1980). En el caso del Reino Unido en el primer shock sufrió un impacto significativo ( $T = - 4,3\%$ ), en el segundo escapa totalmente a este resultado gracias al petróleo encontrado en el mar del Norte. Importador neto de petróleo en 1973-1974, el Reino Unido se transformo en exportador neto en ocasión del segundo shock.
- Italia fue la economía que soporto la mayor transferencia sobre el conjunto del periodo ( $T = - 8,8\%$  en total), seguida por el Japón ( $T = - 7,6\%$ ), Francia ( $T = - 6,4\%$ ), y Alemania Federal ( $T = - 5,9\%$ ). En el caso de Italia, se explica por la fuerte depreciación de la lira, en el caso de Japón la explicación tiene que ver con el peso extremadamente elevado de las importaciones de petróleo sobre las importaciones totales del país, ya que este país es extremadamente pobre en materia de recursos energéticos fósiles (más del 50% de las importaciones del país eran petróleo crudo en el momento del segundo shock).
- El primer shock fue más pesado que el segundo, en términos de transferencias sobre el ingreso nacional para Francia ( $T = - 3,8\%$  y  $T = - 2,6\%$  respectivamente) y para Italia ( $T = - 4,5\%$  y  $T = - 4,2\%$  respectivamente). La respuesta – volumen de Francia fue particularmente débil en ocasión del segundo shock petrolero, porque la restricción de competitividad internacional era más fuerte y porque la política nacional de recuperación por medio de la demanda global tuvo como efecto sostener el volumen de las importaciones. La respuesta – volumen de Italia fue relativamente fuerte ( $V = 6,0\%$  durante el primer shock y  $V = 4,3\%$  en el segundo) gracias, en particular, a las políticas de devaluación competitiva de la lira llevadas a cabo por el Estado.
- El segundo shock fue más pesado que el primero para Alemania ( $T = - 1,7\%$  y  $T = - 4,2\%$  respectivamente) y para Japón ( $T = - 2,9\%$  y  $T = - 4,7\%$  respectivamente), porque el Deutsch Mark y el Yen resistieron menos frente al dólar durante el segundo shock que en el primero. La depreciación relativa de estas dos monedas tuvo como consecuencia el encarecimiento de las importaciones pagadas en dólares.

- La respuesta – volumen calculada aquí abarca realidades diferentes, como lo destaca el autor: en el caso de Alemania y Japón se trata prioritariamente de un fuerte aumento de las exportaciones; en el caso de Italia pero sobre todo en Francia, se trato de un freno a las importaciones.

Este enfoque muestra que, frente a un mismo shock externo, las respuestas aportadas por las economías son variables, porque las fortalezas y debilidades de cada una de ellas son diferentes, pero también porque las políticas económicas llevadas adelante no fueron las mismas. Es importante relativizar estos resultados sin olvidar que se están comparando datos reales con datos hipotéticos.

### 1.5.2 “Respuesta energética” versus “respuesta comercial” frente a los shocks petroleros

En un estudio publicado en 1988, Patrick Criqui y Jacques Percebois analizaron el caso de doce países, entre los cuales seis pertenecientes a la OCDE (Alemania Federal, Estados Unidos, Francia, Italia, Japón y el Reino Unido) y los otros seis países en desarrollo, durante el periodo 1973-1983, con el objeto de evidenciar los perfiles de adaptación a los shocks petroleros, tanto en el sector energético como en el del comercio exterior. Algunos países importadores netos de energía, en el momento del primer shock petrolero dieron prioridad a la reestructuración de su sistema energético, a través de la implementación de una política muy voluntarista de promoción de la oferta nacional de energía. Estas estrategias de adaptación tuvieron como resultado la orientación de las inversiones en forma prioritaria hacia el sector energético, ejerciendo en ciertos momentos un “efecto de evicción” e detrimento de otras ramas industriales. Otros países importadores neto de energía optaron por adaptarse a las nuevas restricciones energéticas eligiendo contrabalancear una desventaja relativa sobre el plano energético, por una ventaja comparativa en el campo industrial y comercial. Estas estrategias tuvieron como resultado compensar los déficits energéticos crecientes por excedentes comerciales e industriales en progresión constante.

La dependencia de un país frente al petróleo importado se puede calcular mediante la tasa de dependencia petrolera global (DPG) que es igual a la relación entre las importaciones netas de petróleo (IEP) expresadas en Tep, y el PBI expresado en moneda constante (en general dólares norteamericanos). Esta relación puede ser descompuesta de la siguiente forma:

$$\frac{IEP}{PBI} = \frac{IEP}{IET} \cdot \frac{IET}{CET} \cdot \frac{CET}{PBI}$$

donde IET expresa el volumen de las importaciones totales de energía (en Tep) y CET el consumo total de energía primaria (en Tep). Para reducir la dependencia del petróleo importado, un país puede actuar en forma simultánea sobre la diversificación de las fuentes de energía importadas (la participación del petróleo en las importaciones disminuye), la puesta en marcha de sustitutos de origen local (la oferta nacional de energía sustituye a las importaciones) y sobre la eficiencia en el consumo energético (se reduce la intensidad energética del PBI y como consecuencia los requerimientos de energía primaria).



La capacidad de respuesta comercial de un país puede ser calculada mediante la evolución comparada de dos saldos en valor: el saldo energético, en valor, calculado como % del PBI, que puede expresarse como  $(X - M)e/PBI$ , y el saldo manufacturero también en valor relacionado con el PBI, expresado como  $(X - M)m/PBI$ .

Los resultados obtenidos por los países de la OCDE permitieron obtener las siguientes conclusiones:

- Los mejores resultados concernientes a la reducción de la tasa de dependencia global se obtuvieron en Francia y Japón, gracias al desarrollo de la producción nacional de energía (esencialmente nuclear, sobre todo en Francia) y a una política voluntarista de eficiencia energética (en este caso particular en Japón).
- Con excepción de los Estados Unidos, todos los países lograron incrementar la diversificación de sus importaciones de energía, reemplazando una parte del petróleo importado por gas natural importado (y también en algunas ocasiones por carbón).
- La eficacia relativa de las reacciones de los países industrializados frente a los shocks petroleros se puede explicar en parte porque estos países eligieron en general trasladar y amplificar (vía impuestos) el alza de los precios internacionales de la energía sobre los consumidores finales, lo que favoreció las economías de energía y aceleró la sustitución de energía por capital (aislaciones, mejora de los rendimientos en los equipos consumidores). La política de “veracidad de precios” fue un factor de ahorro y control de la demanda de energía y de promoción de la oferta nacional de energía.
- Tres países tuvieron una capacidad de respuesta superior a los otros, si se tiene en cuenta la evolución del saldo manufacturero: Japón, Alemania e Italia que logran en todos los casos obtener un saldo positivo del 7% al 8% del PBI, mientras que los otros países obtuvieron un saldo ligeramente positivo (del orden del 1% en el caso de Francia) o netamente negativo (-1,3% a -2,4% en el caso de los Estados Unidos y el Reino Unido respectivamente), a lo largo del periodo analizado. Resulta tentador decir que las inversiones realizadas para favorecer el crecimiento de la oferta nacional de energía, en estos tres países, se realizó en detrimento de los otros sectores industriales. Sin embargo hay que considerar que otros factores también jugaron un papel (en particular las políticas cambiarias) pero se puede, de acuerdo con los autores, adelantar la idea que, frente a un shock externo, algunos países adoptaron una estrategia “defensiva” (reducir la dependencia) mientras que otros optaron por una estrategia “ofensiva” (compensar esta dependencia por la dependencia de otros en otras áreas). Política energética y política industrial no podrían considerarse desconectadas, si no existieran efectos de arrastre (“crowding-in”) y efectos de evicción (crowding-out) de una sobre otra. Una política de inversiones en el sector energético puede, por el efecto multiplicador keynesiano, relanzar la actividad económica. Pero, en otros casos, puede obstaculizar las inversiones en otros sectores, si el financiamiento de las inversiones energéticas se realiza mediante préstamos masivos tomados sobre el mercado financiero. En este último caso, las inversiones energéticas, presionando sobre el mercado financiero,

pueden por naturaleza ejercer un efecto de evicción sobre las inversiones en el resto del sector industrial.

### **1.5.3 Una simulación retrospectiva del impacto de los shocks petroleros con la ayuda del modelo MELODIE**

Berthelemy y Devezeaux de Lavergne (1987) utilizaron el modelo MELODIE, para analizar retrospectivamente, el impacto de los shocks petroleros sobre la economía francesa entre 1973 y 1982. Este modelo, construido por el departamento de programas de la CEA, es un modelo de largo plazo que integra las interacciones entre el sector energético y el resto de la economía, por medio particularmente de las funciones de producción del tipo translog. El método consiste en la realización de simulaciones *a posteriori* ubicándose en el contexto de una economía que no hubiera sufrido los dos shocks petroleros, comparando los resultados con los observados en la realidad. En base a valores históricos, el cálculo de las elasticidades muestra una fuerte complementariedad entre capital y energía, una débil sustitución entre energía y trabajo y una fuerte sustitución entre capital y trabajo en el sector industrial. El aumento de los precios de la energía provocó una caída de las inversiones y una fuerte sustitución del trabajo al agregado capital-energía, limitando las consecuencias del alza de precios del petrolero sobre la tasa de desempleo. De esta forma, “los shocks petroleros, según los resultados de MELODIE, contribuyeron muy poco al aumento de la desocupación hasta 1982 (p.889). Los resultados del modelo conducen a atribuir a los shocks petroleros un importante efecto inflacionista.

El estudio realizado sobre datos franceses del periodo 1970-2006 utilizando un modelo VAR por Barlett y Crusson (2009) sugiere, sin embargo, una ruptura de la relación entre el crecimiento del PBI y las variaciones del precio del petróleo, a principios de los años 1980. “Antes de esta fecha, las estimaciones muestran claramente un efecto negativo de los precios del petróleo, que luego se atenúa fuertemente...Solo la baja de la demanda extranjera luego de un alza de los precios del petróleo parecía tener un efecto significativamente negativo sobre el crecimiento del PBI. Este efecto es bastante débil, del orden del -0,2%. Esta mayor resistencia a los shocks petroleros a partir de los años 1980 tiene dos explicaciones principales. En primer lugar, Francia aplicó una política energética ambiciosa para reducir su factura petrolera. Además, la política monetaria juega un papel importante. Las espirales inflacionistas de fines de los '70 ya no influyen más...”

Un shock energético no se traduce siempre por un deterioro del equilibrio externo ya que también puede generar excedentes comerciales combinados con efectos perversos sobre la economía nacional. La teoría de la “enfermedad holandesa” analiza el caso de los países industrializados que, en un momento de su historia, se beneficiaron con el descubrimiento de un recurso mayor susceptible de procurarles ingresos de exportación extremadamente importantes. El desarrollo industrial es entonces abandonado a favor de la importación de productos terminados, lo que va a engendrar efectos no deseados sobre la economía nacional (desindustrialización, inflación). Este puede ser el caso de un gran descubrimiento energético, que generara importantes ingresos de exportación. Se puede tomar como ejemplo el caso de la “renta gasífera” de los Países Bajos luego del descubrimiento del yacimiento gigante de Gröningen en los años 1950. Este “efecto de suerte” tuvo consecuencias inesperadas, y no siempre deseables. El proceso es el siguiente: el boom

registrado en el sector energético atrae al factor trabajo y tiende a elevar el nivel del salario promedio; de esta forma se encarece el costo del trabajo en el resto de la industria y además produce una fuerte apreciación de la moneda nacional sobre el mercado de cambios, dos fenómenos que deterioran la situación de competitividad de las empresas del sector industrial tradicional, que deben enfrentar una carencia de mano de obra, y al mismo tiempo un mayor costo laboral y dificultades a la exportación. De esta forma estamos en presencia de un proceso de desindustrialización, creciendo el sector energético en detrimento de las actividades industriales tradicionales (ver el artículo de Corden y Neary, 1982).

**CUADRO 1.3**

**Efectos macroeconómicos de un shock petrolero**

<b>CUADRO 1.3</b>		
<b>Efectos macroeconómicos de un shock petrolero</b>		
<b>EFFECTOS</b>	<b>MANIFESTACIONES</b>	<b>APLICACIONES AL CASO DE FRANCIA (1973-1983)</b>
1 - Efecto deflacionista	* juega a corto plazo	* más fuerte en el 1er shock que en 2do
	* opera transferencia de ingresos al exterior	* 1er shock más corto que el 2do (shock dólar)
	* efecto multiplicador a la baja	
<b>EFFECTOS</b>	<b>MANIFESTACIONES</b>	<b>APLICACIONES AL CASO DE FRANCIA (1973-1983)</b>
2 - Efecto cambio	* juega a corto plazo	*salida del FF de la serpiente europea a principios de 1974 y luego nuevamente en marzo de 1976
	* el déficit comercial arrastra una devaluación (depreciación) del valor de la moneda nacional	* devaluación del FF en octubre de 1981, luego en 1982 y en marzo de 1983
	* efecto perverso de la curva en J	
3 - Efecto de sustitución	* sustitución (limitada) capital – energía	relativa sustitución del trabajo a la pareja capital - energía atenuó la progresión del desempleo hasta 1982

	* sustitución capital - trabajo en caso de complementariedad entre energía y capital en la función de producción	
	* juega a mediano plazo	
4 - Efecto respuesta – precio	* juega a mediano plazo	
	* la economía se esfuerza por recuperar mediante el alza de precios de sus exportaciones una parte de la pérdida sufrida	* mas débil en caso del 2do shock antes que en el 1o por una restricción de competitividad mayor (economía desafiada)
	* efecto mecánico vía encarecimiento de los consumos intermedios	
5 - Efecto respuesta – volumen	* juega a mediano plazo	
	* la economía se esfuerza por realizar más ventas al exterior, en volumen, para compensar la extracción sufrida	* mas débil en caso del 2do shock antes que en el 1o como consecuencia de la competencia internacional y por los efectos perversos de la política de relanzamiento de 1981
<b>EFFECTOS</b>	<b>MANIFESTACIONES</b>	<b>APLICACIONES AL CASO DE FRANCIA (1973-1983)</b>
6 - Efecto relanzamiento	* juega a corto - mediano plazo	
	* el Estado se esfuerza por compensar el efecto deflacionista del shock por una política de recuperación de la demanda interna	* Plan Chirac de relanzamiento (1975) pero devaluación del franco en 1976
	* política favorecida por la desvalorización de la moneda nacional	Plan Monroy de relanzamiento (1981 - 1982) pero seguido de 3 devaluaciones del FF
	* riesgo de déficit presupuestario y de crecimiento de la deuda pública	* Plan Messmer de aceleración del programa electronuclear
	* relanzamiento de las inversiones	

	energéticas nacionales	
7 - Efecto eficiencia energética	* juega a mediano - largo plazo	* Creación de la AFME que se transformo luego en la ADEME
	* el alza de precios de la energía incita a economías de energía vía una mejora de los rendimientos de los equipos y la modificación de los comportamientos	* Plan ambicioso de economías de energía
	* pero los comportamientos son reversibles y la mejora de los rendimientos requiere largos plazos de ajuste (renovación de los equipamientos)	* reducción de la intensidad energética del PBI a lo largo del periodo

## 1.6 LOS INSTRUMENTOS DESTINADOS A INTERNALIZAR LAS “EXTERNALIDADES”

El carácter estratégico del abastecimiento energético y las imperfecciones del mercado conducen al Estado a intervenir en este sector, y lo hace a priori con tres lógicas diferentes:

- como *autoridad regaliana*, el Estado puede aplicar cuotas a la importación de petróleo (este fue el caso en los Estados Unidos en 1960), fijar normas de seguridad, aplicar impuestos sobre actividades definidas en nombre del respeto al medio ambiente, programa inversiones (como es el caso de la PPI Programación Plurianual de las Inversiones energéticas en Francia, que establece el marco de las inversiones a prever en los sectores de la electricidad y el gas natural) para evitar fallas;
- como *regulador*, el Estado puede crear una instancia de regulación encargada de verificar que el mercado energético funcione bien, que no existe discriminación de los consumidores; esta autoridad tendrá también la tarea de fijar los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución del gas y de la electricidad, actividades que, por el carácter de “monopolio natural”, deben ser reguladas;
- como *accionista*, el Estado puede mantener participaciones en el capital de operadores energéticos, o proceder a nacionalizaciones si estima que debe controlar a algunas de estas actividades.

La competencia pura y perfecta conduce normalmente a una situación óptima de equilibrio en el sentido de Pareto (maximización del bienestar colectivo), pero la intervención pública es necesaria en cuatro casos:

- cuando existe un “poder de mercado” efectivamente ejercido de la parte de algún operador, en particular cuando está en situación de monopolio o de oligopolio;

- cuando algunas actividades funcionan en situación de rendimientos crecientes; se habla en este caso de “monopolio natural” siendo el caso de las industrias de redes (transporte y distribución de gas y electricidad);
- cuando se está en presencia de externalidades, positivas o negativas, ya que el costo marginal privado observado sobre el mercado (el precio de equilibrio) no coincide con el costo marginal social, es decir el costo realmente soportado por la colectividad nacional;
- cuando existen bienes y servicios que el mercado no puede producir (bienes colectivos puros caracterizados por ausencia de rivalidad y la imposibilidad de exclusión de los consumidores). Esta situación no se da en el sector energético pero corresponde a las misiones del Estado gendarme o regaliano: defensa, policía, justicia.

A nivel macroeconómico, es el estado regaliano que interviene principalmente para internalizar ciertas externalidades: luchar contra la contaminación (caso de externalidades negativas) o promover actividades colectivamente benéficas (desarrollo de las energías renovables que pueden ser generadoras de externalidades positivas, o al menos evitar externalidades negativas). El papel del Estado regulador (luchar contra el poder de mercado y reglamentar la actividad de los monopolios naturales) pertenece más bien a la microeconomía y será examinado en el próximo capítulo (2.4). Vamos a abordar en este punto dos debates, uno sobre el mercado de CO<sub>2</sub> y el otro sobre la promoción de la electricidad llamada “verde”.

### 1.6.1 El debate sobre la “tasa al CO<sub>2</sub>” versus “mercado de permisos de emisión”

Frente a una externalidad negativa, del tipo contaminación, el Estado dispone de tres herramientas principales que puede utilizar en forma separada o simultánea:

1. El dictado de normas (por ejemplo, normas sobre límites de descargas de contaminante que no se pueden superar). Este sistema es simple de aplicar; es equitativo ya que todos los operadores están sometidos a la misma regla; además, es un sistema transparente y la información sobre las normas vigentes no es costoso, nadie está eximido de conocer las leyes y los reglamentos. Este sistema tiene dos inconvenientes: no hay incentivos para mejorar más allá de la norma y<sup>3</sup>, además, los costos de control pueden ser altos. La norma probablemente no permitirá igualar los costos marginales de distintas acciones.
2. La aplicación de una tasa o impuesto por unidad de contaminante descargado. Esta tasa<sup>4</sup> dará lugar a un traslado progresivo, es decir que será replicada sobre los precios de venta del producto que origina la contaminación, y soportada *in fine* por el consumidor. En Francia es el caso de la TIPP (tasa interna sobre los productos petroleros) o la TGAP (tasa general sobre las actividades contaminantes, aplicada a la eliminación de desperdicios, a ciertas emisiones de sustancias contaminantes, especialmente a los materiales de extracción). La ventaja de la tasa consiste en que

<sup>3</sup> Un agente económico racional respetará la norma pero no tratará de ser mejor que la misma ya que ello no le producirá ningún beneficio.

<sup>4</sup> La tasa también llamada “pigouvienne”

proporciona ingresos fiscales al Estado, enviando una buena señal al consumidor. Puede plantearse como objeción que el sistema de cuotas también puede producir ingresos al Estado, si estas cuotas son vendidas al mejor postor. El reproche que se le hace a la tasa, en el caso de los productos petroleros, es que ella es en general inequitativa ya que su peso en el presupuesto de los hogares modestos es generalmente mayor que en los hogares de mayores ingresos, representando los gastos en combustibles un alto porcentaje de los ingresos para las familias obligadas a deslocalizarse hacia la periferia de las grandes ciudades, ya que los alquileres en el centro de la ciudad resultan en la mayor parte de los casos inabordable. Por otra parte, todo impuesto indirecto produce una pérdida social neta, como lo demuestra la teoría llamada del “triángulo de Harberger”: la pérdida de bienestar soportada por los consumidores finales es superior a la ganancia obtenida por el Estado bajo la forma de ingresos fiscales.

3. La implementación de un sistema de cuotas con mecanismos de intercambio. Este sistema es el que se adoptó a partir de 2005 en la Unión Europea para las emisiones de CO<sub>2</sub>, que es en la práctica una traducción atenuada de la “negociación de R. Coase” (1960). Según el teorema de Coase, la negociación entre agentes conduce a la realización de una asignación óptima de los recursos, en caso de estar en presencia de externalidades, si se reúnen cinco condiciones en forma simultánea (cf. C. Henry, 1997):

- todos los agentes involucrados participan en la negociación;
- pueden realizar entre ellos transferencias monetarias;
- negocian sin gastos, es decir que no hay costos de transacción ligados al desarrollo de la negociación;
- todos están perfectamente informados de las condiciones de estas negociaciones;
- la negociación es conducida hasta el punto en el que ya no es posible mejorar, en beneficio de todos los participantes, la situación a la que han llegado.

En situación de información imperfecta sobre las curvas de costo marginal de descontaminación y de daño marginal debido a la polución, el Estado debe decidir entre una política de precios, vía la tasación, o una política de cantidades, vía la fijación de cuotas de polución que no pueden ser superadas. Cuando la pendiente de la curva de daño marginal debido a la polución es muy alta, es decir que existe un umbral más allá del cual un pequeño aumento de las emisiones tiene efectos negativos considerables sobre el medio ambiente, resulta importante para el Estado mantener un control estricto sobre las cantidades de contaminante emitidas, con el objeto que la contaminación no supere el límite establecido. En forma inversa, si la pendiente del costo marginal de descontaminación es netamente mayor que la de la curva de daño marginal, significa que va a resultar muy costoso reducir las emisiones respecto al beneficio marginal que se puede obtener. En estas condiciones, una regulación por el precio (tasación) es preferible a una regulación por las cantidades (cuotas). Este es el análisis realizado por Weitzman (1974), que demuestra que las ganancias esperadas en términos de bienestar colectivo proveniente de dos instrumentos que son el precio (tasa) y las cantidades (cuotas) dependen de la relación de las pendientes

de las funciones agregadas del costo marginal de descontaminación y de daño marginal vinculado a la polución.

En el caso de las emisiones de CO<sub>2</sub>, es posible pensar que los poderes públicos (los Estados signatarios del Protocolo de Kioto, y en este caso la Unión Europea) han tomado la hipótesis que la pendiente de la curva de daño marginal es sensiblemente más elevada la curva marginal de descontaminación, explicando la preferencia por una política de cuotas y no de precios. También se puede pensar que un sistema de tasación es de difícil aplicación en la Unión Europea, en la medida que requiere el acuerdo de todos los países lo que no ocurre con el sistema de cuotas. Políticamente, un sistema de cuotas es sin duda más aceptable para el elector que un sistema de tasación.

El sistema europeo de cuotas de CO<sub>2</sub> consiste en repartir entre los agentes industriales grandes emisores de CO<sub>2</sub>, a través de un Plan Nacional de asignación de cuotas (PNAQ), un monto atribuido por la Comisión Europea a cada país miembro. Los agentes afectados reciben una cuota de permisos de emisión que esta generalmente limitada a un nivel inferior al observado en los años anteriores (regla llamada de “grand-fathering” o del abuelo). Estos agentes están autorizados a intercambiar los permisos entre ellos, a un precio fijado por el mercado por la ley de la oferta y la demanda. Esta doble lógica de limitación de las emisiones y de posible intercambio de los permisos atribuidos es denominada “cap and trade”. Cada industrial afectado (cerca de 11.400 en la Unión Europea, y 1.100 en Francia, incluidos los productores de electricidad, las cementeras, las siderúrgicas, etc.) debe respetar sus obligaciones, ya sea reduciendo sus emisiones hasta el nivel de las cuotas atribuidas, o comprando permisos a otros industriales que lograron reducir sus emisiones más allá de las obligaciones contraídas por las cuotas asignadas. En una primera etapa (2005-2012) las cuotas son entregadas en forma gratuita pero, desde 2013, estas serán concursadas, lo que significa que los emisores de CO<sub>2</sub> pagaran a partir de la primera tonelada emitida. La Comisión Europea es quien decidirá sobre la afectación de las cuotas gratuitas restantes al termino de la fase II (ver capítulo 9).

Este es un sistema incitativo, ya que los industriales que lograron reducir sus emisiones por debajo de su cuota anual pueden vender los permisos que le fueron atribuidos en forma gratuita. A la inversa, los industriales poco eficaces que sobrepasan su cuota tendrán que adquirir permisos a un precio que *a priori* es desconocido. En el momento de entrada en vigor del sistema en 2005 (fase I, 2005-2007) la tonelada de CO<sub>2</sub> se comerciaba aproximadamente a 8 €; llegó a 30 € en marzo de 2006, antes de caer a menos de 1 € a fines de 2007, la recesión económica volcó sobre el mercado más permisos que lo necesario. A principios de 2008, con el arranque de la fase II (2008-2012) la tonelada de CO<sub>2</sub> se comerciaba entre 10 y 15 €. Llegó a 28 € en julio de 2008 antes de volver a caer a 10 € a comienzos de 2009 y volver a subir a 14 € en setiembre de 2009. A mediados de 2010 su valor alcanza los 15 € (ver un análisis detallado en 9.4.3). Este sistema se puede generalizar al conjunto del espacio europeo y permite una asignación óptima de los esfuerzos sobre un espacio plurinacional. El industrial debe realizar un arbitraje comparando el precio de los permisos en el mercado con el costo marginal de descontaminación. Si este precio es superior al costo de descontaminación, tendrá un incentivo para reducir su polución vendiendo los permisos en el mercado. Un sistema de este tipo permite concentrar los esfuerzos de reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> en aquellos industriales que tienen los



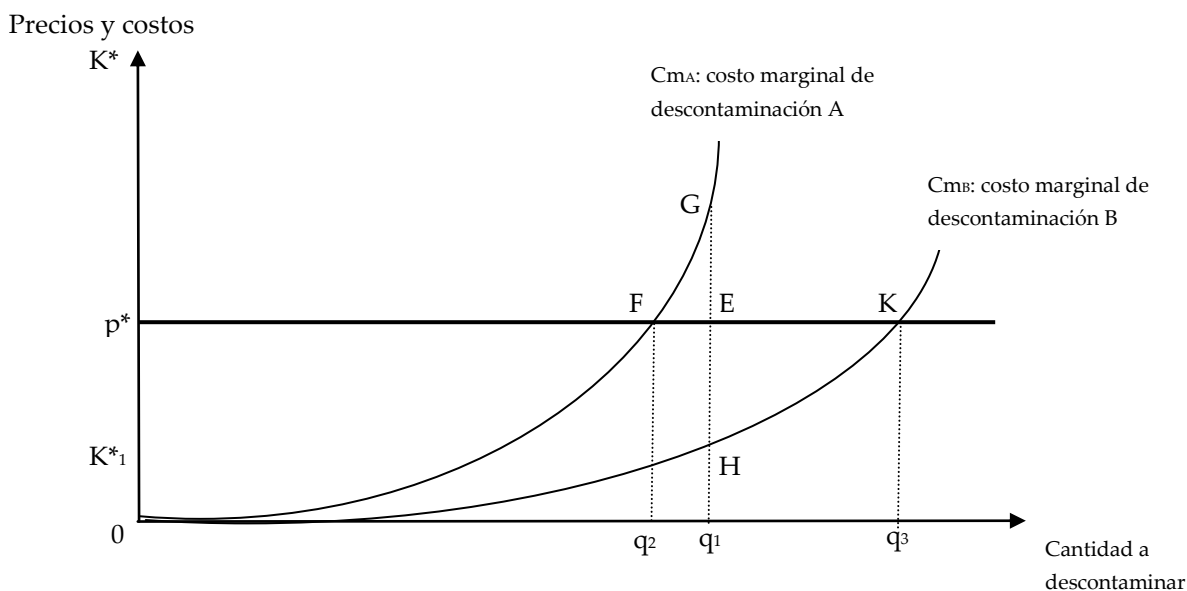
menores costos marginales de descontaminación, lo que resulta óptimo desde el punto de vista colectivo.

Si un industrial no respeta su cuota y no puede probar que ha reducido su contaminación al nivel previsto o no adquirió los permisos necesarios, deberá pagar una penalidad de 40 € por cada tonelada que no esté cubierta por los permisos asignados o comprados. Esta multa no es cancelatoria, lo que significa que el industrial deberá además, comprar los permisos correspondientes en el mercado. Por supuesto que si el pago de la penalidad fuera cancelatorio, constituiría el precio máximo de los permisos en el mercado, ya que ningún industrial aceptaría pagar más que la penalidad.

El grafico 1.7 muestra el interés por este sistema desde el punto de vista de la asignación óptima de los recursos. Supongamos que el costo marginal de descontaminación del industrial A sea sensiblemente mayor que el del industrial B, y que ambos estén sometidos a una misma obligación de descontaminación: reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en una cantidad  $Q_{q_1}$ . El industrial A limitara sus esfuerzos de descontaminación hasta una cantidad  $Q_{q_2}$  y comprara una cantidad  $q_2q_1$  al industrial B a un precio  $p^*$ . El industrial B estará interesado en descontaminar hasta el punto  $q_3$ , vendiendo la cantidad de “permisos  $q_2q_1$ ” al industrial A.

Por construcción  $q_2q_1 = q_1q_3$ .

La ganancia neta de A estará representada por la superficie EFG (costo evitado limitando sus esfuerzos de contaminación hasta  $q_2$ , comprando el volumen  $q_2q_1$  de permisos al precio  $p^*$ ) y la ganancia neta de B estará representada por la superficie EHK (ingresos netos debidos a la venta de una cantidad  $q_1q_3$  de permiso). El precio  $p^*$  se fijara a un nivel tal que la ganancia obtenida del intercambio sea idéntica para ambas partes.



**Figura 1.7**

“La institución de cuotas de emisión no consiste de ninguna manera en crear un derecho a contaminar donde antes no existía. Por el contrario, restringe este derecho donde antes era ilimitado. Por otra parte, para que se opere una transacción debe haber como condición previa una reducción de emisiones mayor que el techo inicialmente fijado, porque en caso contrario no habrá oferta de cuotas y por lo tanto no habrá mercado. En otras palabras, lo que se comercia en el mercado de permisos, no son derechos a contaminar sino emisiones evitadas”. (C. de Perthuis y J.C. Boccon-Gibod, 2006)

El comercio de permisos se puede realizar en forma individual o mediante una cámara de compensaciones, que será el comprador de todos los vendedores y el vendedor de todos los compradores. La existencia de una cámara de compensación reduce el riesgo de contrapartida pero engendra importantes costos de transacción.

Este sistema de permisos comercializables ha dado lugar a una importante cantidad de críticas, que van desde los mecanismos de atribución de cuotas (gratuidad, demasiada lenidad en las cantidades asignadas, discriminación en la medida que algunos emisores de CO<sub>2</sub> no son afectados: solo el 45% de las emisiones de CO<sub>2</sub> en Europa están sometidas a este sistema) hasta el funcionamiento del mercado de permisos (fuerte volatilidad de precios, manipulación del mercado por la retención de permisos en ciertos periodos, etc.). Este sistema es también generador de costos de transacción ya que es necesario organizar y supervisar el mercado.

Los proyectos de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> que son realizados por empresas europeas en países que están fuera de la Unión Europea también son generadores de derechos, bajo la forma de “Certificados de Reducción de Emisiones” (CER, ver 9.3.2) susceptibles de ser comercializados en el mercado. En el marco del Protocolo de Kioto, la Unión Europea, Japón y Australia se comprometieron a reducir sus emisiones de CO<sub>2</sub> un 5,2% entre 1990 y 2012. Una posibilidad es comprar créditos de carbono a los industriales de los países emergentes no signatarios del protocolo, como China, India, Brasil o Corea del Sur. En este contexto, la ONU entrega un crédito (CER) por cada tonelada de CO<sub>2</sub> destruida o no emitida. El calentamiento climático es un fenómeno global, y poco importa el lugar donde se efectúa el esfuerzo de reducción. Pero la experiencia demostró que dos tercios de los proyectos se habrían realizado probablemente sin este tipo de incentivos. Estos se han beneficiado de un efecto de “ganancia no esperada” que sigue siendo un efecto perverso de cualquier sistema de incentivos.

### **1.6.2 El debate “precio de compra garantizado” versus “sistema de certificados verdes” para la promoción de energías renovables (ENR)**

Aumentar la parte de mercado de las energías renovables (eólica, solar, biomasa, pequeñas hidráulicas) es un compromiso formal de la Unión Europea. Una directiva europea de 2001 fija el objetivo de alcanzar el 12% de energías renovables en el balance de energía primaria de la Unión en 2010 (contra 6% en 2000) y el “paquete clima – energía” de 2008 fija el objetivo de “tres veces 20% en 2020”, que significa obtener un 20% de reducción de la intensidad energética del PBI, 20% de las reducciones de CO<sub>2</sub> respecto a 1990, y 20% de energías renovables en el balance de energía primaria de la Unión. Como lo recuerda Arthur (1989), “una tecnología no es adoptada porque es eficaz, sino que ella se vuelve

eficaz porque es adoptada”. Por diferentes razones, muchas formas de energía en un momento u otro de su historia, fueron ayudadas por los poderes públicos, ya sea bajo la forma de un “mercado protegido”, mediante ayudas a la innovación, subvenciones a su explotación o incentivos fiscales.

#### **CUADRO 1.4**

##### **El Proyecto de Impuesto al Carbono en Francia**

La CCE (Contribución Clima Energía, más conocida con el nombre de “impuesto al carbono) tiene por objeto incrementar la imposición de las energías fósiles (petróleo, gas natural y carbón) desde enero de 2010 en Francia, con particular atención sobre los carburantes y la calefacción de locales. Este impuesto es soportado en un 49% por las empresas y en un 51% por los hogares. El impuesto propuesto por el Informe Rocard era de 32 € la tonelada de CO<sub>2</sub> en 2010, y prevé aumentar progresivamente hasta llegar a los 100 € en 2030, con el objetivo de reducir 4 veces las emisiones de gases de efecto invernadero en el año 2050, en relación a las registradas en 1990. En realidad el valor del impuesto se fijó en 17 € la tonelada, lo que equivale al precio medio de la tonelada de CO<sub>2</sub> sobre el mercado de cuotas. Con este valor se esperaba una recaudación de 3 mil millones de € por año para el Estado en 2010, distribuida en parte bajo la forma de una reducción sobre el impuesto a las ganancias, en particular para los hogares rurales más modestos (tomando como ejemplo lo que ya se ha hecho en algunos países de Europa del Norte, en particular Suecia, que tiene un sistema de este tipo en aplicación desde 1991). Sin embargo, se plantean muchas preguntas sobre esta iniciativa dando lugar a un rico debate:

- Evitar la “doble imposición” exonerando de este impuesto a las actividades industriales ya sometidas al sistema de cuotas de CO<sub>2</sub>. Recordemos que el 45% de las emisiones de CO<sub>2</sub> están sometidas actualmente al sistema de cuotas y que por lo tanto 55% serán sometidas al impuesto;
- Evitar las distorsiones de competitividad que un impuesto de este tipo introduce respecto a países que no la aplican, lo que ha llevado a la idea de introducir un impuesto de este tipo en las fronteras de la Unión Europea respecto de los productos importados con fuerte contenido de carbono o de generalizarla a todos los países de la Unión;
- Evitar efectos redistributivos perversos; la fuerte tasación sobre los carburantes y por lo tanto sobre el transporte (que ya paga un impuesto TIPP) castiga a los hogares más modestos, para los cuales el presupuesto “transporte” es, en proporción del ingreso disponible, superior al de los hogares más ricos. Ello justifica realizar un esfuerzo particular hacia los hogares rurales más modestos;
- Evitar distorsiones de competencia en el seno de las actividades industriales francesas. El nivel del impuesto sobre el CO<sub>2</sub> no tiene a priori ninguna necesidad de coincidir con el precio de la tonelada de CO<sub>2</sub> en el mercado de permisos de CO<sub>2</sub>. En el caso en donde los productos son sustituibles (calefacción eléctrica versus calefacción a gas natural), lleva a falsear la elección de los consumidores. La producción de electricidad está sometida a un sistema de permisos, mientras que el consumo de gas natural (para los hogares) estaría sometido al impuesto sobre el CO<sub>2</sub>. En julio de 2009, el precio del CO<sub>2</sub> fue de 14 € sensiblemente inferior al monto propuesto para el impuesto por el Informe Rocard justificando que el gobierno adoptara por un valor cercano a los 17 €, que corresponde al promedio de los precios de las cuotas en los dos últimos años. Este proyecto de impuesto al carbono fue abandonado (o al menos postergado) luego de las críticas recibidas por el Consejo Constitucional, que reprochaba al sistema la elevada cantidad de exoneraciones acordadas. La importancia de las exoneraciones previstas en el proyecto de ley rompían el “principio de igualdad de todos ante el impuesto”.

Encontramos a propósito de ello el debate iniciado por Weitzmann (1974) respecto a la selección del instrumento “precio” (precio de compra garantizado o “feed-in tariffs”) y el instrumento “cantidad” (fijación de cuotas a respetar). Si la pendiente de la curva del beneficio marginal alcanzado es en este caso menor que la del costo marginal de la producción de estas energías, el instrumento precio resulta más ventajoso que el instrumento de cantidad desde el punto de vista colectivo. La política de precios de compra garantizados debe ser privilegiada a la política de fijación de cuotas globales o

individualizadas. La función de costos es en efecto rápidamente creciente en el caso de la producción de electricidad eólica, utilizando prioritariamente las localizaciones más favorables. El beneficio de la electricidad verde, que corresponde a los costos de producción evitados de electricidad convencional, resulta en revancha casi constante o débilmente creciente. Estos resultados son corroborados por los estudios empíricos de Voogt y alii (2001), Huber y alii (2001), Ledein (2003). En la práctica, el sistema de precios de compras garantizadas es priorizado en Europa, pese a que algunos países han optado por un sistema de cuotas individualizadas (sistema llamado de “certificados verdes”). Es posible concebir que algunos particulares estén dispuestos a pagar precios más elevados por la electricidad verde en nombre de la defensa del medio ambiente, lo que sucede en ciertas condiciones en la realidad. El problema es que estos precios de compra garantizada no son siempre transparentes y que el consumidor no los ve necesariamente aparecer en su factura de electricidad. Existe en general una mutualización del servicio público y de repente el consumidor podría subestimar el beneficio obtenido por la electricidad verde.

#### **A *El sistema de precios de compra garantizados***

El principio consiste en imponer a las compañías de electricidad (en general al operador histórico o al que gestiona las redes de transporte, GRT) la compra de electricidad renovable producida por los productores localizados en su zona de concesión, a una tarifa fijada por la Comisión reguladora o por los poderes públicos, y garantizadas sobre un periodo determinado (15 a 20 años según sea el caso). Esta tarifa de compra debe ser suficientemente remunerativa, sensiblemente mayor que el precio de la electricidad observada en el mercado, si se quiere que el sistema sea incitativo. El precio de compra puede ser decreciente en el tiempo durante el periodo acordado, y el sobrecosto ocasionado por este sistema esta durante la mayor parte del tiempo a cargo del consumidor final. Este es el caso en Francia con la CSPE (Contribución al Servicio Público de la Electricidad), contribución pagada por todos los consumidores de electricidad y destinada a cubrir los cargos ligados a misiones de servicio público: precuación espacial, promoción de energías renovables, y de la cogeneración. A título de ejemplo, a mediados de 2009, el precio de compra garantizado de la electricidad eólica era de 85,5 €/MWh mientras que el precio del mercado spot variaba, en ese momento, entre 40 y 60 €/MWh. Este sistema adoptado por Francia, Alemania, España y Dinamarca condujo a un desarrollo muy rápido de la energía eólica, especialmente en España y Alemania.

Las ventajas que presenta un sistema de este tipo son:

- los productores de electricidad verde se benefician con un ingreso estable en forma independiente de las fluctuaciones del precio de mercado de la electricidad convencional;
- los costos de transacción son bajos porque el sistema reglamentario es transparente y fácil de aplicar;

Pero también presenta los siguientes inconvenientes;

- los precios de compra garantizados no dan ninguna certeza respecto a la cantidad de electricidad verde que se producirá. La sobreestimación de la pendiente de la curva de costo marginal puede llevar a una cantidad de electricidad mayor que la prevista. Una subestimación de esta pendiente producirá, para un precio de compra dado, una cantidad menor que la prevista;
- los productores más eficaces se benefician relativamente de una renta diferencial, siendo el precio de compra igual para todos;
- es un sistema costoso para el consumidor final de electricidad porque el sobrecosto de esta electricidad (diferencia entre el precio de compra y el precio de la electricidad convencional) está en general a cargo del consumidor. En algunos casos, puede estar a cargo del contribuyente, pero este caso se presenta raramente en la práctica;
- estos precios no tienen en cuenta las restricciones debidas a una cantidad restringida de localizaciones rendidoras, lo que genera naturalmente rentas diferenciales suplementarias.

### ***B El sistema de cuotas con concursos competitivos***

Los poderes públicos fijan un objetivo cuantitativo de electricidad verde a producir y procede a realizar un concurso de precios o licitaciones. Esto ocurre por ejemplo en el caso de la energía eólica off-shore en varios países europeos. Los productores que ganan las licitaciones, según el criterio de “orden de merito”, reciben una garantía de compra para la duración prevista del contrato. El precio contractual de compra de esta electricidad es el precio máximo (costo marginal de la última oferta rechazada) si se adoptan el “sistema francés” (“oferta al precio marginal”), o el precio pedido por cada productor adjudicado si se utiliza el “sistema holandés” (“precio de oferta”). En este último caso hay discriminación de precios, los productores adjudicados reciben un precio diferente ya que este está en función de su oferta.

Este sistema tiene las siguientes ventajas:

- los poderes públicos determinan el volumen de electricidad verde a ser inyectado en las redes;
- la renta diferencial observada con el sistema de precios de compra garantizados tiende a disminuir cuando es utilizado el “sistema holandés”. Los precios de compra deberían seguir grosso modo los costos marginales en los concursos pero, sea cual fuere el sistema licitatorio, las rentas subsisten (en particular las rentas informativas):

Sin embargo, presenta los siguientes inconvenientes:

- la respuesta a las licitaciones es incierta;
- el sistema de licitaciones genera costos de transacción;
- el mecanismo de “licitación a la holandesa” puede generar efectos perversos. Los productores de electricidad verde están interesados en que los precios de su oferta estén sobreestimados cuando anticipan la “maldición del ganador” (Chari y Weber,

1992). Un productor puede lamentar haber ganado porque el precio propuesto resulta particularmente bajo, mientras que otros competidores que también han resultado adjudicados propusieron precios sensiblemente mayores. Anticipando esta situación cada uno va a tener tendencia a incrementar el precio de su oferta. Por otra parte, todos los productores están interesados en conocer las ofertas de sus competidores y si resulta posible, ponerse de acuerdo con ellos para proponer precios comunes. Este sistema propicia estrategias de colusión.

### ***C El sistema de cuotas descentralizadas adosado a un mercado de certificados verdes***

En este caso, las cuotas individuales de producción o abastecimiento de electricidad verde son impuestas por el poder público a los productores y/o proveedores de electricidad. Los operadores afectados pueden respetar esta obligación de tres formas:

- produciendo electricidad verde;
- comprando electricidad verde a otro productor;
- adquiriendo “certificados verdes” en el mercado, que correspondan a electricidad verde producida por operadores que no están obligados o que producen esta electricidad por encima de su cuota. Los productores de electricidad verde reciben por cada MWh verde producido un “certificado” y pueden de esta forma vender dos bienes distintos en dos mercados diferentes:
  - ✓ la electricidad “física” es vendida en el mercado mayorista de electricidad al precio de la electricidad convencional;
  - ✓ el certificado verde, que representa el valor agregado de esta electricidad, es negociado en el mercado de certificados. El precio del certificado es en principio igual a la diferencia entre el costo marginal de la electricidad verde y el precio de la electricidad convencional. El precio tope del certificado está dado por la multa que el proveedor debe pagar si no respeta su cuota (caso en el que la multa es liberatoria).

Este sistema presenta las siguientes ventajas:

- incentiva a los productores más eficientes a desarrollar su producción de electricidad verde, y por lo tanto conduce a una asignación óptima de los esfuerzos;
- es un sistema fácilmente generalizable al conjunto del espacio europeo;
- es un sistema a priori menos costoso para el consumidor que el sistema de precio de compra garantizado. Además, el sobre costo es proporcional al consumo de electricidad mientras que en el sistema de precios garantizados, el sobre costo está incluido en el paquete general.

Pero presenta los siguientes inconvenientes:

- produce altos costos de transacción: es necesario verificar que las cuotas sean respetadas y organizar el mercado de certificados;

- debido a la estrechez; es decir la baja liquidez del mercado de certificados, se observa en general una alta velocidad de los precios de los certificados verdes (es el caso en que el mercado es nacional, o regional);
- la organización del mercado de certificados a escala europea requiere una estandarización de los certificados y supone una relativa convergencia de los precios mayoristas de electricidad en los mercados “*spot*”; requiere además algún grado de convergencia de políticas energéticas con el fin de evitar cualquier tipo de “dumping” en el seno del espacio considerado;
- se requiere evitar la atribución de certificados verdes a instalaciones ya amortizadas o a operadores que habrían, de todas formas, decidido producir electricidad verde. Ello genera un “efecto de ganancia extraordinaria” y les otorga beneficios no justificados.

Este sistema, en la práctica, existe en Europa en el Reino Unido, en Italia y en Bélgica.

#### ***D El sistema de financiamiento voluntario***

El consumidor puede estar dispuesto a pagar la electricidad verde a un precio superior al de la electricidad convencional si siente que va a contribuir de esta forma a preservar el medio ambiente. Ello puede ser por convicción, por altruismo o por satisfacer su conciencia y compensar una presunta culpabilidad (es el caso del consumidor doméstico). Puede ser también por cálculo, para dar una imagen positiva de su actividad en términos de marketing (es el caso del consumidor industrial). Sobre los determinantes del comportamiento altruista, socialmente responsable e incluso filantrópico de los agentes económicos, se recomienda remitirse al reciente artículo de R. Benabou y J. Tirole (2010). En función de estas características, los productores de electricidad ofrecen la electricidad verde a un precio muy superior a la electricidad convencional y buscan de esta forma recuperar una parte de la renta del consumidor. Todavía resta que no sea subestimada la disposición marginal a pagar de los consumidores. Es necesario que una autoridad independiente verifique que la electricidad verde comprada haya sido inyectada en la red, ya que el consumidor no puede verificar por sí mismo que la electricidad consumida provenga de un productor de electricidad verde (a causa de la fungibilidad de las leyes de Kirchoff). Los estudios muestran un apartamiento importante entre lo que los consumidores declaran estar dispuestos a pagar y su comportamiento real en la práctica. Es el problema del “do say gap” (ver Litvine, 2008).

A falta de ello, se puede pensar en autorizar la participación de los consumidores en el mercado de los certificados verdes, como también en el mercado de los certificados negros (CO<sub>2</sub>). En el caso del mercado de CO<sub>2</sub> los errores de apreciación del regulador, al momento de la fijación de la cuota global de polución, pueden limitarse gracias a la revelación de las preferencias de los contaminados (que pueden comprar permisos para retenerlos; obteniendo como efecto el incremento de los precios de los permisos) (ver Shresjha, 1998; Rousse, 2008). De igual forma, en el mercado de los certificados verdes, los consumidores en forma directa o vía asociaciones, pueden adquirir certificados y retenerlos, simplemente para lograr el aumento de sus precios, lo que va a incitar a los productores obligados a

cumplir con cuotas de electricidad verde, a incrementar su producción en lugar de comprar certificados que ahora son más costosos.

Uno de los temas de debate consiste en saber si un consumidor preocupado por preservar el medio ambiente debe comprar y retener permisos de emisión de CO<sub>2</sub> o comprar y retener certificados verdes. Ello dependerá de la relación que existe entre la pendiente de la curva de costo marginal de la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, por un lado, y la pendiente de la curva de costo marginal de producción de la electricidad verde, por el otro. Si la primera es mayor a la segunda, será mejor intervenir sobre el mercado de los certificados verdes. En el caso contrario, es preferible retener certificados negros, incitando fuertemente el aumento de precios de estos certificados a los emisores a realizar inversiones suplementarias para reducir la contaminación.

Algunos actores (empresas y familias) pueden llevar a cabo estrategias coordinadas sobre los tres mercados que forman el mercado de los certificados verdes (promoción de ENR), el de los certificados negros (mercado del CO<sub>2</sub>) y el de los certificados blancos (economías de energía). Estos mercados no son independientes y algunos pueden beneficiarse del “efecto de ganancias extraordinarias” (venta de certificados negros y de certificados blancos ligados a una misma operación de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero) o, en forma inversa, sufrir una “doble penalidad” si una misma acción resulta sancionada de dos formas diferentes (ver Doucet y Percebois, 2006).

Estos temas se ilustran en la sección 8.5

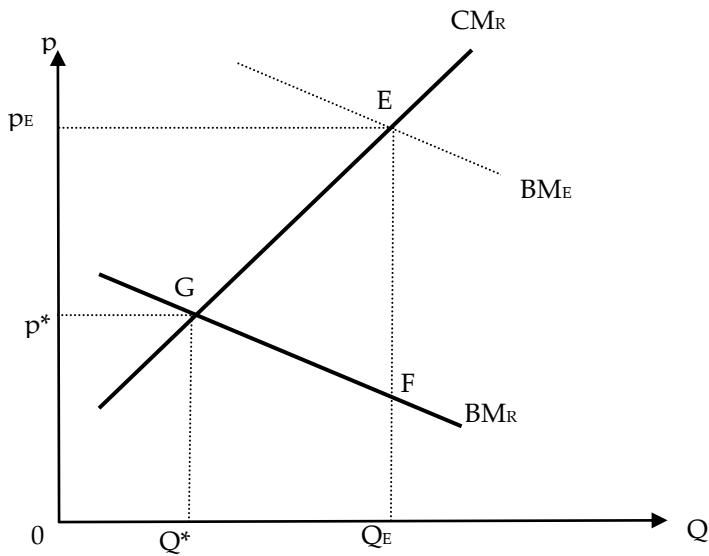
## CUADRO 1.5

### **Consecuencias de la incertidumbre sobre los beneficios y los costos de la energía renovable: regulación por los precios o por las cantidades?**

- 1) Supongamos que la pendiente de la curva del beneficio marginal asociada al desarrollo de la energía eólica sea menor que la pendiente de la curva de costo marginal (consideramos aquí funciones lineales para simplificar). Los trazos llenos indican las posiciones realmente observadas de las curvas y los trazos punteados, las posiciones estimadas por los poderes públicos (estimación por exceso o por defecto),
- 2) Las figuras 1.8 y 1.9 representan las situaciones donde la incertidumbre pesa únicamente sobre el beneficio marginal, las figuras 1.10 y 1.11 representan las situaciones en las cuales la incertidumbre pesa únicamente sobre el costo marginal,
- 3) En los casos 8 y 9, la pérdida del bienestar colectivo es igual en una regulación por precios que en una regulación por cantidades. En los casos 10 y 11, la pérdida de bienestar colectivo es más importante si el Estado opta por una regulación por cantidades que si elige una regulación por precios. En consecuencia, la promoción de ENR por precios de compra garantizados es preferible a una promoción por cuotas (aunque la pendiente de beneficio marginal es menor a la de costo marginal).

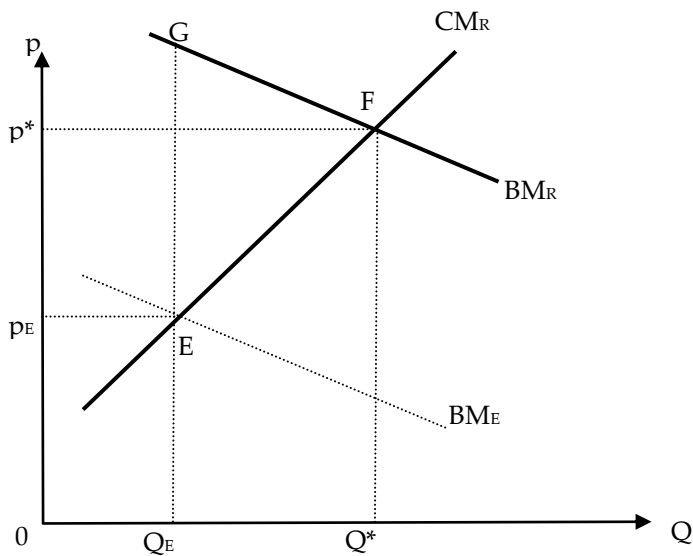
El índice R significa Realizado, el índice E Estimado. La pérdida social corresponde a las superficies grises. El par (p\*, Q\*) corresponde al óptimo.





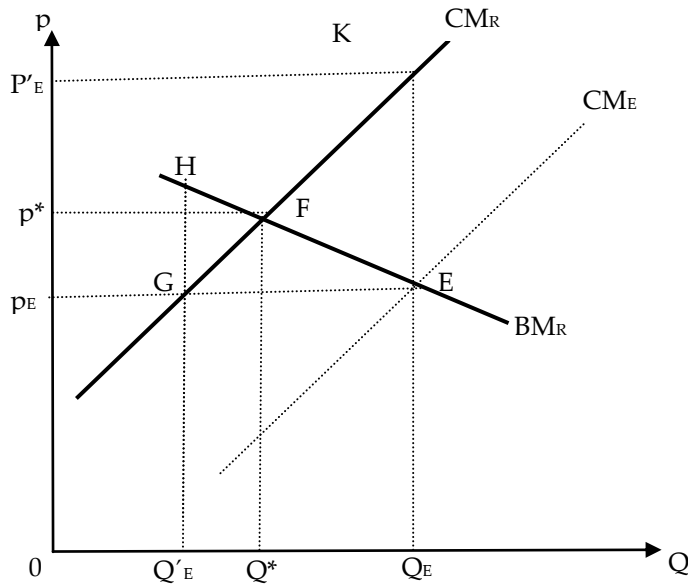
**Figura 1.8**

La incertidumbre está referida a la curva de costo marginal y el Estado sobreestima el beneficio esperado  $BM_E$  respecto al beneficio real  $BM_R$ . Si el Estado opta por una regulación por precio (precio de compra garantizado  $p_E$ ) la cantidad producida será  $Q_E$  y la pérdida social esta graficada por la superficie EFG. Tendría que haber optado por el precio  $p^*$ . Si el Estado opta por una regulación por cantidades (fija una cuota  $Q_E$  de electricidad verde) los concursos con precio limitado lo obligaran a fijar un precio  $p_E$  y la pérdida social será la misma que en el caso precedente (superficie EFG). El mismo resultado se obtendrá con concursos discriminatorios, el Estado hubiera debido optar por la cantidad  $Q^*$ .



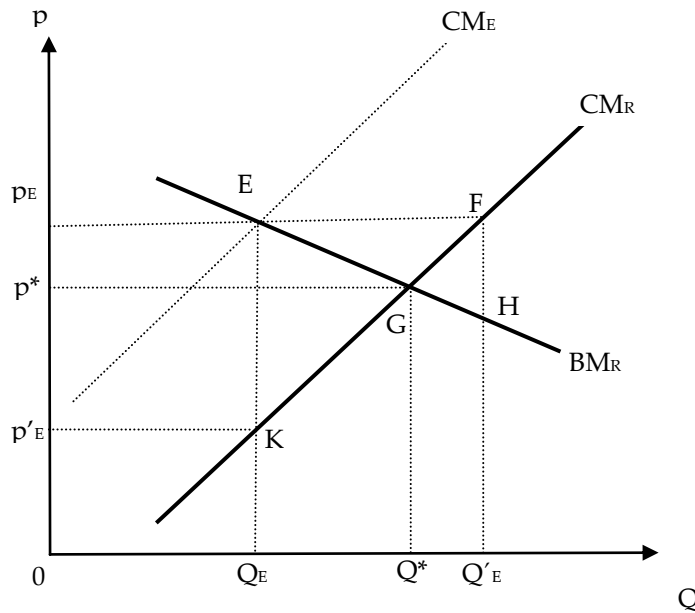
**Figura 1.9**

La incertidumbre está referida a la curva de beneficio marginal y el Estado subestima el beneficio esperado  $BM_E$  respecto al beneficio real  $BM_R$ . Si el Estado opta por una regulación por precio fija  $p_E$  y obtiene  $Q_E$ , cuando el óptimo hubiera sido  $(p^*, Q^*)$ , la pérdida social será en este caso el área EFG (defecto de ganar). Si el Estado opta por una regulación por cantidades, fija una cuota  $Q_E$  y el precio será  $p_E$  lo que resulta infra óptimo. La pérdida social es la misma que en el caso precedente, representada por el área EFG..



**Figura 1.10**

La incertidumbre está referida a la curva de costo marginal y el Estado subestima el costo marginal  $CM_E$  respecto al costo marginal real  $CM_R$ . Si el Estado opta por una regulación por precio fija  $p_E$  esperando obtener  $Q_E$ , pero la cantidad producida quedara limitada a  $Q'_E$ , la perdida social será en este caso el área FGH (defecto de ganar). Si el Estado opta por una regulación por cantidades, fija una cuota  $Q_E$ , pensando que el precio de equilibrio será  $p_E$ . En realidad será necesario ir hasta el nivel  $p'_E$  para que la cantidad sea respetada. El optimo continua siendo  $(p^*, Q^*)$ . Se produce una perdida social igual a la superficie EFK y esta pérdida es mucho mayor a la soportada si se hubiera regulado por precio.



**Figura 1.11**

La incertidumbre está referida a la curva de costo marginal y el Estado sobreestima el costo marginal esperado  $CM_E$  respecto al costo marginal real  $CM_R$ . Si el Estado opta por una regulación por precio fija  $p_E$  esperando obtener  $Q_E$ , pero la cantidad producida será mucho mayor ubicándose en  $Q'_E$ , la perdida social será en este caso el área FGH (hubiera sido preferible elegir  $p^*$  y producir  $Q^*$ ). Si el Estado opta por una regulación por cantidades, fija una cuota  $Q_E$ , pensando que el precio de equilibrio será  $p_E$ . Pero visto lo bajo

del costo esta cuota se obtendrá con un precio  $p^E$  y la pérdida social estará representada por la superficie EGK (defecto de ganancia). Esta pérdida es mucho mayor a la soportada si se hubiera regulado por precio.

Como conclusión, el caso en el que la pendiente de beneficio marginal es menor que la curva de costo marginal, la incertidumbre sobre el beneficio no tiene consecuencia sobre la elección de la política de internalización de externalidades (el sistema de precios garantizados da el mismo resultado que el de cuotas). Por el contrario, si la incertidumbre esta focalizada en el costo marginal, las dos políticas no son equivalentes y las pérdidas del bienestar colectivo son mayores si se elige una regulación por cuotas. En este caso es preferible la regulación por precios garantizados.

## BIBLIOGRAFIA

- Arthur, B., "Competing technologies, increasing returns and lock-in" in *Economic Journal* 99, 1989, p. 116-131.
- Assoumou, E., "Modélisation MARKAL pour la planification énergétique a long terme dans le contexte français", thèse Ecole de Mines de Paris, 2006.
- Atkeson, A. y Kehoe, P.J., « Models of Energy Use : Putty-Putty versus Putty-Clay », in *the American Economic Review*, 89(4), 1999, p. 1028-1043.
- Barlet, M. y Crusson, L. "Quel impact des variations du prix de pétrole sur la croissance française?", in *Economie et Prévision*, n° 188, 2009, p. 23-42.
- Benabou, R. y Tirole, J., "Individual and Corporate Social Responsibility", *Economica*, 77, London School of Economics, 2010, p. 1-19.
- Berndt, E.R. y Woodt, D.O., "Engineering and Econometric: Interpretations of Energy-Capital Complementarities ", in *the American Economic Review*, junio 1979, p. 342-354.
- Berndt, E.R. y Woodt, D.O., "Engineering and Econometric Approaches to Industrial Energy Conservation and Capital Formation: a Reconciliation", in *MIT Energy Laboratory*, Working Paper n° MIT-EL77 040 WP, noviembre 1977.
- Berndt, E.R. y Woodt, D.O., "Technology, Prices and the Derived Demand for Energy" in *the Review of Economics and Statistics*, agosto, 1975, p. 259-268.
- Berthelemy, J.C. y Devezeaux de Lavergne, J.G., "L'impact des chocs pétroliers. Una simulation rétrospective 1973-1982 », in *Revue Economique* n° 3, mayo, 1987, p.877-896.
- Boehringer, C., « The Synthesis of Bottom-Up and Top-Down in Energy Policy Modeling », in *Energy Economics*, 20(3), 1998, p. 233-248.
- Chari, V.V. y Weber, R.J., "How the U.S. Treasury should Auction its Debt", in *Federal Bank of Minneapolis Quarterly Review*, otoño 1992.
- Christensen, L., Jorgenson, D., y Lau, L., « Transcendental Logarithm Utility Functions » in *the American Economic Review*, junio 1979, p. 367-383.
- Clarck, C., *The Conditions of Economic Progress*, Mac Millan, 1960.
- Coase, R., "The Problem of Social Cost", in the *Journal of Law and Economics*, octubre 1960, p. 1-44.
- Corden, V.M. y Neary, J.P. "Booming sector and de-industrialization in a Small Open Economy", in the *Economic Journal* 92, diciembre 1982, p. 823-848.
- Criqui, P. y Percebois, J., « Stratégies énergétiques : cigales et fournis » in *Economies et Sociétés*, n°4, série EN, 1988, p. 239-261.
- Criqui, P. y Kousnetzoff, N. « Energie 1995 : après les chocs », Editions Economica, Paris 1987.
- Dargay, J., Gately, D. y Huntington, H.G., « Price and Income Responsiveness of World Oil Demand, by Product », Energy Modeling Forum, Stanford University, USA, EMF OP 61, agosto, 2007.
- Dargay, J., Gately, D., "The Imperfect Price Reversibility of Non-Transport Oil Demand in the OCDE", in *Energy Economics*, vol. 17, n°1, 1995, p. 59-71.
- Darmstadter, J. Dunkerley, J. y Alterman J., "International Variations in Energy Use: Findings from a Comparative Study", in the *Annual Review of Energy* (Special Issue), 1978.

- Darmstadter, J. Dunkerley, J. y Alterman J., *How Industrial Societies Use Energy*, John Hopkins University Press, Baltimore, 1977.
- Darmstadter, J., *Energy in the World Economy*, John Hopkins University Press, Baltimore, 1971.
- Artigues (d') A., « Le financement d'une électricité verte : le cas de la souscription volontaire des consommateurs », Working Paper, CREDEN-LASER (Cahier de Recherche), 2004.
- Perthuis (de), C. y Boccon-Gibod, J.C., « Le marché des quotas de CO<sub>2</sub> : leçons d'un an de fonctionnement », in *Revue d'Economie Financière*, 2<sup>o</sup> trimestre 2006.
- Diaz, A., Puch, L.A. y Guillo, M.D., « Costly Capital Reallocation and Energy Use », in *The Review of Economic Dynamics*, vol. 7, numero 2, 2004, p. 494-518.
- Dievert, W.E., « Applications of Duality Theory », in M.D. Intriligator y D.A. Kendrick, Ed. *Frontiers of Quantitative Economics*, Amsterdam, North Holland Publishing Co., 1974.
- Doucet, J., Percebois, J., « Certificats noirs, verts et blancs : effets croisés et impacts potentiels dans le marché de l'électricité », Cahiers du CABREE, Centre for Applied Business Research in Energy and the Environment, Universidad de Edmonton (Canada), diciembre 2006, 44 p.
- Gately, D. y Huntington, H.G., « The Asymmetric Effects of Changes in price and Income on Energy and Oil Demand », in *The Energy Journal*, 23(1), 2002.
- Global Chance, « Petit mémento énergétique de l'Union européenne », abril, *Les Cahiers de Global Chance*, Paris, 2009.
- Gregory, J.M. y Griffin, P.R., « An Intercountry Translog Model of Energy Substitution Responses », in *The American Economic Review*, vol. 66, diciembre 1976, p. 845-857.
- Griffin, J.M. y Schulman, C.T., « Price Asymmetry in Energy Demand Models, a Proxy for Energy-Saving Technical Change », in *The Energy Journal*, 26(2), 2008.
- Hamilton, J.D., « What is an Oil shock », in *Journal of Econometrics*, vol 113(2), 2003, p. 363-398.
- Hamesson, R., « Energy and GDP Growth », in *International Journal of Energy Management*, vol.3, n<sup>o</sup>2, 2009, p. 157-170.
- Haas, R. y Schipper, L., « Residential Energy Demand in OECD Countries and the Role of Irreversible Efficiency Improvements », in *Energy Economics*, 20, 1998, p. 421-442.
- Henry, C., « Cours de l'Ecole Polytechnique Majeure d'Economie Publique », 1997.
- Hourcade, J.C, Jaccard, M., Bataille, C. y Gherzi, F., « Hybrid Modeling of Energy, Environment Policies : Reconciling Bottom-Up and Top-Down », in *The Energy Journal*, Numero Especial, 2009.
- Huber, C. y Haas, R., « Action Plan for a Green European Electricity Market (EL Green) », Energy Economics Group, IPSEE, WP, Universidad Tecnológica de Viena, 2001.
- Hudson, E.A., y Jorgenson, D.W., « The US Energy Policy and Economic Growth », in *Bell Journal of Economics and Management Science*, volume 5, 1974, p. 461-514.
- Humphrey, D. y Moroney, J.. « Substitutions among Capital, Labor and Natural Resource Products in American Manufacturing » in *Journal of Political Economy*, febrero 1975, p. 57-82.

- Hunt, L.C., Judge, G., y Ninomiya, Y., “Underlying Trends and Seasonality in UK Energy Demand a Sectorial Analysis”, in *Energy Economics*, 25(1), 2003, p. 93-118.
- Janosie, E., y Grayson, L.S., “Patterns of Energy Consumption and Economic Growth” in *The Journal of Development Studies*, 8(2) enero 1972, p. 241-249.
- Ledein, E., “Feed-in tariffs versus certificats verts: une analyse economique comparative”, Ecole Polytechnique, Working Paper, junio 2003 (75 p).
- Le Grand, O., “Les fonctions de production C.L.E.F.: capital, travail, électricité et combustibles fossiles », in *Prévisions et Analyse Economique* (Cahiers de GAMA), Paris, marzo, 1982.
- Litvine, D., « Révélation des préférences individuelles et choix de l’électricité verte : une analyse de la décision du consommateur », tesis CREDEN-LASER, Universidad de Montpellier I, 2008.
- Loulou, R., « The Slow Convergence of Top-Down and Bottom-Up in Energy Models » Coloquio Internacional del 25 Aniversario GERARD, mayo 11, Montreal, 2005.
- Mairet, N., “Modélisation et déterminants de la demande d’énergie”, Working Paper CREDEN-LASER, Universidad de Montpellier I, 2009.
- Martin, J.M., *Economie et politique de l’énergie*, Editions Armand Colin, Coleccion Cursus, 1992, 192 p.
- Martin, J.M., *L’économie mondiale de l’énergie*, Editions La Découverte, Coleccion Repères, Paris, 1990.
- Martin, J.M., « L’intensité énergétique de l’activité économique dans les pays industrialisés : les évolutions de très longue période livrent-elles des enseignements utiles ? », *Economies et Sociétés*, série EN, n°4, abril 1988, p. 9-27.
- Medina, E., « Consommation d’Energie, essai de comparaisons internationales » in *Economie et Statistique*, n° 66, abril 1975, p. 3-21.
- Metcalf, G.E., « An Empirical Analysis of Energy Intensity and its Determinants at the State Level », in *The Energy Journal*, vol. 29 n° 3, 2009, p. 1-26.
- Meunier, F., « La France et ses partenaires face au second choc pétrolier », in *Economie et Statistique*, n° 155, mayo 1983, p. 3-14.
- Meunier, F., “Un deuxième choc pétrolier plus éprouvant pour l’économie française”, in *Economie et Statistique*, n° 149, noviembre 1982, p. 31-36.
- Mittlestadt, A., « Utilisation des elasticites de la demande dans l’estimation de la demanda », OCDE, documentos de trabajo n° 1 (Dirección de Asuntos Económicos y Estadísticas), Paris, 1983.
- Morishimia, M., “A Few Suggestions on the Theory of Elasticity”, *Keizai Hyoron*, 16, 1967, p. 149-150.
- National Technical University of Athens (NTUA), “The Economic Effects of E.U.-Wide Industry-Level Emission Trading to Reduce Greenhouse Gases – Results from PRIMES Model”, Bruselas (EEC), 2000.
- Nguyen, S. y Streitweiser, M.I., “Capital-Energy Substitution Revisited: New Evidence from Micro-data”, Working Paper, Center for Economic Studies, US Census Bureau, 1997.
- Percebois, J. y Rousse, O., « Les mérites compares des différents mécanismes de promotion des énergies renouvelables », Working Paper, CREDEN-LASER, junio 2009.

- Percebois, J., *Economie des finances publiques*, Editions A. Colin, Coleccion Cursus, Paris 1992, 192 p.
- Percebois, J., *Economie de l'Energie*, Editions Economica, 1989, 689 p.
- Percebois, J., « Is the concept of Energy Intensity Meaningful », in *Energy Economics*, Julio 1979, p. 148-155.
- Putnam, P., *Energy in the Future*, Van Nostrand Pub., New York, 1953.
- Reynes, F. y Yeddar-Tamsamani, Y., “Substituabilité des facteurs et rendement d'échelle sectoriels en France: une estimation par une fonction de cout flexible”, OFCE, WP n°2009-37, diciembre 2009.
- Rousse, O., « Environmental and Economic Benefits Resulting from Citizens Participation in CO2 Emissions Trading », in *Energy Policy*, 36, 2008, p. 388-397.
- Schurr, S., “Energy Efficiency and Economic Efficiency: an Historical Perspective”, in *Annual Review of Energy*, vol. 9, 1984, p. 409-425.
- Shrestha, R.K., “Uncertainty and the Choice of Policy Instruments, a Note on Baumol and Oates Propositions”, in *Environmental and Resource Economics*, 12, 1998, p. 497-505.
- Solow, R., “The Capital-Energy Complementarity Debate Revisited”, in *The American Economy Review*, vol. 77, 1987, p. 605-614.
- Thompson, P. y Taylor, T., “The Capital-Energy Substitutability Debate: a New Look”, in *The Review of Economic and Statistics*, vol. 77, 1995, p. 565-569.
- Uzawa, H., “Production Functions with Constant Elasticities of Substitution”, in *Review of Economic Studies*, octubre 1962, p. 291-299.
- Voogt, M., Boots, S. y Martens, J.W., “Renewable Electricity in a Liberalized Market: the Concept of Green Certificates”, in *Energy and Environment* 11, 2000, p. 65-79.
- Weitzman, M.L., “Prices versus Quantities”, in *Review of Economic Studies*, 41, 1974, p. 477-491.
- Zagame, P., “Modeles de l'énergie et nouvelles theories de progress technique”, Working Paper, Conseil francais de l'énergie, Paris, diciembre 2008.

**MICROECONOMIA Y MERCADOS ENERGETICOS**

2.1	El mercado	57
2.2	Los mercados de la energía	67
2.3	La rareza de la renta	75
2.4	La regulación	94
2.5	Características técnicas de los mercados energéticos	121
	Bibliografía	164
	Anexo	165



El objeto de este Capítulo consiste en proponer las grandes líneas de un análisis de conjunto de los mercados energéticos, poniendo en evidencia sus principales características económicas, sus puntos comunes y sus diferencias, e incluso sus vínculos eventuales con los mercados de “commodities”.

También nos interrogaremos sobre el origen y la perennidad de las diferentes *formas de mercado* en el campo energético, y su conformidad o no con ciertas hipótesis fundamentales de la teoría microeconómica, y sobre las consecuencias de las respuestas aportadas por la definición de algunos elementos de principio de la política energética.

Complementariamente, los rasgos de este paisaje global nos introducirán a los estudios sectoriales que son el objeto de los Capítulos 3 al 8.

## 2.1 EL MERCADO

El recurso al mercado no es trivial.

En una economía compleja como lo es la economía real y que puede definirse de una forma general como el conjunto de relaciones entre numerosas entidades especializadas<sup>12</sup>, el tema fundamental que se plantea es el de la *coordinación de las actividades* (Milgrom y Roberts, 1992). Es esta coordinación la que lograra, más o menos bien según las decisiones tomadas, a hacer *eficaz* el funcionamiento de estas “entidades especializadas” sabiendo que el sistema solo dispone de recursos limitados para satisfacer necesidades *a priori* ilimitadas, que nos devuelve a la definición misma de las ciencias económicas.

Para ello no es forzosamente necesario considerar que *el mercado es la única herramienta utilizable*.

### 2.1.1 La coordinación centralizada: precio o cantidades?

Para comparara las coordinaciones respectivas por precios y por cantidades en el problema clásico de la asignación óptima de los recursos, se pueden definir dos sistemas distintos:

- el primero, en el cual un “coordinador central” se limita a especificar *las cantidades* a entregar por las diferentes unidades de producción del sistema para alcanzar el óptimo global;
- el segundo, en el cual el coordinador intenta guiar las decisiones de las unidades de producción mediante a comunicación de precios calculados, siendo los responsables de estas unidades capaces de, sobre estas bases, entregar las cantidades adecuadas.

---

<sup>12</sup> Por oposición a una economía del tipo “Robinson Crusoe” donde, por definición, el tema de la especialización no se plantea.

Se puede demostrar (Milgrom y Roberts, 1992) que el segundo sistema es más eficaz, en particular porque la pérdida del excedente económico es menor en el caso de información imperfecta o errónea por parte del coordinador central<sup>13</sup>.

La selección entre los dos sistemas dependerá en realidad de la *naturaleza* de la, o de las, tarea(s) a coordinar y, más precisamente, del tipo de información necesaria: volumen de datos, disponibilidad, rapidez requerida, etc. Milgrom y Roberts (1992) explican dos ejemplos alegóricos cuyas características reencontramos en muchas actividades reales, entre ellas las *relacionadas con la energía*:

- el problema de la *sincronización*: si el timonel de un equipo de remo puede guiar a sus compañeros comunicándoles por un parlante un “precio” por cada una de las “respuestas” deseadas (ritmo, fuerza, aceleración...), cada uno de los remeros responderá en función de sus medios? *A priori* sí, pero este sistema sería ineficaz a la luz del tratamiento de la “información necesaria”: el “calculo” de los precios sería imposible en la práctica, si la comunicación al equipo fuera demasiado lenta o incierta este podría responder de manera inapropiada a la señal, y sobre todo aparecerían pequeños errores de sincronización que serían extremadamente dañinos. Frente a esta última posibilidad el timonel podría decidir, en lugar de todos, un ritmo demasiado rápido, o demasiado lento, pero que tendría *menores consecuencias* que la desincronización del conjunto;

En este caso la coordinación por “cantidades” o por comando es superior

- el problema de la *afectación instantánea y única de las tareas* lleva a las mismas conclusiones: el despachador de un servicio de ambulancias puede coordinar su flota en función de un “precio” que calculara para cada vehículo, para determinar cuál será el mejor para proveer el mejor servicio en el mejor momento. *A priori*, si, pero nuevamente la disponibilidad completa en el buen momento de la *información pertinente* es incierta y, *sobre todo*, la necesaria *rapidez de aplicación* de la información conducirá a duplicaciones, o por defecto a demoras inaceptables para “el sistema”.

Por muy alejado que parezca de nuestras preocupaciones, estos dos ejemplos ilustran bastante bien situaciones a las que nos veremos confrontados analizando algunos mercados energéticos, particularmente el de la electricidad, que plantea problemas extremos de coordinación (ver Cuadro 2.1).

En la mayoría de los casos, como hemos indicado, la coordinación por los precios es más eficaz en términos de tratamiento sintético de la información.

---

<sup>13</sup> Es posible establecer (Milgrom y Roberts) que las pérdidas del excedente debidas a la información errónea, en sistemas de precios y cantidades respectivamente,  $\Delta W_p$  y  $\Delta W_q$  son la relación  $\frac{\Delta W_p}{\Delta W_q} = \left( \frac{B'n}{C'n} \right)^2$  donde  $B'n$  y  $C'n$  son las pendientes de la curva de beneficio y de costo marginal respectivamente: si  $B'n < C'n$ , la coordinación por los precios conduce a menores pérdidas e inversiones

Sin embargo, aun eligiendo el sistema basado en precios adecuadamente calculados por un coordinador central, eficazmente comunicados por este, la cantidad de información a reunir, verificar, tratar y difundir es *enorme* – y por lo tanto sujeta a error: “Es demasiado para un solo hombre” (o para una sola agencia) se podría decir. El problema consiste en saber si otro proceso, que sería *descentralizado*, no puede realizar en forma mas simple y segura la coordinación por los precios.

### 2.1.2 El comercio en el mercado<sup>14</sup>

El mercado es un modo particular de aplicación de las interrelaciones entre agentes económicos, mediante el comercio de bienes y servicios.

Descansa en una concepción específica de la economía según la cual el (los) mercado (s) puede (n) alcanzar un alto nivel de coordinación *sin intervención* de un planificador central.

Este modelo está fundado en la siguiente descripción de la economía: ella está compuesta por un lado por los *consumidores*, que también son *proveedores potenciales de recursos* (por ej.: el trabajo, pero se verá que no únicamente esto), que expresan sus necesidades y demandas, y por otro lado por *actividades de producción* (las empresas) que adquieren los recursos, elaboran los productos y los ponen a disposición de los consumidores. Complementariamente, las empresas pueden ser *propiedad* de los consumidores.

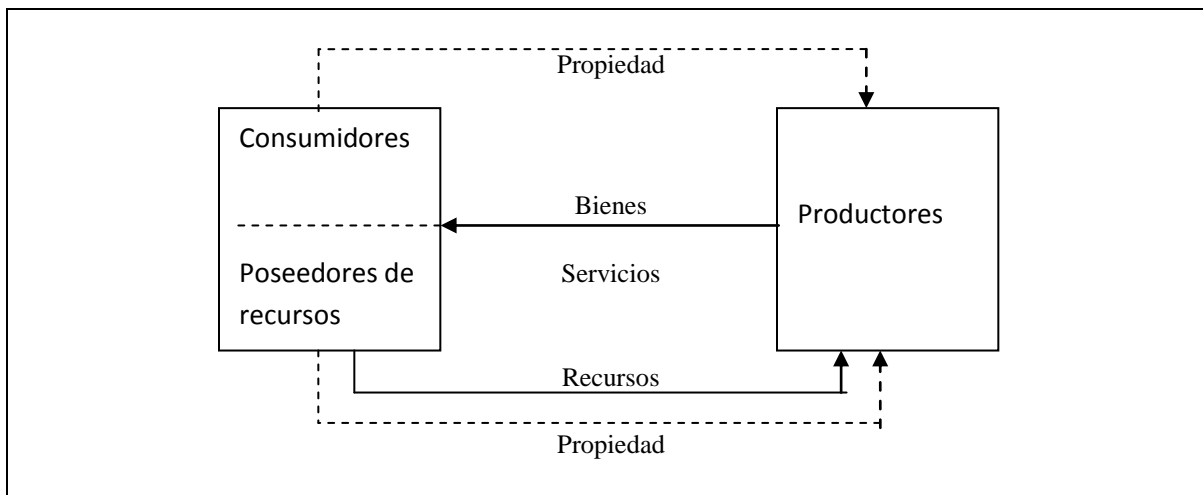


Figura 2.1

Bajo ciertas hipótesis fuertes que vamos a analizar, se demuestra<sup>15</sup> que este sistema resuelve el problema de la coordinación en forma muy eficaz y robusta, con la condición que cada actor disponga de una información mínima: *el precio*, que es endógeno (es decir provisto por el mismo sistema) de cada bien y servicio.

<sup>14</sup> Milgrom y Roberts (1992), Gabszewicz (1987)

<sup>15</sup> Adam Smith (1776), León Walras (1874) desde los orígenes de las ciencias económicas

## CUADRO 2.1

### La coordinación y la asignación eficaz de los recursos

En economía, la asignación eficaz de los recursos supone una *coordinación*, es decir, en forma muy general, la seguridad que la producción y la comercialización serán siempre y en todos lados equivalentes, teniendo en cuenta las características del bien o del servicio estudiado.

A priori, esta coordinación puede estar basada sobre un mecanismo centralizado (por ejemplo, en el seno de una empresa integrada), o en intercambios descentralizados. En el primer caso, se hablara de un proceso de *comando-control* y se tratara de calcular el *óptimo* de la asignación de recursos. En el segundo caso, la coordinación se confía a un *mercado* y se tratara de definir el *equilibrio* de este mercado para verificar que haya conducido a una buena asignación.

En principio, los dos procesos son equivalentes y, para un bien simple (por ejemplo, un commodity clásico) un único mercado es suficiente para asegurar la coordinación.

En efecto, escribimos las ecuaciones de óptimo y de equilibrio en una *planificación centralizada eficaz* y por un *mercado en competencia perfecta* respectivamente:

- *Coordinación centralizada*: búsqueda del óptimo

Si  $U(q_c)$  es la utilidad de un consumidor para una cantidad consumida  $q_c$  y  $C(q_p)$  el *costo* de producción de una cantidad  $q_p$ , la coordinación centralizada reclama la maximización del excedente *total* (productor y consumidor).

La condición de *optimalidad* se escribe entonces:

$$\text{Max}_{q_c, q_p} [ U(q_c) - C(q_p) ]$$

con  $q_c = q_p$  (expresión de la coordinación) y  $q_c, q_p \geq 0$

que se resuelve con la formación del lagrangiano

$$\zeta(q_c, q_p, \lambda) = U(q_c) - C(q_p) - \lambda(q_c - q_p)$$

$$\frac{\partial \zeta}{\partial q_c} = U'(q_c) - \lambda = 0$$

$$\frac{\partial \zeta}{\partial q_p} = -C'(q_p) + \lambda = 0$$

y entonces en el óptimo:

$$U'(q_c^*) = C'(q_p^*) = \lambda \quad (1)$$

$$q_c^* = q_p^*$$

- *Coordinación descentralizada*: búsqueda del equilibrio

Si  $p$  es el precio que va a orientar las decisiones de producción con vistas a maximizar el *beneficio* del productor  $\pi(q_p) = pq_p - C(q_p)$  y el *excedente* del consumidor  $S_c(q_c) = U(q_c) - pq_c$ , las condiciones del equilibrio del mercado se pueden escribir:

$$\text{máx.}_{q_p} [ pq_p - C(q_p) ]$$

$$\text{máx. } [ p q_c - C (q_c) ] \\ q_c$$

con  $q_c = q_p$  (expresión de la coordinación)  
y en el equilibrio:

$$U' (q^*_c) = C' (q^*_p) = p \quad (2)$$

$$q^*_c = q^*_p$$

Las condiciones (1) y (2) son formalmente equivalentes y  $\lambda$  tiene la naturaleza de precio sombra en los mecanismos centralizados.

Como lo demostraron Milgrom y Roberts mediante los ejemplos anecdóticos tomados en el texto, la elección entre uno u otro de los métodos de coordinación será cuestión de circunstancias y más precisamente de las características *intrínsecas* del bien/servicio considerado.

Por ejemplo:

- para un bien simple, un único mercado será suficiente para asegurar la coordinación; en este caso el recurso al *mercado* es indicado, dada su mayor simplicidad y su mejor robustez en el caso de información imperfecta;
- en procesos que requieren una coordinación rápida de los *inputs* y de los *outputs* en una empresa integrada, digamos una *cadena de montaje*, el recurso al mercado interno será más complejo (costos de transacción) y sin duda más aleatorio que un programa de planificación de entregas: la organización del *just in time* es un buen ejemplo;
- es igual en la industria de la logística, donde la *garantía* de ver llegar un vehículo (tren, camión...) en un momento dado en un lugar dado puede difícilmente ser obtenido por un sistema de precios;
- otro ejemplo es la lucha contra el CO<sub>2</sub> por medio de políticas que fijan reducciones en sectores específicos y no mediante un mercado de permisos de emisión; el problema aquí será la *disponibilidad* y la *confiabilidad* de la información para implementar estas políticas, y de la selección entre mercado o comando-control (ver cap. 9);
- en el caso de un bien complejo, como la electricidad, se deben tomar muchas precauciones para asegurar la equivalencia del mercado – control – comando:
  - ✓ un único mercado no es suficiente: habrá que definir y organizar *varios sub-mercados* (transmisión, auxiliares, reserva, etc.) dadas las características técnicas de la electricidad;
  - ✓ estos sub-mercados deberán interactuar en forma coherente: es el problema de la arquitectura del mercado (“market design”), muchas veces subestimada cuando se implementan reformas institucionales en la industria eléctrica;
  - ✓ finalmente, en una coordinación descentralizada, el mercado tiene que tener el tiempo de revelar el *precio* obtenido de la interacción entre los actores (“golpeteo” de Walras). Si en los mercados a término, esta condición puede ser cumplida, no sucede lo mismo en tiempo real: en el sector eléctrico, que presenta un problema *extremo* de coordinación, *habrá que insertar siempre un programa de cálculo* lo más cercano a la realidad física instantánea. Se puede decir que la electricidad es un *caso límite de just in time*. Estos temas se detallaran en el capítulo 5 en la sección 2.5.2 D.

Se establece un *equilibrio* que iguala espontáneamente la oferta y la demanda para cada bien, maximiza la utilidad (la satisfacción) de cada consumidor y el beneficio de cada productor. Además, la asignación de los productos resultante es llamada “eficiente”, en el sentido que ninguna otra sería más favorable a los actores<sup>16</sup>.

Se trata del modelo de mercado llamado de *competencia perfecta*, en el cual los productores (cada uno de ellos se caracteriza por su costo de producción) están en competencia para proveer a los consumidores (cada uno de ellos se caracteriza por una conciencia de la utilidad del bien y por un ingreso), ninguno de los elementos de estas dos poblaciones puede ejercer influencia sobre ninguno de los otros, los bienes son homogéneos, la información de cada uno es perfecta y cada actor puede, en todo momento, entrar o salir del mercado.

La definición precisa de un mercado supone por lo menos tres elementos (Geman, 2005 – Gabszewicz, 1987):

- precisar la *naturaleza* del bien y, llegado el momento, la *calidad* que lo diferencia de otros bienes parecidos;
- la *localización* del intercambio, dos bienes idénticos no tienen el mismo valor si están disponibles en localizaciones diferentes si el *costo de transporte* no es despreciable;
- el *momento* de la entrega, ya que el valor del bien puede evolucionar significativamente a lo largo del tiempo.

Estos tres elementos son particularmente importantes en la economía de la energía. Resaltemos a esta altura que ellos introducen el concepto de *segmentación* de los mercados, esencialmente por nuestras actividades.

Por ejemplo:

- la naturaleza del bien es importante. Las diferentes calidades del petróleo, del carbón o del gas natural, son también determinantes de la estructura de los respectivos mercados;
- los costos de transporte determinaran la localización *geográfica* de algunos mercados energéticos (carbón, gas natural), e incluso su segmentación *tecnológica* (gas por gasoducto o gas licuado);
- la disponibilidad en el tiempo tiene influencia sobre el valor del bien por su capacidad de almacenamiento más o menos sensible o costosa: el caso límite de la electricidad que es casi imposible de almacenar es una de las razones de la segmentación persistente de su mercado.

---

<sup>16</sup> En competencia perfecta, la relación de pérdida del excedente es  $\frac{D'}{C'm}$  donde  $D'$  es la pérdida de la función de demanda de la empresa. Vista desde la empresa, la curva de demanda es perfectamente elástica y por lo tanto  $D' = 0$ : la coordinación por los precios es la más (la única) eficaz.

En forma general, se hablara mas bien de mercados de un producto energético que del mercado en cuestión, los grados de diferenciación tienen un origen y una intensidad muy diferente (cf. 2.2.2 infra).

### 2.1.3 Mercado y competencia: practicas y limites

El mercado competitivo no se limita a coordinar de la mejor forma los esfuerzos de cada agente económico; sino que suscita iniciativas y esfuerzos.

Esta característica fue señalada desde sus orígenes por los fundadores de las ciencias económicas, en especial Adam Smith<sup>17</sup>, teorizado por Schumpeter (1942).

La forma de competencia que encontró el sector de las telecomunicaciones, por ejemplo, es una ilustración perfecta: nuevos productos, nuevos servicios, nuevas tecnologías y, en realidad, nuevas redes de relación y creación en el seno de la sociedad.

En forma inversa, como nos los muestra Claude Henry (1997), “en ausencia de innovaciones significativas, de ventajas decisivas, la competencia puede reservar malas sorpresas”. Por ejemplo, si las perspectivas de *selección de los productores* o de *diversificación de los productos* son insuficientes, la competencia multiplica los costos fijos y disminuye los rendimientos crecientes<sup>18</sup>. Encontramos en esta última afirmación el origen del principio de las “instalaciones esenciales” y de la regulación de los monopolios naturales, que estudiaremos más adelante.

Por otra parte, el *mercado no lo puede todo*, y específicamente el mercado de competencia perfecta, cuando una de las hipótesis restrictivas sobre la que se basa su pertinencia no es respetada. Se dice que hay falla de mercado y paneles enteros de las ciencias económicas las identifican y las analizan (B. Salanie, 1998).

Una de estas hipótesis, esencial, es aquella que exige que ningún actor puede influenciar a otro. En la realidad, los actores interfieren entre ellos por distintos mecanismos al del mercado y, en ciertos casos, las decisiones de uno pueden afectar la satisfacción de otro, *sin que el mercado lo perciba* ni, a fortiori, *haga pagar* estas interacciones. Se trata de las “externalidades” (favorables o desfavorables). Es un campo amplio e importante en la economía de la energía, en especial porque engloba toda la *teoría económica del medio ambiente*, y la muy delicada cuestión del efecto de *congestión* de una red, cualquiera fuera. Según la naturaleza de la red, existirá almacenamiento, cola de espera o congestión, como sucede en el caso de las redes que componen el sistema eléctrico o gasífero. Para tratar el tema de los efectos externos, la teoría económica propone “internalizar” los costos

---

<sup>17</sup> “La competencia entre los productores por ganar partes de mercado origina nuevas formas del progreso del arte, que de otra forma nadie hubiera imaginado”.

<sup>18</sup> Por ejemplo, si hay n empresas con costos sub-aditivos es decir si  $C(\sum_i^n q_i) \leq \sum_i^n Cq_i$  se demuestra que

es mejor una sola empresa, especialmente en el caso de no-convexidad del tipo  $Cq = F + Cq$ : agregar empresas implica multiplicar los costos fijos sin ganar en eficacia (ver Cuadro 2.3)

concernientes y de esta forma realizar los cálculos de equilibrio diferentes, pero siempre coherentes. Por más necesarias que sean, estas técnicas de cálculo encuentran rápidamente sus límites: “no existe mercado (todavía) para el agua límpida del océano” (P. Picard, 1994).

Una cosa que el mercado no puede hacer es generar *por si mismo* sus propias reglas de funcionamiento. Por ejemplo, en el marco de las reformas de las industrias eléctricas, W. Hogan nos recuerda que “el mercado no puede resolver los problemas de diseño del mercado”: esto lo sabíamos desde la crisis de los tulipanes en Amsterdam en el siglo XVII<sup>19</sup>, pero muchos teóricos o legisladores perdieron a veces de vista esta perspectiva.

Es necesario recordar otra evidencia: en las situaciones reales de competencia, el *recurso al mercado* tiene un *costo*, por lo menos un costo de oportunidad en relación a otros métodos de asignación de medios.

Este tema fundamental, fue tratado particularmente por R. Coase (1937) y O. Williamson (1986) en sus contribuciones a la economía de los costos de transacción, y correlativamente, a la estructura de las empresas, incluyendo el interés o no en su integración vertical. Este es otro aspecto muy importante para la economía de la energía, y es muy útil recordar los parámetros susceptibles de orientar o de explicar las decisiones estratégicas de estas estructuras.

La pregunta fundamental puede resumirse de la siguiente forma: teniendo en cuenta la naturaleza de los activos de un sector o una empresa, cuando es más conveniente recurrir al mercado (“al comercio”) y cuando es mejor privilegiar “la pericia técnica” (interna) sabiendo que:

- el mercado ofrece *oportunidades* (por ejemplo, proveedores especializados) pero también *riesgos* (control sobre la tecnología, vínculo irreversible) y *costos* (de gestión, principalmente);
- lo mismo puede suceder con la pericia técnica interna exclusiva (defectos en la organización, etc.)

O. Williamson demuestra que la “mejor” *integración vertical* es aquella que minimiza la suma  $\Delta C$  de los costos técnicos de producción y de los costos de transacción, *en función de la especificidad de los activos correspondientes*”.

Un *activo específico* es una inversión realizada en vistas de una transacción o una serie de transacciones bien definida (s) y pierde valor en el caso de otras transacciones. La especificidad puede ser *muy diferente* en función de los activos y por lo tanto de la actividad estudiada.

---

<sup>19</sup> Primera “burbuja” especulativa y financiera: el precio de los bulbos de tulipán alcanzaron sus picos en 1637, antes de derrumbarse. En 1642, el precio no superaba el 10% del precio que existía antes del crack. Es el caso de las “burbujas”. Pero las fallas más frecuentes son el abuso del “poder de mercado” (secciones 2.4 y 5.3.5) y las externalidades.



Desde un punto de vista analítico, pueden resultarse estos resultados de la siguiente forma (Besanko, 1996).

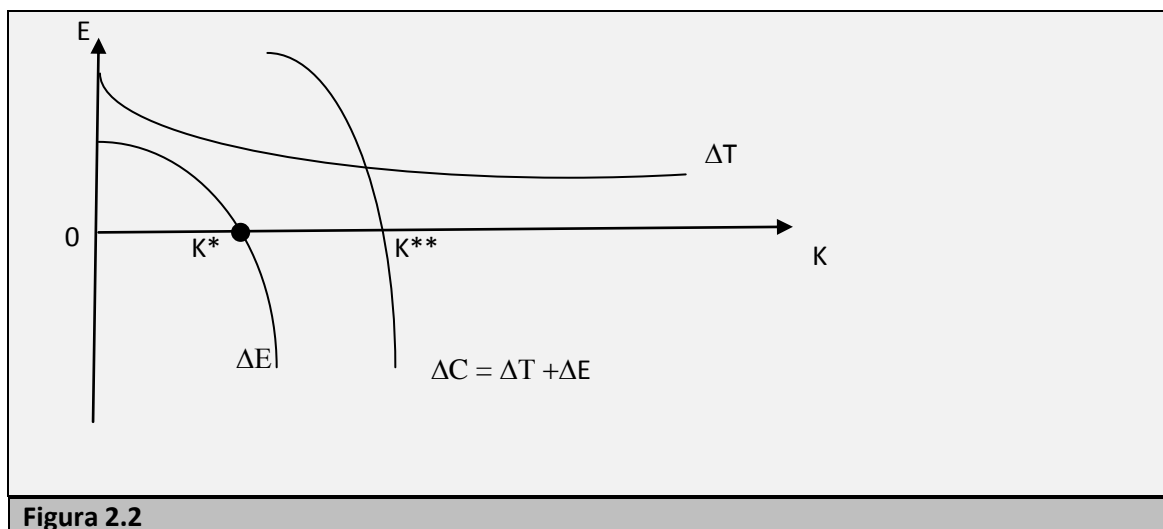
Si llamamos:

- $\Delta T$  como la diferencia de eficacia técnica, y por lo tanto de costos de producción según el producto sea fabricado internamente  $T_i$  o externamente  $T_e$ :  $\Delta T = T_i - T_e$ ;
- $\Delta E$  como la diferencia entre los “costos comerciales”, o de transacción, según el producto sea producido internamente  $E_i$  o externamente  $E_e$ :  $\Delta E = E_i - E_e$ ;
- $\Delta C = \Delta T + \Delta E$
- $K$  es un coeficiente creciente en función del grado de especificidad de los activos,

se comprueba:

- que  $\Delta T > 0$  para cualquier  $K$ , sobre todo porque los proveedores externos pueden agregar más de una demanda y lograr así un costo menor, pero que  $\Delta T$  disminuye cuando  $K$  aumenta, ya que los activos de gran especificidad limitan, casi por definición, el fenómeno de agregación;
- que  $\Delta E > 0$  si  $K$  es bajo y  $\Delta E < 0$  si  $K$  es alto. En caso de activos con una especificidad débil, el riesgo de apropiación indebida de tecnologías (hold up) es bajo y, además, los proveedores (exteriores “del mercado”) tienen más incentivos a innovar y controlar sus costos que una división de una firma verticalmente integrada. Si  $K$  aumenta, los costos de transacción aumentan y si  $K > K^*$ , el resultado se invierte.

Estos resultados se pueden esquematizar sobre el grafico indicativo siguiente (Figura 2.2).



Si  $\Delta C > 0$  ( $K < K^{**}$ ), la *relación comercial* bajo las condiciones de mercado será más eficaz que la *integración vertical*. En sentido inverso, los costos comerciales pueden anular al menos estas ventajas y en estos casos será elegida la integración vertical.

La *especificidad* de un activo (y por lo tanto el valor de K) depende de numerosos elementos, entre ellos:

- los *sitios* donde son susceptibles de ser instalados los activos;
- las características *físicas* del activo;
- el carácter *dedicado* (afectado al abastecimiento de un solo comprador) o no del activo.

Con la simple enunciación de estas características, podemos ver que la identificación del nivel de especificidad (actual o prevista) del activo *es crucial en el sector energético*. La elección de los sitios (licuefacción de gas natural, terminal de GNL, refinerías, centrales,...) o la afectación (casi) exclusiva de un activo (Power Purchase Agreement, plataformas de perforación,...) *son determinantes muy importantes de la estructura de las firmas o de la evolución de sus actividades* (dedicadas al “upstream” o al negocio del “downstream”). Como título ilustrativo podemos mencionar a P. Joskow (1995), que estudio la integración vertical hacia la mina de algunas centrales eléctricas que funcionan con carbón y llego a la conclusión que una relación entre central y mina implica especificidades de localización y física al mismo tiempo.

Es necesario remarcar que los parámetros de esta discusión *cambian a lo largo del tiempo*. Tomando un solo ejemplo, sobre el cual volveremos, la evolución del mercado del gas natural o de la electricidad (lugares del mercado, liquidez, volúmenes tratados, transparencia, etc.) modificara el “grado de especificidad” del activo correspondiente al mismo tiempo que las formas contractuales?.

#### 2.1.4 El arbitraje<sup>20</sup>

La definición de un mercado postula el conocimiento del producto y del *lugar* y el *momento* del intercambio.

Para un producto dado, pueden existir mercados “ceranos” entre sí que conduzcan a precios de equilibrio diferentes?

En el *equilibrio*, la respuesta es negativa ya que el “mecanismo de arbitraje” excluye esta situación: si los precios fueran diferentes, se podría obtener un beneficio comprando en un mercado y revendiendo sobre el otro. Esto conduciría a incrementos de la oferta y de la demanda, sobre los mercados donde los precios son más altos y más bajos respectivamente, y por lo tanto a un alineamiento de precios.

Para *alcanzar el equilibrio*, los intermediarios, mediando ciertos costos técnicos, realizan beneficios y aceleran la convergencia de precios (M. Blaug, 1990)<sup>21</sup>.

---

<sup>20</sup> J. Gabszewicz (1987)

<sup>21</sup> Son, de alguna forma, los agentes del “tanteo walrasiano” en la progresión hacia el equilibrio

De igual forma, existe arbitraje entre mercados que ocurren en *momentos* diferentes: los intermediarios pueden comprar hoy para vender mañana. En este caso, los costos incurridos son de otra naturaleza: están vinculados a la incertidumbre y cubren “primas de riesgo”, costos de almacenamiento y costo de capital.

Es necesario señalar que en el *equilibrio* no hay diferencias de precios y por lo tanto desaparece la posibilidad del arbitraje: las posibilidades (o las oportunidades) de arbitraje desaparecieron todas, ya sea porque existían y fueron *captadas* por los intermediarios, o porque no existían.

En la realidad, un mercado es constantemente en un cierto estado de desequilibrio: es el rol de los “árbitros” de buscarlos y valorizarlos<sup>22</sup>.

## 2.2 LOS MERCADOS ENERGÉTICOS

Antes de entrar en características más técnicas de los mercados energéticos (ver § 2.5), puede ser interesante trazar las grandes líneas, y de esta forma plantear desde el principio sus semejanzas y sus diferencias, como así también compararlos con un conjunto de mercados que son reputados de ser cercanos al energético, el mercado de “commodities”.

### 2.2.1 Características generales

Además de los tres determinantes comunes a todos los mercados mencionados anteriormente (naturaleza, lugar, tiempo), los mercados energéticos comparten, en diverso grado, algunos atributos específicos.

La aserción según la cual “la energía no es un bien como los demás” requiere ser explicada, ya que cada productor de un bien está convencido que lo mismo ocurre con su producto: el cemento, los dentífricos, etc.

Mirando más de cerca, los energéticos están obligados sin embargo a pedir que se “escuchen sus diferencias”.

En principio, la (las) energía (s) reviste (n) en su naturaleza una *doble dimensión*: son bienes estratégicos por un lado, y por el otro tienen la misión del servicio público<sup>23</sup>. No es sorprendente que los *distintos poderes públicos* involucrados por una u otra de estas dimensiones (Estados, conjunto de Estados, Regiones, Colectividades locales...) busquen controlar o supervisar el acceso, desarrollo y funcionamiento de estos mercados.

Las industrias energéticas se caracterizan por tener costos fijos muy altos: son “intensivas en capital” y la programación de las pesadas inversiones se realiza sobre largos periodos

---

<sup>22</sup> Estos conceptos son muy importantes (en especial la hipótesis de “no-arbitraje”, sobre la cual volveremos en § 2.5) para la formación de precios sobre los mercados energéticos.

<sup>23</sup> Este concepto debe ser utilizado con prudencia (ver § 2.4) “Nadie logro dar una definición incontestable del servicio público: el legislador no se preocupó, el juez no quiso y la doctrina no pudo” (D. Truchet en “Nouvelles récentes d’un illustre vieillard”, AJDA, 1982, 427-439).

(20 a 60 años) en comparación con la mayoría de los otros sectores industriales, y con el horizonte de los mercados financieros.

Teniendo en cuenta, por otra parte, su carácter agotable, sus localizaciones espaciales, sus diferencias perennes de calidad o ciertas diferencias de costo (producción, transporte,...), las actividades de la energía son de las que generan la mayor cantidad de *rentas*, de origen, naturaleza e importancias diversas (ver § 2.3). Los precios formados por estos mercados son a priori *muy diferentes de los costos de acceso* (por ej.: costo marginal de producción) a las energías. Debe señalarse (cf. infra) que, incluso en competencia perfecta, las rentas existen y persisten.

Diversos motivos (concentración geográfica de muchos recursos, tecnologías, disposiciones legales...) conducen a algunos actores a disponer de un *poder de mercado*, en uno u otro lugar de la cadena energética: productores, por supuesto, pero también transportistas, distribuidores e incluso consumidores. La consecuencia es la observación de formas de mercado muy diferentes, y además evolutivas (por ejemplo, el petróleo) que van de la competencia (casi) perfecta al monopolio, pasando por diversas estructuras oligopólicas (Cournot, Bertrand, Stackelberg, empresa dominante de Forchheimer, etc.)<sup>24</sup>.

Las tres características evocadas arriba llevan a una constatación: el juego (y el desafío) en los mercados energéticos será la distribución de la renta, juego en donde los poderes públicos modifican los datos y las reglas por ley, reglamentación o fiscalidad.

Indiquemos en este punto, y en forma contraria a ciertas ideas recibidas:

- que el fenómeno de la *renta* no es exclusivo de la existencia de un mercado en competencia perfecta, aunque consideremos el equilibrio de largo plazo de un mercado de este tipo (ver § 2.3);
- que el principio y las técnicas de la *regulación* no son originadas en una concepción de la economía vinculada a una cierta preeminencia de los conceptos del servicio público, o de una economía reglamentada. Esta idea tiene, por el contrario, su origen en ciertos economistas y juristas liberales del siglo XIX (ver §2.4)<sup>25</sup>, que encuentran legítimo, en ciertos casos, no *suprimir* la propiedad privada de los bienes en causa, sino *limitar* el alcance o reglamentar su uso en aras del bien general;

Los poderes públicos intervendrán, como mínimo, en dos puntos:

- apreciar el grado de legalidad de cada una de las rentas y, llegado el caso, acotarlas para impedir el abuso;
- implementar técnicas instrumentales de regulación, introduciendo de algún modo *alternativas deliberadas* en el juego del mercado, con el objeto de aproximarse a condiciones óptimas de eficacia económica (maximización del beneficio).

---

<sup>24</sup> Cf. Anexo del capítulo 2

<sup>25</sup> Ver en el mismo Adam Smith (Riqueza de las Naciones, libro IV, capítulos IX y V, que completan útilmente el libro I, capítulo II, el de la “mano invisible”. y que desmienten la vulgaridad del absolutismo competitivo que erróneamente se le endilga a Smith)

### 2.2.2 Indicaciones cuantitativas

La tabla 2.1 retoma algunos elementos que pueden caracterizar un mercado energético y su modo de funcionamiento.

Se pueden sacar de allí las siguientes constataciones:

- el petróleo es un mercado mundial globalizado, pero no sucede lo mismo con el carbón ni con el gas natural, y mucho menos con el uranio; la electricidad -por razones físicas-, se mantiene limitada a mercados nacionales o regionales (en el sentido de una entidad sub continental: en Europa: la región Centro-Oeste, o en Estados Unidos donde muchos mercados comparten el territorio nacional);
- estas diferencias se explican esencialmente por *los costos de transporte*, el gas natural y el carbón comparten la característica de ser más caros de transportar que el petróleo;
- las partes de la producción comercializadas mundialmente son también diferentes, teniendo en cuenta particularmente los costos de transporte, pero también el grado de *concentración geográfica de los recursos*, esclareciendo este último factor el potencial *poder de mercado* del que pueden beneficiarse ciertos actores;
- los precios de la energía no son independientes entre sí. Por ejemplo, el precio del petróleo aparece como director de la mayor parte de las tarifas de gas natural, la electricidad – energía llamada “secundaria”, salvo en el caso de la hidroelectricidad y de la energía nuclear, está influenciada por el precio de otras energías, llamadas primarias, como así también por el precio de las emisiones de CO<sub>2</sub>, influenciado el mismo por el diferencial entre el precio del gas y el del carbón, especialmente;
- *el almacenamiento, su disponibilidad y su costo* tienen un papel fundamental económico de los sectores energéticos, como se verá más adelante. Puede influenciar fuertemente las características técnicas esenciales de los mercados, como por ejemplo, el precio de corto plazo o la *volatilidad* (petróleo, gas, electricidad).

Tabla 2.1					
Los mercados de la energía (costos en u\$s/bep - ver nota 4 infra)					
Características/Energía	Petroleo	Gas Natural	Carbon	Uranio	Electricidad
Segmentacion	Mundialmente unificado	Geografica y Tecnica ** (3 segmentos) (1)	Geografia y tecnica (2)	-	Nacional/Regional
Parte de la producción (%) mundialmente comercializada	50 *	25	15	Contrtos bilaterales y spot (10%)	-
Determinantes del precio (3)	$p_p \gg C^*_m$	$p_g \sim f(p_p)$	$p_c \sim C_m$	-	$p_e = f(p_g, p_c, p_u, p_{CO2})$
Costos de Transporte	1,7	10	4,3	-	Multiples, superiores a 10
Costos de Almacenamiento	3	6,5	0,5	-	-
R/P (años) (6)	44	60	150+	85+	-
Concentración (%) (7)	46	60	53	56	-

\* dependiente de los per(odo de largo plazo

\*\* gas natural, , GNL, gas no convencional

Referencias de la tabla: Jacques Percebois, 2008 y BCG, "Costos de transporte y almacenamiento de combustibles", julio 2009

(1) Tres mercados geograficos: America, Europa y Asia (ver § 2.4 y H. Geman, 2005)

(2) Dos mercados "naturales" (carbon "siderurgico" y "vapor") y dos mercados geograficos ("Atlatico" y "Pacifico")

(3)  $p_p$ ,  $p_g$ ,  $p_c$ ,  $p_U$ ,  $p_E$  y  $p_{CO2}$ , respectivamente precios (de largo plazo) del petroleo, gas natural, carbon, uranio, electricidad y certificados de emision CO2

$C_m$ : costo marginal de producción

(4) para una distancia de 1.000 kilometros, el gas considerado es transportado por gasoducto. Para una distancia de 5.000 kilometros el transporte de GNL es optimo las cifras son respectivamente 2 (P), 2,4 ( C ) y 27,5 (GNL)

Formas de transporte:

Petroleo: oleoducto para  $d \leq 1.000$  km, buque tanque para  $d \geq 1.000$  km

Carbon: ferrocarril para  $d \leq 1.000$  km, buque para  $d \geq 1.000$  km

Gas Natural: gasoducto para  $d \leq 1.000$  km, barco GNL metanero para  $d \geq 1.000$  km (en este caso, los costos incluyen el costo de licuefaccion)

Las cifras estan expresadas en u\$s/bep, con los siguientes factores de conversion:

Petroleo: 7,3 bep/ton

Gas Natural: 0,17 bep/MMBTU (0,59 bep/MWh)

Carbon: 4 bep/ton (2,5 GJ/ton)

(5) Los costos de almacenamiento cubren los costos de inversion de las instalaciones (amortizados en 30 años), los costos de explotacion, incluido el mantenimiento del almacenamiento/extraccion y el costo de capital de la energia almacenada (WACC 5%)

Petroleo: reservorios

Gas Natural: almacenamiento subterraneo en acuífero

Carbon: se supone almacenamiento en "pilas", en la mina o en el sitio de utilizacion (el costo del terreno es despreciable)

(6) La relacion R (reservas probadas)/P (consumo mundial) es uin indicador relativo de la rareza de la energia en cuestion, ademas de tener en cuenta el concepto muy normativo de "reservas probadas" (como el de las reservas "posibles" o "probables") R.S. Pindyck (1978) observa que la rareza esta rigurosamente definida por el bien in situ y por el precio por el bien puesto en el mercado.

(7) Porcentaje de las reservas en poder de los tres primeros paises por cada energia

(-) dato no disponible o no pertinente

## 2.2.3 Los mercados energéticos y los “commodities”

### A Los “commodities” y las energías primarias

Definir de manera univoca este tipo de bienes particulares que llamamos “commodities” no es una tarea simple: P.N. Giraud (2003) nos dice que se trata de *materias primas* que son objeto de comercio internacional, en sus formas originales o ya transformadas. En el marco de las discusiones destinadas a organizar los mercados mundiales de materias primas, desarrolladas en 1984 bajo el auspicio de las Naciones Unidas, en la Carta de La Habana donde se define el “*producto de base*” se confirma la anterior definición agregando en ella la idea de “productos transformados únicamente en función de lo que exige comúnmente la venta de *cantidades importantes* en los mercados internacionales”.

Estas definiciones todavía bastante imprecisas hacen que P. N. Giraud proponga completarla con una información sobre las relaciones entre proveedor – cliente, definiendo al “commoditie” como una mercadería que los productores colocan en el mercado internacional sobre la cual la competencia solamente se ejerce en el precio, siendo los diferenciales de precios eventualmente vinculados a *diferentes calidades* (ver § 2.3) también definidos por los mercados, como el precio de la calidad estándar.

De esta forma, el carbón o el petróleo pueden entrar en la categoría de los “commodities”.

G. Meunier y C. Defeuilley (2008) confirman que no existe ninguna definición universal y rigurosa, a pesar de la importancia creciente de este tipo de bienes en el comercio internacional. Como Giraud, ellos se refieren implícitamente *al primer atributo de un mercado: la naturaleza del comercio*, precisando que estos bienes son objeto de un comercio masivo, en grandes cantidades, entre un gran número de actores y comparten estándares comunes, siendo estos últimos los que definen realmente el commodity, mas allá de otras características del producto como: origen, productor, etc.

En su obra de referencia, H. German (2005) propone una confirmación más general, basada en las características comerciales pero sobre todo financieras: algunos productos constituyen de hecho *una nueva categoría de activos*, que abarca a los principales productos mineros, agrícolas y energéticos, en este último caso, el petróleo, el carbón y el gas natural<sup>26 27</sup>.

Muchos *índices*<sup>28</sup> definidos internacionalmente orientan hoy el comercio en forma directa y las operaciones financieras denominadas de cobertura de los *commodities*. Todos estos índices engloban una parte importante de los bienes energéticos primarios.

Por ejemplo el Goldman Sachs Commodity Index (GSCI) está compuesto en un 68% por seis productos energéticos, brutos o transformados, contra 7% de metales industriales, 2% de metales preciosos y 17% de productos agrícolas.

Se puede considerar entonces que los productos energéticos primarios están englobados, de facto, en la categoría de activos definidos como *commodities*, aunque la definición rigurosa de este conjunto todavía deba ser propuesta.

Otros elementos respaldan este razonamiento. Debemos recordar que, para definir un mercado, además de la naturaleza del producto, los factores *tiempo* y *lugar* (localización) del acto comercial son necesarios.

### ***B Producto, espacio, tiempo***

Los *commodities* son *productos* que se caracterizan por tener elementos comunes importantes: costos fijos en general altos; una sensibilidad particular a la evolución de la coyuntura y por lo tanto a la demanda, habida cuenta de su posición en la cadena de valor general de la economía; sensibilidad a los factores imponderables (aleas de producción o de transporte, aspectos geopolíticos, condiciones meteorológicas,...).

Estos factores, ligados a la naturaleza del producto, conducen a priori a importantes *fluctuaciones de precios* y por ello a una importante *volatilidad* de los diferentes mercados (ver § 2.5), dependiendo del *horizonte de tiempo considerado*.

---

<sup>26</sup> El mercado del gas natural es más restringido (ver J. Percebois, 2008) y la electricidad, energía secundaria, tiene características muy particulares.

<sup>27</sup> A título informativo ver "North American gas follows a kind of dynamic behaving like an agricultural commodity" (Wilczynski y Escher, Schlumberger BC, 2008)

<sup>28</sup> CRB, GSCI, DJ-AIGCI,SPCI

Sera por ello importante, para los operadores, productores y compradores estar en condiciones de encontrar los *instrumentos financieros* necesarios para cubrirse de estas variaciones, en función de sus respectivos imperativos. Es así que intervienen los otros dos determinantes de un mercado: para un mercado de *commodities* dado, existen vínculos a nivel geográfico y temporal.

Los mercados están ligados entre sí en el *espacio* por el costo de transporte: este dato favorecerá más a las operaciones comerciales y financieras realizadas entre dos localizaciones diferentes cuyas relaciones comerciales son intensas (liquidez, transparencia, modos de tarificación,...). Aquí se encuentran de hecho las condiciones reales de la *emergencia de un mercado mundial*, para un producto dado.

Los mercados, y por lo tanto los precios, están también vinculados en el *tiempo*, esencialmente por las características de almacenaje del producto: disponibilidad, costo, valorización.

Luego daremos unas breves indicaciones generales sobre tres elementos esenciales de un mercado de *commodities* y, por lo tanto, de productos energéticos primarios: la formación de precios; el vínculo temporal entre los mercados por sus características de almacenaje, la tendencia a la integración vertical.

Estos puntos serán estudiados en detalle en § 2.5, con relación a las características técnicas de los mercados.

### **C Los precios**

A corto plazo, los precios de los commodities y de las energías primarias están determinados, en principio, por una comparación oferta – demanda, siendo la oferta representada por su costo marginal de producción.

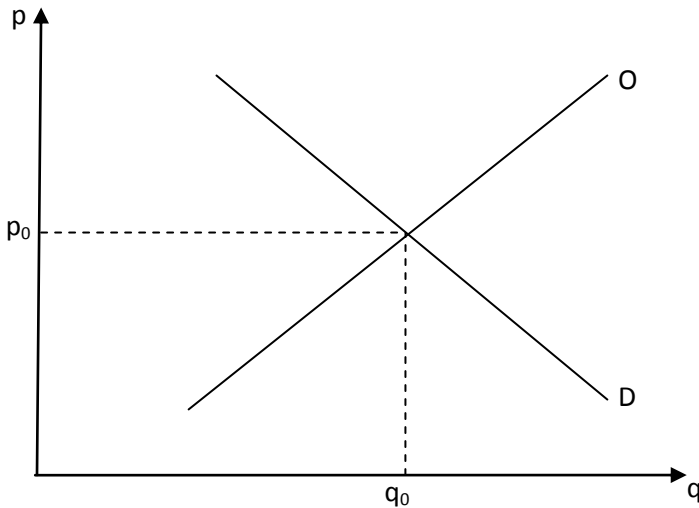
Dos elementos vienen, sin embargo, a amenazar este principio clásico (H. German, 2005):

- los volúmenes objeto de comercio real de corto plazo son *muy limitados* en relación a los volúmenes de comercio globales e intervienen de hecho como *cantidades de equilibrio* de posiciones financieras o de necesidades físicas. Por ello, datos como el comportamiento de los agentes (intercambios financieros) o las restricciones técnicas (intercambios físicos) resultan a veces más importantes que los fundamentales económicos: si los precios de corto plazo varían en general alrededor de los costos marginales, pueden tener grandes variaciones diarias o en un periodo determinado. Se habla en este caso de volatilidad de los precios;
- la disponibilidad de los *stocks* “alisa” en principio las fluctuaciones de corto plazo, pero el juego de los actores sobre los niveles de stocks, en función de imperativos comerciales o especulativos, puede provocar *movimientos erráticos* en las curvas de oferta y demanda, y por ende de precios (ver figuras 2.3a y 2.3b).

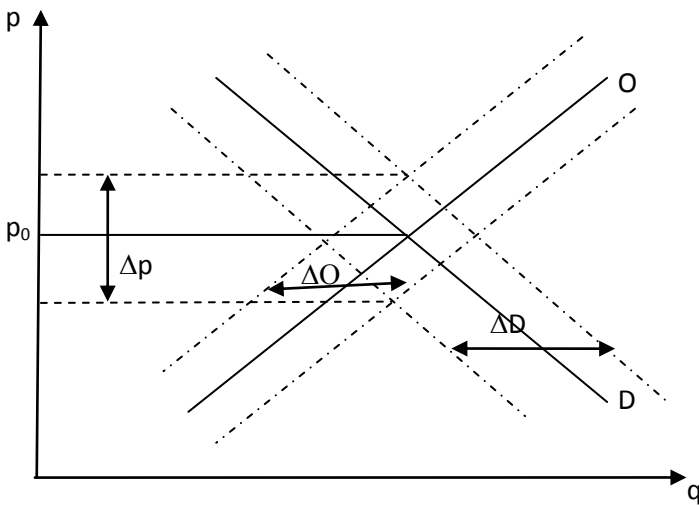


Estos dos elementos explican esencialmente la volatilidad de los precios de corto plazo en los mercados energéticos.

A largo plazo, los precios están determinados en principio por el costo completo de la unidad productiva funcionando a capacidad plena del proveedor marginal, incluida la prima de riesgo representativa de la atracción y el mantenimiento del capital en las unidades siguientes (renovación). Teniendo en cuenta las elasticidades normales (ver figura 2.3a) la comparación oferta - demanda conduce a precios más estables y a una menor volatilidad.



**Figura 2.3a – Oferta y Demanda en elasticidad de mediano plazo**



**Figura 2.3b – Oferta y Demanda en elasticidad de corto plazo, con efecto de juego de stocks sobre la volatilidad de precios**

### *C Los stocks*

Los más grandes autores, como Keynes (1930) o Kaldor (1934), consagraron numerosas e importantes trabajos a la teoría de stocks, interrogándose particularmente en aquellas

razones que llevan a los agentes a conservar bienes en stock, y ello con el objeto de explicar las diferencias entre los precios actuales, “instantáneos” (“spot”) y los precios a término (“futuros”).

La identificación y la justificación de la ventaja pura que significa la posesión de un stock (“convenience yield”) fue particularmente estudiada. Este concepto se revelara muy importante para el análisis de las características técnicas de los diferentes mercados energéticos (§ 2.5).

Los stocks juegan un papel esencial en la determinación de la volatilidad de precios, otra característica de estos mercados, comentada anteriormente.

### ***E La estructura de la empresa: concentración e integración vertical***

La breve descripción de la formación de precios y de la influencia de los stocks precedente puede conducir ya a una constatación: en el sector de los commodities, incluida la energía, los actores del mercado no pueden limitar en forma permanente los riesgos, en base a los instrumentos financieros: fuertes y evolutivas volatilidades, liquidez de los mercados a veces insuficiente, datos históricos perturbados por lo que se llama “nuevos flujos” geopolíticos, efectos de stock, etc.

Debido a ello, las estrategias de las empresas han estado muchas veces basadas en la concentración e integración vertical (Meunier y Defeuilley, 2008).

En el caso de los *commodities*, la *concentración* es una antigua estrategia que puede ser explicada por los siguientes elementos:

- en el sector minero, *sensu lato*, las *economías de escala* son importantes (infraestructuras de transporte, óptimos de la producción);
- las *rentas diferenciales* de calidad (ver § 2.3) llevan a cada operador a intentar constituir un portafolio de bienes de orígenes y de calidades diferentes, por compra, fusión o constitución de sociedades;
- el tamaño, en sí mismo, confiere una ventaja (niveles de balance, juegos estratégicos...) a los grandes operadores, en actividades en las que la demanda varía fuertemente.

La *integración vertical* es otro componente estratégico que encontramos en el sector de los *commodities*, con más frecuencia en forma *parcial*: pocos productores que agrandan sus actividades descendiendo en la cadena energética hacia actividades comerciales en apuntando a competir en estos mercados con empresas más pequeñas y mucho más numerosas (ver cuadro 4.4).

Este movimiento de integración hacia la comercialización resulta limitado, habida cuenta de la diversidad de los mercados y de los productos terminados que deberían integrarse en la estrategia de los productores. Los jugadores en estos segmentos de la cadena (“smelters” en el caso de los minerales, “midstreamers” en el caso de la energía), mantienen un papel

esencial aproximando las ofertas de los productores con las demandas finales. El movimiento inverso, es decir el de la subida de los actores de los segmentos de la comercialización hacia la producción para asegurar y estabilizar sus condiciones de abastecimiento también es observada en la práctica, pero también en este caso de manera limitada y muy precisa (adquisición de actividades de exploración – producción en el caso de los grandes vendedores de gas natural, adquisición de minas en el caso de los *smelters* de zinc<sup>29</sup>, etc.).

### ***F El caso de la electricidad***

La electricidad es una energía secundaria producida a partir de energías primarias que poseen los atributos de los *commodities*, escapa a las clasificaciones estrictas y nos deja en general perplejos.

P.N. Giraud (2003) considera que la electricidad es un *servicio* y un *commodity*, por lo menos a nivel de los mercados mayoristas. La electricidad comparte a priori ciertas características con los *commodities*, en particular la de ser un *producto* estándar, homogéneo y que requiere importantes cantidades de capital para su producción. Sin embargo, no es almacenable y no es fácil de transportar, al contrario de las “materias primas que son objeto de comercio internacional”. La imposibilidad de almacenar la electricidad, por ejemplo, excluye cualquier formalización de relaciones *intertemporales* entre los precios. El carácter errático y fluctuante de su transporte impide la definición simple y universal de una *localización* en relación a otra. Volveremos con más detalle sobre estas características en § 2.5 y en el capítulo 5.

En este punto resulta importante resaltar que la Corte de Justicia de las comunidades europeas ha fallado, en lo que le concierne, sobre la naturaleza de la electricidad. En particular en el § 17 del célebre fallo: “Comisión c/ la Republica italiana” (C – 156 /94) del 23 de octubre de 1997, la corte estimo que, conformemente a la nomenclatura tarifaria de la Comunidad (Código CN 27, 16) y a las legislaciones nacionales de los países miembros, la electricidad debe ser considerada como una *mercadería* (“bien”) en el sentido del artículo 30 del Tratado y no como un *servicio*. Esto hace de la electricidad caer en la jurisdicción de los artículos 28 al 31 del Tratado y el derecho de su importación o exportación releva del comercio de mercaderías, tesis a la cual se oponía el gobierno italiano, sostenido por Francia e Irlanda.

## **2.3 LA RENTA Y LA RAREZA**

Como indicamos en el punto 2.2.1, los mercados energéticos se caracterizan por la existencia de diferentes formas de *rentas*, encontrando ellas mismas sus orígenes en condiciones de *rarezas*, naturales o artificiales, que afectan específicamente a estos mercados.

---

<sup>29</sup> Ver por ejemplo la estrategia definida en 2009 por un smelter como Nyrstar

El concepto de “renta”, inevitablemente connotado, no es siempre bien conocido como merece serlo, en particular para definir la naturaleza, el alcance e incluso la legalidad, en vistas especialmente de ciertos aspectos de la política energética.

### 2.3.1 Rentas y mercados de competencia perfecta

En un mercado sometido a las hipótesis de la competencia perfecta, el *beneficio económico de los productores* tiende a cero en el largo plazo. Este resultado debe distinguirse del nivel de beneficio *contable* y de la cuenta de resultados de las empresas (cf. por ej. P. Picard, 1994). Este indica simplemente que, en el equilibrio de largo plazo, a los inversores/ consumidores, le resulta *indiferente* afectar sus fondos en cualquier sector de la economía., la hipótesis de libre entrada – salida de los productores en cada sector ocasiona una igualación a término de la tasa de beneficio.

Sin embargo la teoría del mercado de competencia perfecta no postula que cada productor tiene una curva de costo idéntico (Henderson y Quandt, 1990) estando asegurado el equilibrio de largo plazo en esta hipótesis.

Algunos productores, pueden disponer de recursos *raros* (tierras, sitios, tecnologías,...) que otros no tienen. En esta caso, y en función *de la posición de la curva de demanda*, una cantidad más o menos grande de empresas se encuentran, aun a largo plazo, en posición privilegiada y obtienen un beneficio superior al beneficio económico normal, es decir a cero. En este caso, los *poseedores* del recurso raro eventualmente distintos de los *productores*, obtienen una ventaja importante. El nivel de esta ventaja constituye la renta.

Este tipo de ventaja no afecta únicamente a la curva del costo de producción. Por ejemplo, cuando los productores se distribuyen en el espacio (el *lugar* del intercambio es un determinante esencial del mercado), las implantaciones geográficas y en consecuencia los *costos de transporte* son *también* muy importantes. La teoría de la competencia perfecta admite que la existencia de localizaciones privilegiadas, naturales o creadas especialmente, puede dar lugar a la persistencia de rentas en el largo plazo.

### 2.3.2 La verdadera naturaleza de la renta

Renta y rareza están por lo tanto íntimamente ligadas. Interesa por ello tratar de establecer una interpretación analítica.

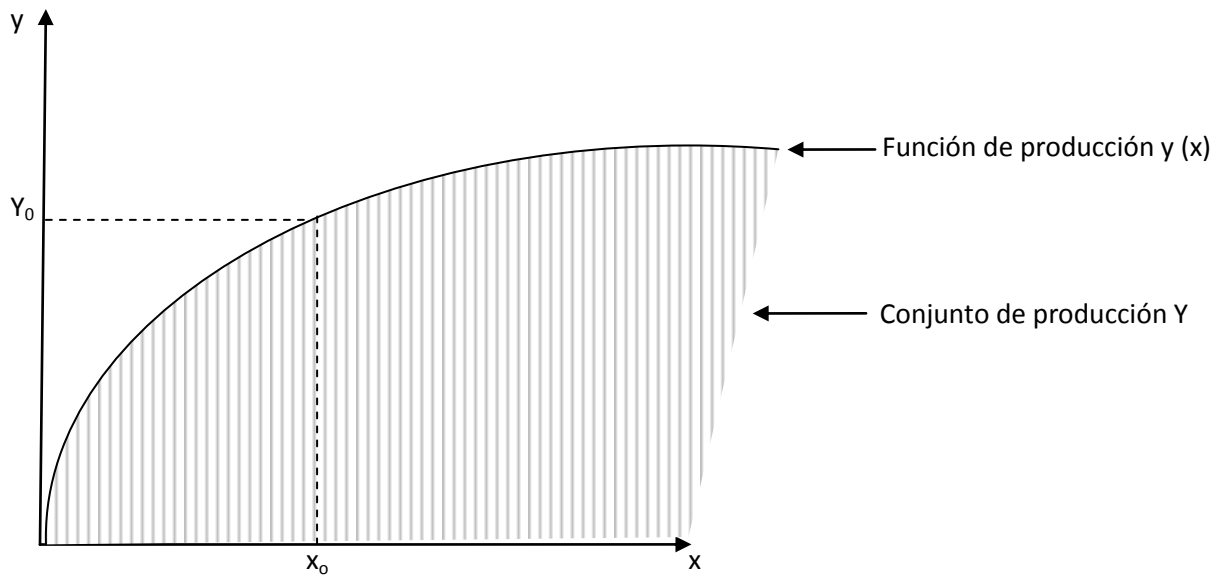
#### A *Conjuntos y funciones de producción*<sup>30</sup>

Para un estado dado de la tecnología y una cierta combinación de los factores de la producción  $x_1 \dots x_n$ , existe un valor máximo de la producción y posible para la empresa  $y = y(x_1 \dots x_n)$ , al comienzo de la aplicación de los factores.

---

<sup>30</sup> Levy – Lambert y Dupuy (1973)

Se admite que para cada combinación de factores  $(x_1 \dots x_n)$  cualquier producción  $y' \leq y(x_1 \dots x_n)$  es técnicamente posible<sup>31</sup>.



**Figura 2.4**

La figura 2.4 da una ilustración gráfica de estas definiciones en el caso de un único factor de la producción (“input” o factor  $x$  y “output” o producción  $y$ ).

La superficie comprendida entre  $y(x)$  y la abscisa, representativa de todas las combinaciones posibles de factores, es llamada *el conjunto de producción Y*.

### **B La combinación óptima de factores de producción y el beneficio de la empresa**

Si los precios de cada uno de los factores de producción (es decir los costos para los productores) son  $r_1 \dots r_n$ , el costo total para una producción dada  $y'$  será:

$$C = \sum_i^n r_i x_i$$

y la técnica de producción óptima para este nivel de producción  $y'$  corresponderá a:

$$\text{Min} \sum_i^n r_i x_i$$

bajo la condición que:

$$y' = f(x_1 \dots x_n)$$

<sup>31</sup> Esta hipótesis del tipo “el que puede lo mas, puede lo menos” parece ser trivial. *No es de ninguna manera el caso* en el mercado eléctrico, como lo veremos al analizar sus características técnicas.

La combinación óptima de factores estará dada por la minimización del lagrangiano:

$$\zeta = \sum_i^n r_i x_i + \lambda [y' - f(x_1 \dots x_n)]$$

y la condición de optimalidad se escribirá:

$$\frac{\partial f}{\partial x_1} = \frac{\partial f}{\partial x_2} = \dots = \frac{\partial f}{\partial x_n}$$

El productor obtendrá la combinación óptima de factores de producción si los moviliza de tal forma que *las productividades marginales de estos factores, ponderadas por sus precios, resultan idénticas*.

Se comprueba que existe, a priori, una relación decreciente entre los precios  $r_i$  de un factor y a cantidad demandada  $x_i$ , para este mismo factor.

Si ahora queremos maximizar el *beneficio de la empresa*, se debe maximizar la diferencia entre los *ingresos* o volumen de negocios  $r = py$  donde  $p$  es el precio único del mercado para este producto, y el costo correspondiente es  $C$ .

Podemos escribir:

$$\text{Max} \left[ py - \sum_i^n r_i x_i \right]$$

*para  $y = y'$*

y se obtiene:

$$\frac{\partial f}{\partial x_1} = \dots = \frac{\partial f}{\partial x_n} = \frac{1}{p}$$

La maximización del beneficio implica la misma condición de igualdad ponderada de las productividades marginales pero, además, estas deben ser iguales a la inversa del precio del bien vendido en el mercado.



**Figura 2.5**

## C *La rareza*

Existirá rareza si uno de los factores,  $x_l$ , solo está disponible para una cantidad máxima  $\bar{x}_l$ .

Se demuestra en este caso (ver Cuadro 2.2) que las condiciones de optimalidad establecidas más arriba se escriben ahora:

$$\frac{\partial f}{\partial x_i} = \frac{\partial f}{\partial x_l} + \mu \leq \frac{\partial f}{\partial x_i} \quad \forall i \neq l$$

El precio del factor restringido  $x_l$ , debe ser mayorado por una cantidad  $\mu \geq 0$  para asegurar espontáneamente la optimización productiva de los factores y el beneficio máximo.

Esta cantidad  $\mu$  mide la rareza del factor  $x_l$ . Es la verdadera naturaleza de la renta asociada a este factor cuando es puesta en juego por la empresa: esta está dispuesta a pagar  $(r_i + \mu)$  antes que  $r_i$  para que  $x_l$  sea utilizado en la optimización de la producción como si no existiera limitación de disponibilidad.

### 2.3.3 La apropiación de la renta

Los párrafos precedentes conducen a pensar que el producto de la renta va directamente a los detentores del recurso (cf. 2.1.2), de quienes cualquier empresa se aprovisiona de los factores de producción.

Esto es fundamentalmente cierto, pero es necesario agregar un comentario para relativizar esta idea. Imaginemos que el recurso raro que estamos tratando es la tierra fértil. Algunos productores que quieran entrar en el mercado harán a los *propietarios* de esta tierra fértil propuestas de alquiler superiores al alquiler que están pagando los productores que ya están en el mercado. Estos a su vez harán contrapropuestas a los propietarios hasta que este “remate” haga subir el alquiler a un nivel tal que *ningún productor* dispondrá ya de la ventaja inicial, de la que se apropiaron los propietarios.

Por supuesto que si es un productor el que posee el recurso raro será él quien se apropie de la renta haciendo prevalecer el título de detentor del recurso.

### 2.3.4 Renta, oferta y demanda de los factores<sup>32</sup>

El precio de un factor de la producción, como el precio de un producto, es gobernado por las leyes de la oferta y la demanda. Cuanto más raro es el factor y mayor su demanda, mayor será la remuneración que obtenga. Cuanto más abundante es el factor y su demanda es débil, menor será su remuneración. Como hemos mostrado, pueden existir desvíos en la *remuneración efectiva* de los factores de la producción *en relación al principio general de la productividad marginal*.

---

<sup>32</sup> R. Barre (1975)

El *precio de un factor* en el mercado mide de esta forma su grado de rareza, tendiendo a igualar la demanda y la oferta de este factor.

### CUADRO 2.2 La verdadera naturaleza de la renta\*

Si, en razón de una restricción de racionamiento, el factor  $l$  solo está disponible en una cantidad limitada  $\bar{x}_l$  (existe "rareza"), el productor, para determinar la combinación óptima de factores para producir  $y^0$ , deberá minimizar un lagrangiano que tiene en cuenta dos restricciones:

$$y^0 = f(x_1, \dots, x_l, \dots, x_n)$$

$$x_l - \bar{x}_l \leq 0$$

que se escribe:

$$\zeta = \sum_i^n r_i x_i + \lambda \left[ y^0 - f(x_1, \dots, x_n) \right] + \mu (x_l - \bar{x}_l)$$

Las condiciones de minimización de Kuhn y Tucker se escriben con  $f_i = \frac{\partial f}{\partial x_i}$ ;  $f_j = \frac{\partial f}{\partial j}$

$$\frac{\partial \zeta}{\partial x_i} = r_i - f_i = 0; \forall i \neq l; i \in [1 \dots n]$$

$$\frac{\partial \zeta}{\partial x_l} = r_l - f_l + \mu = 0$$

$$\frac{\partial \zeta}{\partial \lambda} = y^0 - f(x_1, \dots, x_n) = 0$$

\* Fericelli, 1991

$$\mu (x_l - \bar{x}_l) = 0$$

$$x_l - \bar{x}_l \leq 0$$

$$\mu \geq 0$$

de donde se deduce:

$$\frac{f_i}{f_l} = \frac{r_i}{r_l + \mu} \quad \forall i \neq l$$

$$\frac{f_i}{f_l} = \frac{r_i}{r_l + \mu} \leq \frac{r_i}{r_l} \quad \forall i \neq l$$

Las dos últimas restricciones conducen a distinguir dos casos:



$$x_l - \bar{x}_l \leq 0 \text{ y entonces } \mu \geq 0$$

$$\text{o}$$

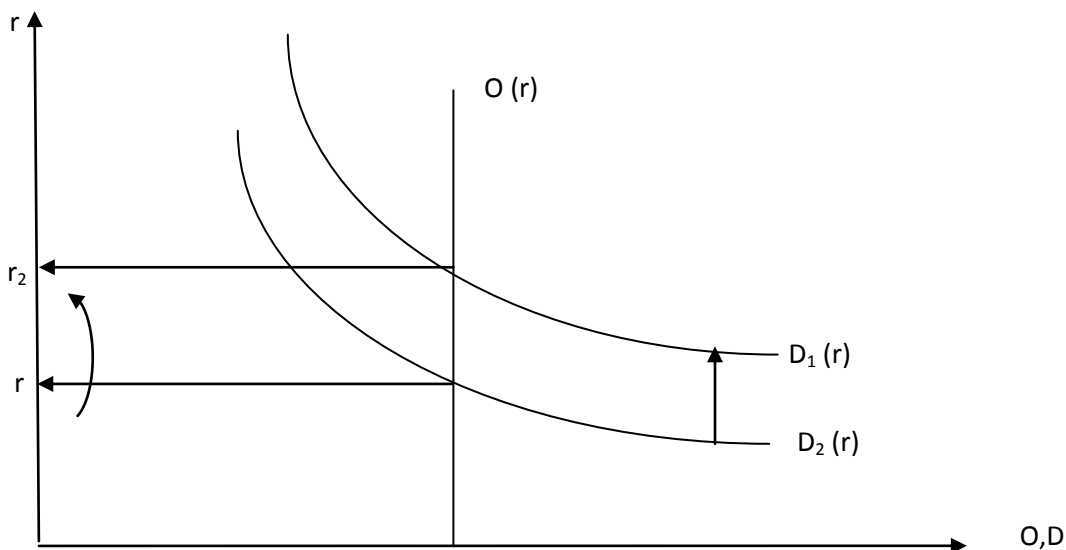
$$x_l - \bar{x}_l \leq 0 \text{ y entonces } \mu = 0$$

En este último caso: no se alcanza la restricción y por lo tanto no hay rareza;

Si  $\mu \geq 0$  la restricción es alcanzada y la combinación óptima implica una cantidad  $x = \bar{x}_l$  inferior a la que hubiera comprado el productor en ausencia de la restricción. Se escribe entonces:

$$\frac{f_i}{f_l} = \frac{r_i}{r_l + \mu} \leq \frac{r_i}{r_l}$$

$\mu$  es la mayoración del precio del *factor racionado l* que se impone para que el óptimo se realice en un punto donde  $x = \bar{x}_l$ . El "precio" del factor *l* no será entonces  $r_l$ , sino  $(r_l + \mu)$ , donde  $\mu$  expresa la "renta".



**Figura 2.6**

La oferta de un factor de producción puede ser, en una industria determinada, más o menos elástica en relación al precio. Por razones relativas a la mayor o menor posibilidad de transferencia de factores de producción de una industria a otra, el crecimiento de la demanda en una industria puede traducirse por un alza en la remuneración de uno o varios factores, *sin que ello implique un crecimiento en la oferta de factores*. Los factores de producción tendrán entonces una renta en los pagos que reciban. Deben distinguirse *dos situaciones*: los factores primarios y los factores intermedios.

La *demanda total* de un factor será la suma de las demandas expresadas para todas las empresas, siendo *decreciente* en relación al precio del factor:

$$D = D(r), \frac{\partial D}{\partial r} < 0$$

Algunos factores de la producción son *producidos por las empresas* (factores “intermedios”). Se les puede asociar una función de oferta. Las empresas que ofrecen estos bienes fijan sus volúmenes de producción igualando el precio de venta del factor (r) con el costo marginal de producción de este factor. La oferta O será entonces creciente con (r):

$$O = O(r), \frac{\partial O}{\partial r} > 0$$

El equilibrio de mercado de este factor será entonces:

$$O(r) = D(r)$$

que determina el precio de equilibrio r del factor en cuestión (a su *costo marginal* para las empresas que lo *ofrecen* y al producto de su *productividad marginal* para el *precio del bien fabricado* en el caso de aquellas que lo demandan).

Otros factores son los factores *primarios* (“disponibles”, pero no “producidos”). En el caso de algunos de ellos, la oferta es fija (o casi) y no varía (o poco) con el precio (tierras, materias primas, trabajo,...). El precio de estos factores está afectado por una *renta*, y cualquier desplazamiento de la curva de demanda se traduce en una variación de la renta, sin modificarse (o poco) la cantidad ofrecida (ver fig. 2.6).

La renta encuentra siempre su origen en la rareza de un factor de la producción<sup>33</sup>, la que puede revestir diversas formas que van a generar nuevas rentas, como veremos mas adelante.

Si nos limitamos al ejemplo de la tierra mencionado anteriormente, la rareza puede ser *absoluta* (la “tierra”, o cualquier producto contenido en el subsuelo, puede ser considerada como un factor de producción *homogéneo* pero que dispone de una cantidad limitada) o *diferencial* (las “tierras” son de *calidades* diferentes y será importante conocer las diferentes productividades en relación a la tierra marginal).

Por otra parte, algunas rarezas y por lo tanto algunas rentas son *temporarias*: en este caso se denominan *quasi – rentas*<sup>34</sup>.

Finalmente, las rarezas generadoras de renta pueden ser creadas *artificialmente* por los productores, o un grupo de productores, Estados, etc., que han adquirido un poder de mercado. En este caso hablamos de *rentas monopológicas*.

---

<sup>33</sup> “Competitively determined rents are the result of a natural scarcity” (P. Samuelson, 1973)

<sup>34</sup> A. Marshall (1842 – 1924)

En general, el concepto de renta es de un alcance muy amplio y se puede decir, con Th. de Monbrial, que “se trata en realidad de una de las nociones más fundamentales de la economía”.

### 2.3.5 Los diferentes tipos de rentas

#### A *La renta diferencial o renta de RICARDO*<sup>35 36</sup>

Consideramos una economía en competencia perfecta, donde existe competencia en la afectación del capital, perfecta movilidad de este entre sectores de la economía en la cual el beneficio medio es uniforme entre todos los sectores.

La posesión de la “tierra”<sup>37</sup> es de los *propietarios* (los detentores del recurso) y alquilada a *granjeros* (los productores). La demanda del producto de la tierra – el trigo, en el ejemplo de Ricardo – aumenta con el crecimiento económico. El stock de tierras es limitado y cultivado siguiendo el orden de fertilidades (productividades) decrecientes.

En la figura 2.7 se presentan los principales datos del análisis.

Cantidades idénticas de capital y trabajo (medios de explotación) afectadas a la tierra 2 producirán *menos* trigo que si fueran incorporados en la tierra 1. El costo de producción en 2 será superior al costo de producción en 1. Esta característica se repite en 3 y sucesivamente.

Si la producción máxima de cada tierra 1,2..., es  $q_1, q_2, \dots$ , los “precios” necesarios para poner en explotación cada una de estas tierras serán aquellos que aseguren a cada productor la cobertura de sus costos de explotación, mas una remuneración por el capital invertido. Tendremos entonces:

$$p_1 < p_2 < p_3 \dots$$

Si la demanda  $D$  corresponde a una cantidad  $q_0$ , su satisfacción no va a requerir todas las tierras de tipo 3: algunas de ellas van a quedar libres.

De este modo el *precio de equilibrio de mercado*  $p_0$  correspondiente a  $q_0$  será  $p_3$ , que es el que asegura a la tierra marginal la recuperación de todos sus costos.

En efecto:

- si  $p_0 < p_3$  ningún productor va a explotar la tierra 3 y el déficit en la oferta va a aumentar el precio del mercado;
- si  $p_0 > p_3$  se incrementara la cantidad de productores en lo que queda de tierras tipo 3 disponibles y producirá una baja en el precio del mercado.

<sup>35</sup> P.N. Giraud (2003), Th. De Monbrial (1988)

<sup>36</sup> David Ricardo: “Principios de la economía política y del impuesto” (1817)

<sup>37</sup> La exposición básica de Ricardo está basada en un ejemplo en el que se moviliza la tierra como un recurso limitado. Nosotros retomaremos este ejemplo. Por supuesto, se puede hacer el mismo razonamiento a propósito de diferentes yacimientos de petróleo ordenados según su costo marginal creciente.

Las diferencias entre  $p_0 = p_3$  y  $p_1, p_2$  son llamadas *rentas diferenciales*.

Debemos destacar que si la demanda  $D(t)$  aumenta con el transcurso del tiempo, será necesario incorporar tierras del tipo 4 a la explotación, a un precio  $p_4 > p_3$  y el nuevo precio de mercado será  $p_4$ , lo que va a generar una renta diferencial para la tierra 3, y aumentara la renta diferencial de las tierras 1 y 2.

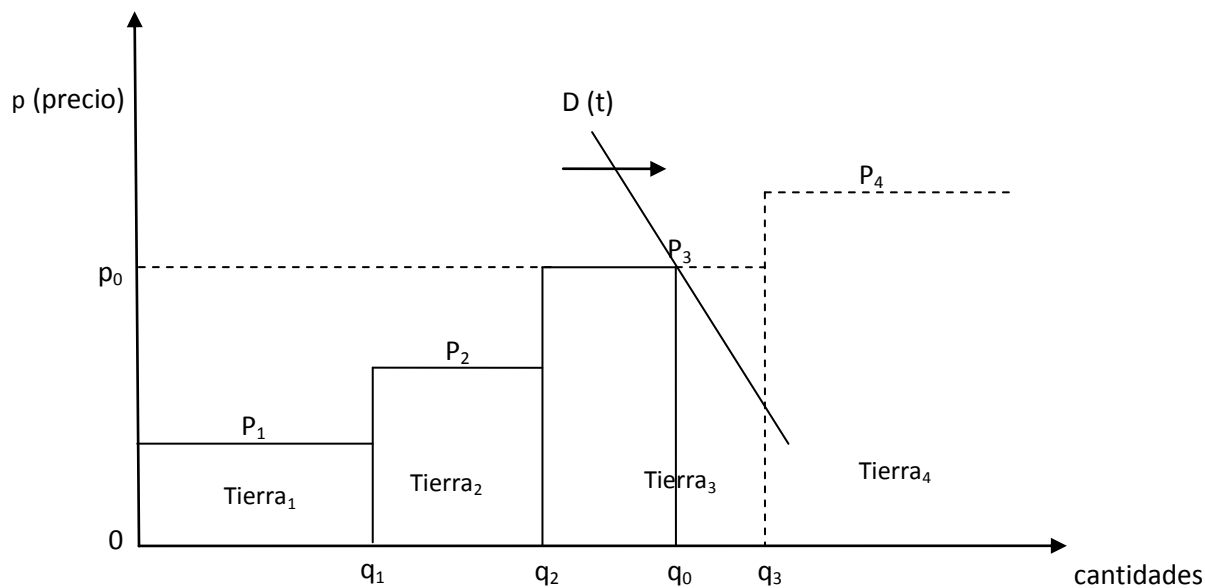


Figura 2.7

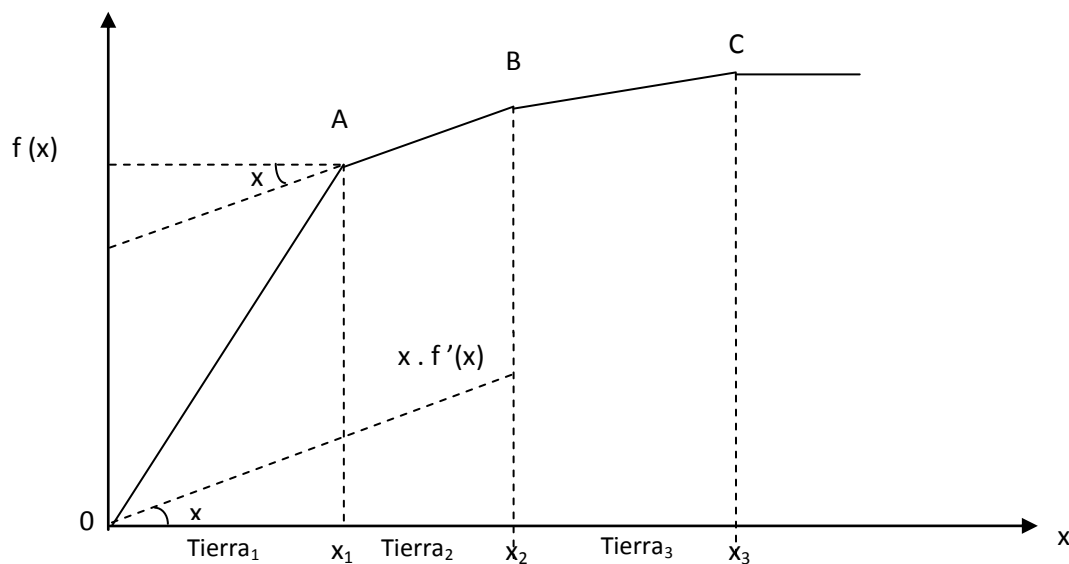


Figura 2.8

En las hipótesis anteriores, si la demanda aumenta el precio aumentara a causa del rendimiento decreciente de las tierras, estando también el precio vinculado a la disponibilidad limitada de las diferentes tierras fértiles.

Las rentas diferenciales debidas a la rareza del recurso *continúan existiendo con el transcurso del tiempo*, e inclusive aumentan, *aun en situación de competencia perfecta*.

Daremos a la presente un *modo general de cálculo* de la renta diferencial.

Consideremos una función de producción que presenta rendimientos decrecientes, cóncava y no homogénea (figura 2.8).

La función  $f(x)$  se supone que es derivable en cualquier punto, con excepción de 0,  $x_1$ ,  $x_2$ ,  $x_3$ .

En la figura 2.8 se puede ver que la renta diferencial correspondiente a la diferencia de productividades puede ser medida por:

$$R(x) = f(x) - x \cdot f'(x)$$

Esta definición puede ser generalizada para  $n$  factores de producción (o tecnologías) mediante la expresión:

$$R(x_1 \dots x_n) = f(x_1 \dots x_n) - x \sum_i^n x_i \frac{\partial f}{\partial x_i}(x_1 \dots x_n)$$

que mide la ganancia obtenida por la tecnología más eficaz en relación a la tecnología marginal.

El *beneficio  $\pi$  de la empresa* que aplique cantidades  $x_1 \dots x_n$  de factores a precios  $r_1 \dots r_n$  será:

$$\pi = p f(x_1 \dots x_n) - x \sum_i^n x_i r_i$$

y el beneficio máximo, que implica

$$p \frac{\partial f}{\partial x_i} = r_i$$

se escribirá:

$$\pi = p f(x_1 \dots x_n) - \sum_i^n p x_i \frac{\partial f}{\partial x_i}(x_1 \dots x_n)$$

o

$$\pi = p \cdot R(x_1 \dots x_n)$$

si consideramos que los productores también son detentores de la renta (cf. 2.3.3).

En este caso, el beneficio será igual al valor de la renta diferencial calculada al precio de mercado  $p$ .

Se puede verificar que si  $f$  es homogénea de grado 1,  $\pi = 0$ : en ausencia de rentas diferenciales, el beneficio económico es nulo en competencia perfecta. Se verifica también que, aun en estos tipos de mercados, *pueden subsistir rentas diferenciales*.

### **B La renta de agotamiento o renta de Hotelling**<sup>38</sup>

Si el fenómeno de la renta esta indisociablemente ligado a la rareza de determinados factores de la producción, este puede serlo de forma comparativa o diferencial como se mencionó anteriormente, pero también puede serlo de forma absoluta: se trataría en este caso de una cantidad limitada, extraída o a extraer en el transcurso del tiempo. Esta situación representaría el caso de las riquezas contenidas en el subsuelo: recursos mineros, petróleo, gas natural, carbón,... En estos casos hablamos de recursos agotables o no renovables.

Consideremos una situación de mercado similar a la descrita en el enfoque de Ricardo: los propietarios del yacimiento son, a priori, diferentes de los productores y existe competencia perfecta entre ellos, buscando los propietarios la máxima valorización de sus activos. El stock de materia prima es finito (agotabilidad), suponiendo conocida la demanda futura y consecuentemente la fecha T de agotamiento.

Para un propietario, resulta equivalente a cada instante  $t < T$  conceder en explotación su yacimiento a cambio de un honorario – o un precio  $p(t)$  – o diferir la puesta en explotación con la expectativa de obtener un precio superior en el futuro.

Con esta hipótesis, el sendero de precios optimo  $p(t)$  será solución de:

$$\text{Max } \pi [p(t) - q(t) - C(q(t)) e^{-at}] .dt$$

$$\text{scq } \pi [q(t)] = R$$

con

$$\frac{dR}{dT} = -q(t)$$

donde:

- $q(t)$  es la cantidad vendida;
- $a$  es la tasa de actualización;
- $C(q(t))$  es el costo de producción;
- $R$  es la reserva explotable;

de donde obtenemos:

---

<sup>38</sup> Hotelling, 1931, P.N. Giraud 2003, J. Percebois (2008)

$$p(t) = C'(t) + \lambda e^{at}$$

El precio de un recurso no renovable en competencia perfecta estará compuesto por dos elementos, su costo de extracción y su costo de uso, siendo el sendero de precios óptimo una función exponencial cuyo exponente será la tasa de actualización. Se verifica nuevamente que, aun en situación de competencia, el precio del bien difiere de su costo marginal y que *persiste una renta*, en este caso de rareza absoluta.

Hotelling también muestra que en situación de monopolio, es el ingreso marginal, neto del costo de extracción, el que debe crecer al mismo ritmo que la tasa de actualización. En este caso, el precio de equilibrio difiere del precio de competencia al tener en cuenta en forma complementaria una renta de monopolio. El monopolio está interesado en fijar, desde el principio, un precio alto e incrementar ese precio luego a un ritmo inferior a la tasa de actualización (fig. 2.9). En este caso, la situación monopolística “preserva” el recurso ya que, cuanto mayor es el precio, menor será la demanda. Más adelante se volverá sobre la pertinencia y los límites del análisis de Hotelling, en especial en el caso de la economía petrolera (sección 3.3).

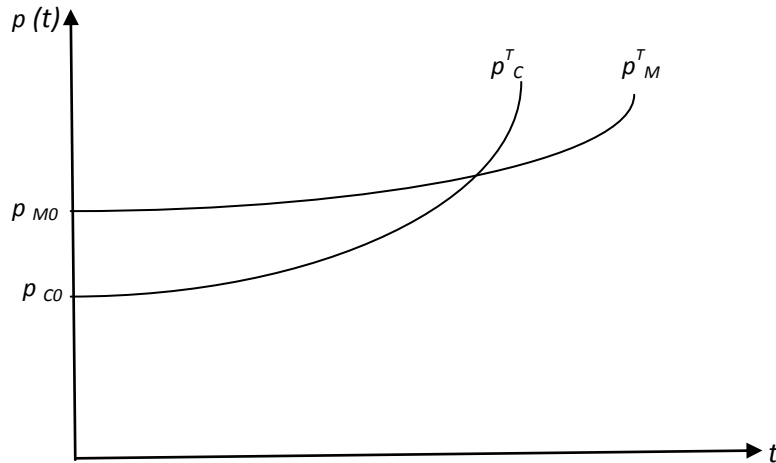


Figura 2.9

### C La renta de monopolio

Una empresa está en situación de monopolio cuando es la *única* que puede ofrecer un bien o un servicio sobre el mercado a una multitud de compradores.

Esta configuración extrema del mercado encuentra su origen en diversas causas: disposiciones legales, características económicas del bien en cuestión (monopolios naturales), barreras a la entrada (debidas a la magnitud de las inversiones necesarias, licencias u otras ventajas competitivas, permanentes o transitorias), etc.

El monopolio decide la cantidad del bien que colocara en el mercado y fija su precio en función de la elasticidad-precio de la demanda para maximizar sus ingresos marginales y por lo tanto su beneficio (Anexo al capítulo 2).

En estas condiciones, el monopolio podrá fijar un precio superior a su costo marginal: se encuentra en una situación llamada de *poder de mercado*. Si, en competencia perfecta, el equilibrio corresponde a la colocación en el mercado de una cantidad  $q_0$  a un precio  $p_0$ , el monopolio ofrecerá al mercado una cantidad  $q_M < q_0$ , a un precio  $p_M > p_0$  maximizando así su beneficio a través de un comportamiento de tipo “*malthusiano*”, organizando *de facto una cierta rareza* sobre el mercado. Su beneficio incorpora, de esta forma, una renta de monopolio, conceptualmente también asociada a la rareza.

Se demuestra (cf. por ej. P. Picard, 1994) que la maximización del beneficio  $\pi$  del monopolio se obtiene igualando el ingreso marginal  $R_m$  con el costo marginal  $C_m$ , con  $R_m = p(1 + 1/\varepsilon)$ , siendo  $\varepsilon$  la elasticidad-precio de la demanda.

con 
$$(p - C_m)/p = - 1/\varepsilon$$

y dado que  $\varepsilon < 0$ ,  $p > C_m$  existirá poder de mercado: el monopolio fija su precio por encima del costo marginal, pero en un monto que dependerá de la inversa de la elasticidad-precio de la demanda.

Cabe destacar que la estructura del mercado monopolístico no postula necesariamente un comportamiento predatorio a estigmatizar. Por el contrario, en algunos casos la organización monopolística es la *única susceptible de obtener una asignación óptima de los recursos*.

En ciertas condiciones el monopolio es la única estructura que permite *minimizar los costos* y de esta forma asegurar la eficacia del sistema productivo.

Esto ocurre si, por ejemplo, si el costo marginal de largo plazo  $C_m^{LP}$  es constantemente inferior al costo medio de largo plazo  $C_M^{LP}$  (fig. 2.10).

Ocurre lo mismo en actividades con costos fijos muy altos en los cuales el costo fijo medio en función de la cantidad producida  $C_{FM}$  traslada hacia la derecha la intersección de las curvas de costo marginal  $C_m$  y de costos medios variable y total  $C_M$  y  $C_T$  (fig. 2.11).

Sin embargo, en todos los casos la existencia del monopolio implica que no se alcanzara jamás un óptimo económico en el sentido de la maximización del excedente colectivo de los productores y de los consumidores.



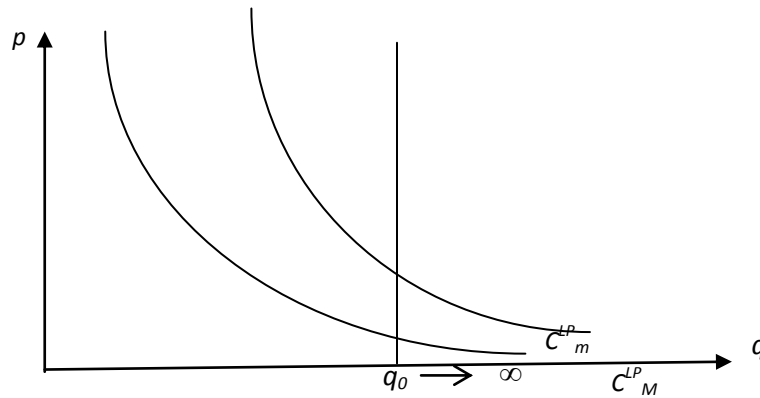


Figura 2.10

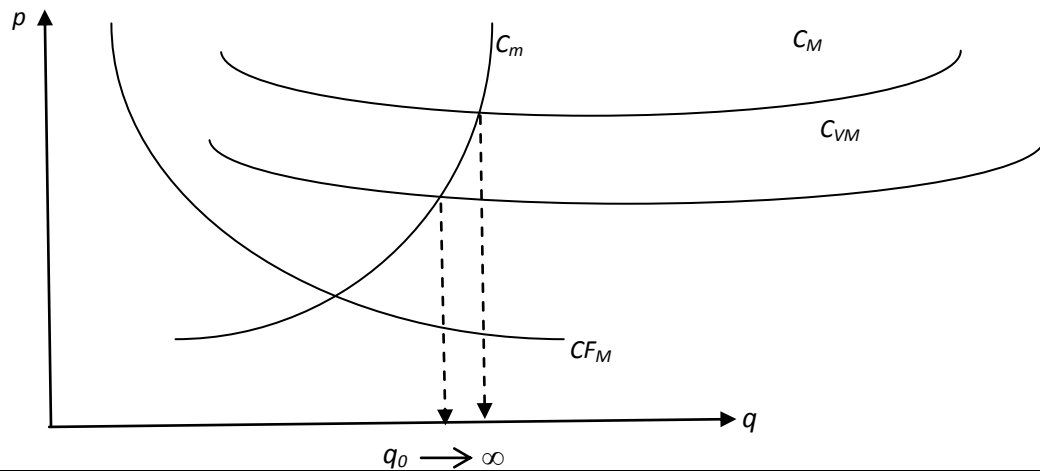


Figura 2.11

Aquí encontramos el origen y la justificación de las *técnicas de regulación*, cuyo objetivo es introducir deliberadamente los matices más adecuados posibles en un tipo de mercado – económicamente justificado – que aproximen de la “mejor” manera un excedente máximo, que se sabe de antemano que será menor al máximo maximorum que se presenta en la situación de competencia perfecta.

Hablaremos entonces de monopolios naturales en relación a un mercado caracterizado particularmente por su dimensión (ver cuadro 2.3).

### 2.3.6 Las rentas en la economía de la energía

Como mencionamos anteriormente, el sector energético es probablemente aquel donde se manifiestan la mayor cantidad de rentas considerando todos los sectores de la actividad económica y donde la importancia de estas es tal que tienen una fuerte influencia en los mecanismos de formación de precios y en la estructura de los mercados.

En este punto, podemos proponer una clasificación, antes de analizarlas con mayor detalle en los capítulos consagrados a las distintas formas de energía.

Las *rentas diferenciales*, definidas como el sobreprecio asignado por el mercado a ciertas unidades de producción en relación a otras, *cuya presencia en el mercado es indispensable para su equilibrio*, son numerosas:

- en los sectores del petróleo, del gas natural, y del carbón encontramos las *rentas mineras* propiamente dichas, que confieren a los yacimientos más accesibles una ventaja comparativa importante: por ejemplo, el petróleo y el gas de Medio Oriente comparados con los hidrocarburos del Mar del Norte; o las minas de carbón a cielo abierto de Australia o de África del Sur contra las instalaciones rusas o polacas;
- existen *rentas tecnológicas* que, en un momento dado y por un tiempo, favorecen a algunas entidades más que a otras (por ejemplo, tecnologías de recuperación de gas natural). Aquí hablamos de quasi - rentas en el sentido de Marshall, recordado más arriba;
- también encontramos *rentas de situación o de posición*, que otorgan ventajas a los sistemas productivos cercanos a los sitios de consumo. Podemos citar en particular: el sistema de cita única con un solo punto de base (por ejemplo el golfo de México), que prevaleció entre 1928 y 1943 en el mecanismo de formación de precios del petróleo crudo impuesto por el “Cartel de las Siete Hermanas” y que permitió a este grupo de empresas agregar una renta de posición a la renta minera que ya era muy importante; o inclusive, en otra área, la proximidad de una central de producción de electricidad de un “nodo” de la red eléctrica afectado por precios favorables en los sistemas llamados de “precios nodales” (Argentina, Perú, Texas, New Jersey...);
- *rentas de calidad*, ligadas a características comerciales de los recursos extraídos: la mayor o menor proporción en un tipo de petróleo crudo de productos “livianos” (gasolinas, kerosene...) que tendrán un mayor valorización en el mercado; gas natural con poder calorífico o índice de inflamabilidad diferente; carbón con diferentes tenores de azufre, etc.
- *Rentas denominadas infra marginales*: en un sistema eléctrico, las unidades de producción son despachadas por orden decreciente de eficacia económica o rendimientos (el “orden de mérito”). Si el precio del mercado está fijado por el costo marginal de la unidad marginal de este ordenamiento, las otras máquinas del mismo parque de producción –necesarias para la cobertura total de la demanda – estarán afectadas por una renta infra marginal<sup>39</sup>.

### **CUADRO 2.3** **El monopolio natural**

Consideremos el mercado de un producto homogéneo cuya producción puede ser asegurada por  $n$  empresas con una función de gastos  $D(q)$  idéntica para todas y que, además, son tales que traducen la existencia de una fase de rendimientos crecientes (mas allá de un cierto volumen) seguida de una fase de rendimientos decrecientes.

<sup>39</sup> Se demuestra, sin embargo, que la suma de las rentas infra marginales solo sirven para cubrir los cargos económicos necesarios para la renovación del parque optimo inicial (ver 5.2.1.3)

La concentración de toda la producción  $q$  en una empresa (situación de monopolio) será objetivamente más eficaz que cualquier otra asignación (por ejemplo por un mecanismo de mercado), para aquellas producciones que cumplan:

$$D(q) < \sum_i^n D(q_i) \quad i = 1, n \quad (1)$$

para una producción total

$$q = \sum_i^n q_i \quad (2)$$

Esta situación se denomina de “monopolio natural” pues, cualquiera sea el medio en el que se desarrolla el Mercado, la estructura productiva más eficaz es la concentración de toda la producción en una sola empresa. Este fenómeno se percibe fácilmente en la fase de rendimientos crecientes.

Sin embargo, resulta importante resaltar – en una óptica estratégica, política o regulatoria – que un monopolio puede ser “natural” (es decir eficiente) aun cuando opera en una zona de rendimientos (que se ha transformado en) decrecientes.

Este tema alimentó numerosos debates en el marco de la desregulación de las industrias de redes.

Peyrelevade (1989) nos brinda una ilustración de principio: si  $D(q) = 1 + q^2$ , el monopolio será más eficaz que cualquier otra repartición para cualquier producción  $q$  tal que:

$$D(q) < D(q - q') + D(q') \quad (3)$$

para cualquier  $q'$  comprendido entre 0 y  $q$  ( $0 < q' < q$ )

escribimos entonces (3) bajo la siguiente forma:

$$1 + q^2 < 1 + (q - q')^2 < 1 + q'^2 \quad (4)$$

o

$$2q'^2 - 2qq' + 1 > 0 \quad (5)$$

(5) es positiva e igual a 1 para  $q' = 0$  y  $q' = q$ . Será siempre positiva entre 0 y  $q$  si  $q < \sqrt{2}$ . Entonces el monopolio será la forma más eficaz para la producción de cualquier volumen  $q$  tal que  $0 < q < \sqrt{2}$ .

Por otra parte, el costo medio mínimo de  $D(q)$  se alcanza en el  $\text{Min} \left( q + \frac{1}{q} \right)$  siendo  $q = 1 < \sqrt{2}$

El monopolio se impondrá para valores de producción tales que  $0 < q < 1$  (rendimientos crecientes) pero también para valores de  $1 < q < \sqrt{2}$ , zona de producción que sin embargo es de rendimientos decrecientes.

Las *rentas de monopolio* están también presentes en el sector energético. Por un lado, un *grupo de actores* que se coordina para fijar los precios y cantidades con el objetivo de maximizar el beneficio del conjunto. Ya hablamos del “Cartel de las Siete Hermanas”, compañías internacionales que gobernaron el mundo petrolero entre 1930 y 1970. O incluso la OPEP, unión de países productores que formaron un cartel, en cierta forma como respuesta al cartel de los grandes operadores.

Por otra parte, debe destacarse la aparición y en ciertas ocasiones la persistencia de monopolios naturales:

- sea porque los costos marginales son durablemente inferiores a los costos medios, como es el caso en la *industria petrolera* desde fines del siglo XIX y durante un largo periodo el costo marginal de desarrollo del petróleo crudo tiene tendencia a disminuir continuamente; otro ejemplo es el de la *producción de electricidad* entre 1950 y 1985, periodo en el que los costos de producción de la unidad suplementaria producida (MWh) disminuyeron con el volumen de producción;
- sea porque la duplicación física de la infraestructura conduciría a la economía a soportar costos exorbitantes y produciría una “competencia destructiva”. Esto ocurre en la mayor parte de la infraestructura pesada asociada a las *redes energéticas*: gas natural, electricidad, petróleo.

Las *rentas de rareza* son características de las energías no renovables y tienen una fuerte incidencia en la formación de precios. Para citar un ejemplo, el “primer shock petrolero” (1974) puede interpretarse en términos de renta de rareza: habida cuenta del crecimiento de la demanda mundial a un ritmo superior al desarrollo de la oferta, la relación Reservas/Producción cayó a 30 años contra 40 en los años '60. Conforme a la teoría de Hotelling, el *mercado anticipa un alza de precios*. Las tensiones políticas en Medio Oriente provocaron esta alza por un shock antes que por una evolución progresiva. Finalmente, las *rentas de congestión* sobre las redes (eléctricas o gasíferas) se aproxima a una forma de renta de rareza. Veremos los importantes efectos que esto produce cuando presentemos el estudio del mercado eléctrico.

Una ilustración particularmente interesante de estas diferentes formas de rentas en el sector energético es la *renta gasífera*, que se estudiara en el capítulo 4, y que combina estructuras de mercados (oligopolios y monopolios), rentas diferenciales de calidad y de posición geográfica, renta de agotamiento, batallas por la apropiación del recurso, incidencias sobre las estructuras industriales de las compañías, poder de los Estados, etc.

Expresada de una forma general, es posible decir que muchos autores consideran que solamente el mercado del carbón presenta aproximadamente las características de un mercado (quasi) perfecto. El uranio, presente posiblemente un carácter más competitivo que lo que se puede pensar a priori.

### **2.3.7 Las rentas y la acción pública**

Se puede haber percibido por anticipado que, tanto el *origen* de las diferentes rentas como sus *efectos* sobre la eficacia asignativa y productiva del sistema afectado justifican análisis

y políticas diferentes por parte de las instancias públicas: algunas son *penalizantes* en el sentido de la maximización del excedente colectivo, aun cuando no fueran justificadas, otras son *inevitables*, pues son propias de la “naturaleza” de la actividad, y otras son *necesarias* para asegurar la renovación del aparato productivo. Por ejemplo:

- en el campo de la *infraestructura* eléctrica y gasífera (redes, terminales, almacenamiento), el monopolio natural vinculado al costo disuasivo de recurrir eventualmente a un mercado competitivo por la duplicación física de las instalaciones perdura en muchas situaciones. Las instancias políticas instalaran, bajo una forma u otra, *técnicas instrumentales de regulación*, cuyo análisis será el objeto de §2.4;
- las *rentas de rareza* o las “*rentas complejas*” (del tipo de la renta gasífera) solo podrán, en muchos casos, ser objeto de seguimiento por parte de las autoridades nacionales o supranacionales para guiar sus decisiones estratégicas y geopolíticas, especialmente en materia de petróleo y gas natural: políticas de economía de energía, aumento de la elasticidad demanda global, políticas de señales de precios adecuadas, acuerdos y convergencias diplomáticas (Carta de la energía, por ejemplo), etc.<sup>40</sup>.
- Las *rentas de monopolio* y, en forma más general, el ejercicio de *poder de mercado* en detrimento del óptimo global, es objeto de investigaciones y, llegado el caso, de acciones públicas represivas a nivel nacional e internacional.

A propósito de ello, se presentan dos temas importantes que serán abundantemente ilustrados y analizados más adelante:

- el problema de base que representa la identificación, la medida y la prueba de un poder de mercado y de su utilización eventualmente perjudicial. Esto dio lugar a una voluminosa literatura económica y jurídica que testimonia su complejidad. Para dar un solo ejemplo, a propósito de la definición de “mercado cuestionado” en el análisis de eventuales problemas en el mercado eléctrico, el Consejo de la competencia francés publico detallados e interesantes análisis pero no pudo definir técnicamente el problema (G. Dezobry, 2009);
- los fundamentos legales y los modos de intervención de las autoridades regulatorias y de la competencia respectivamente. Destaquemos simplemente en este punto que entre Estados Unidos y Europa y pese a una cierta convergencia, estos aspectos pueden ser diferentes: “A diferencia del derecho anti-monopolios americano, el derecho comunitario (artículo 82 del tratado) prohíbe el hecho “de imponer precios, en forma directa o indirecta (...) u otras condiciones de transacción inaceptables”. Sin embargo, los abusos de explotación no tienen la benevolencia de las autoridades de la competencia, que prefieren intervenir ex-ante” (G. Dezobry).

---

<sup>40</sup> El tratado sobre la Carta de la energía firmado en 1994 luego de su adopción (1991) por 49 países de la UE, para mejorar la seguridad de abastecimiento energético y optimizar la producción y transporte de energía. Este tratado nunca fue ratificado por Rusia y fue oficialmente rechazado por este país el 6 de agosto de 2009.

Los capítulos 4 y 5 analizarán las consecuencias de estas diferentes políticas especialmente en los sectores de la electricidad y el gas natural.

## 2.4 LA REGULACIÓN

### 2.4.1 Principios

Como ya hemos dicho anteriormente, muchos mercados en economía de la energía adoptaron en el pasado, y algunos la mantienen todavía, la forma de *monopolios naturales*. Fue el caso en economía petrolera o en la producción de electricidad, en periodos relativamente largos (varias decenas de años) durante los cuales el corto marginal de largo plazo era inferior al costo medio de largo plazo, habida cuenta de los desarrollos tecnológicos o de los descubrimientos de nuevos yacimientos.

El monopolio natural es una forma de mercado particular que corresponde a la verificación que la manera más eficaz de organizar la producción es de confiarla a *una única empresa*. Se trata de una suerte de “mal necesario” que los poderes públicos o las agencias mandatarias deben tratar en consecuencia.

En el paisaje actual de la economía de la energía, se encuentra esta forma de mercado esencialmente en las *industrias de redes energéticas*, columna vertebral del abastecimiento (transporte, tránsito) y de la distribución de gas natural y de electricidad.

Estas infraestructuras son tan pesadas en inversiones que una competencia basada en la multiplicación (y aun en la simple duplicación) de las infraestructuras físicas (fig. 2.12) conduciría a una “competencia destructiva”, ocasionando inevitablemente la quiebra de todos los competidores de acuerdo a la forma particular de sus curvas de costos medios (fig. 2.13): por ejemplo la división por dos (caso de duplicación) de la cantidad  $q_0$  ocasionada por una red cuya curva de costos fue prevista para alcanzar su mínimo en  $q = q_0$  puede conducir a “costos infinitos”.

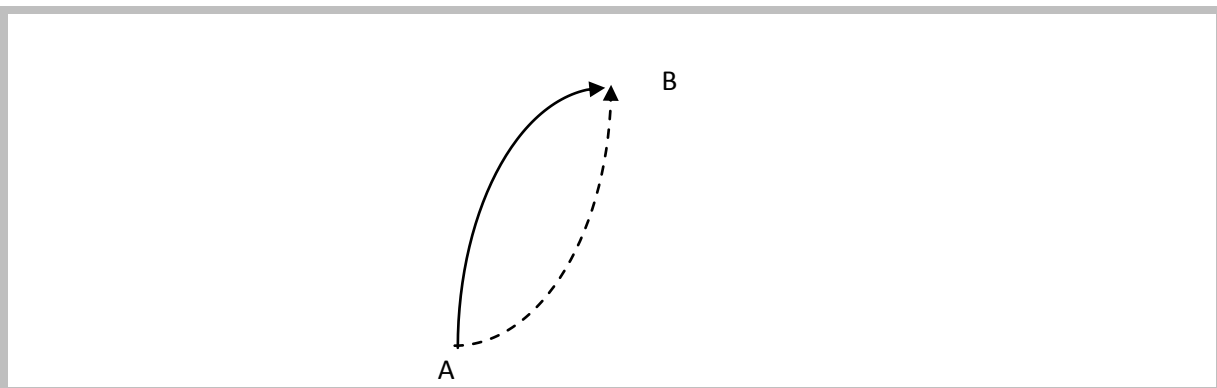
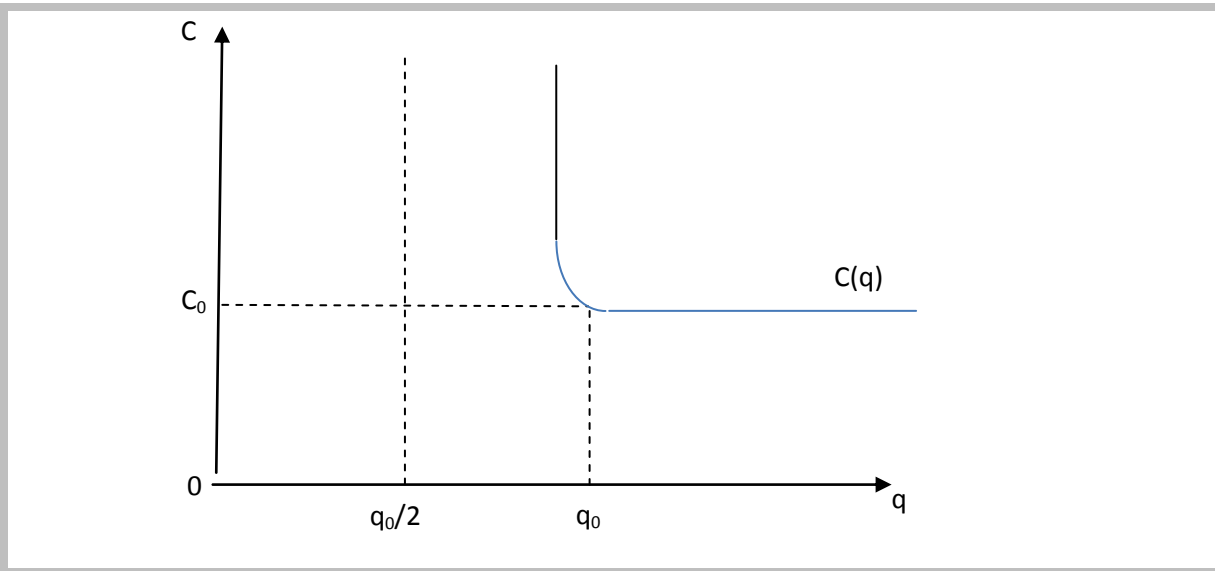


Figura 2.12 Duplicación de una red entre los puntos geográficos A y B



**Figura 2.13**

El principio de la acción reguladora será *introducir deliberadamente una acción en el funcionamiento normal del mercado* (el que condujo, en este caso, al monopolio natural), sabiendo de antemano que solo se podrá hacer “lo mejor posible”, es decir *aproximarse lo más posible* al excedente colectivo máximo – indicador de una “economía eficiente” – sin llegar a alcanzarlo jamás. La elección de acciones adecuadas es prerrogativa de la regulación instrumental. Complementariamente al análisis de estas técnicas (2.4.3), es importante evocar algunos aspectos históricos (2.4.2) e institucionales (2.4.4) de la regulación.

## 2.4.2 Algunos aspectos históricos<sup>41</sup>

Podría pensarse a priori que la aplicación de un régimen regulatorio es característico de un país como Francia, por ejemplo, con una tradición de un cierto dirigismo industrial y de planificación centralizada de las inversiones, o también vista la importancia de la independencia del abastecimiento energético reafirmada por las políticas nacionales.

No es el caso.

En un periodo que *grosso modo* se extendió desde antes de la guerra mundial hasta 1995, la mayor parte de las naciones industrializadas aplicaron una forma o un marco regulatorio en sus industrias eléctricas o gasíferas. Ello no se debió solamente a causa de los aspectos económicos propios a estas actividades mencionados en los puntos anteriores, sino también por la importancia económica, política y social de las actividades en cuestión: este es uno de los efectos de la “doble dimensión” estratégica – servicio público mencionada en 2.2.1. En general no hubo solamente regulación sino también involucramiento de los poderes públicos en las decisiones estratégicas, y operativas, de los actores.

<sup>41</sup> C. Stoffaes (1994).

En *Francia*, la traducción legislativa y reglamentaria de las características nacionales (fuerza del Estado central en relación a los poderes locales, espacios separados del derecho público y del derecho general...) explica las *formas* específicas tomadas por la regulación *lato sensu* antes que su origen mismo: creación de EDF y su nacionalización en 1946, luego modalidades del dialogo entre el regulador (el Estado mismo) y el operador (EDF, establecimiento público), erigiendo las relaciones en un “cruce de caminos de las decisiones de la sociedad”, donde intervienen las opciones políticas, técnicas y sociales.

Si el modelo elegido por el *Reino Unido* parece similar al modelo francés (nacionalización de las empresas eléctricas a partir de 1947, y luego creación del Central Electricity Generating Board en 1957), se diferencia por el concepto jurídico: delegación de la gestión, pero también preservación del interés general a un “public trust” distinto al poder ejecutivo. Ello no impedirá a la CEGB de ser, llegado el caso, el instrumento elegido para la aplicación de las políticas energéticas y económicas británicas.

Otros países europeos decidieron dejar la iniciativa industrial a los *actores privados*, siempre influyendo en sus decisiones estratégicas y operativas. *Bélgica*, por ejemplo, con la creación de un “Comité de Control” desde 1955 y *Alemania*, que excluyó explícitamente a los sectores del gas natural y de la electricidad del campo de la libre competencia, definida así por la ley de 1957, llamada de “anti cartel”.

Pero el ejemplo histórico más interesante es el de los *Estados Unidos* que muestra muy bien, a nivel de los *principios mismos*, que la aplicación de límites al libre funcionamiento del mercado, y al pleno uso del derecho de propiedad privada, puede ser aceptado en ciertos casos, siendo esta excepción *garantía* del buen funcionamiento de la economía de mercado.

En ocasión de un litigio que opuso al Estado de Illinois con los propietarios de silos de granos acusados de practicar tarifas superiores a las fijadas por el Parlamento de este Estado, llevada en apelación a la Corte Suprema, la justicia federal estimó que la negociación “es un pasaje obligado del comercio, que tiende a ser responsabilidad pública y se transforma en una elección de interés y de utilización pública”<sup>42</sup>.

Este fallo forma parte de las bases del derecho de la regulación en los Estados Unidos y, más generalmente, introdujo el concepto de “instalaciones esenciales” (essential facilities). Complementariamente, un fallo de la Corte Suprema de los Estados Unidos, en el caso “US vs. Terminal Railroad Association” (aff. 224 US 383) determinó que una instalación se consideraba “esencial” “cuando su reproducción era imposible, o extremadamente difícil por causa de restricciones físicas, geográficas, jurídicas o económicas”<sup>43</sup>. Volveremos a encontrar estos elementos, en particular en la aplicación de las directivas europeas sobre la liberalización de los sectores del gas natural y la electricidad.

---

<sup>42</sup> 1871, decreto basado en los análisis de Lord Hale, consagrado a los “comercios afectados al interés general”.

<sup>43</sup> Para un análisis detallado de estos conceptos, en especial en lo que respecta a derecho de la competencia ver Dezobry G. “La théorie des facilités essentielles”, LGDJ, Paris, 2009.



### 2.4.3 La regulación instrumental

Una forma entre otras de clasificar y comparar las técnicas de la regulación instrumental consiste en basarse en la *información*, en cantidad y fiabilidad, que estas reclaman respectivamente.

La pregunta subyacente sobre cualquier técnica es: como disciplinar a un operador para conducirlo a ejercer su actividad en beneficio del interés general? La cuestión consiste en definir en principio *la medida de este óptimo*. Es la dimensión medible llamada “excedente colectivo” que nos dará este instrumento de comparación.

Para recordarlo, se define clásicamente en una economía en competencia: (fig. 2.14)

- la *curva de demanda* de un producto como la utilidad marginal percibida por el consumidor; expresa el grado de satisfacción en términos de cantidades consumidas al margen y relaciona el precio con las cantidades demandadas:  $p = p(q)$ ;
- la *curva de oferta* es la evolución del costo marginal de producción en función de las cantidades producidas:  $C_m = C_m(q)$ ;
- el punto de *equilibrio económico* se encuentra en la intersección de la curva de oferta y la curva de demanda;
- el “bienestar” de los consumidores es la cantidad total de la utilidad satisfecha para el consumidor (superficie OAED);

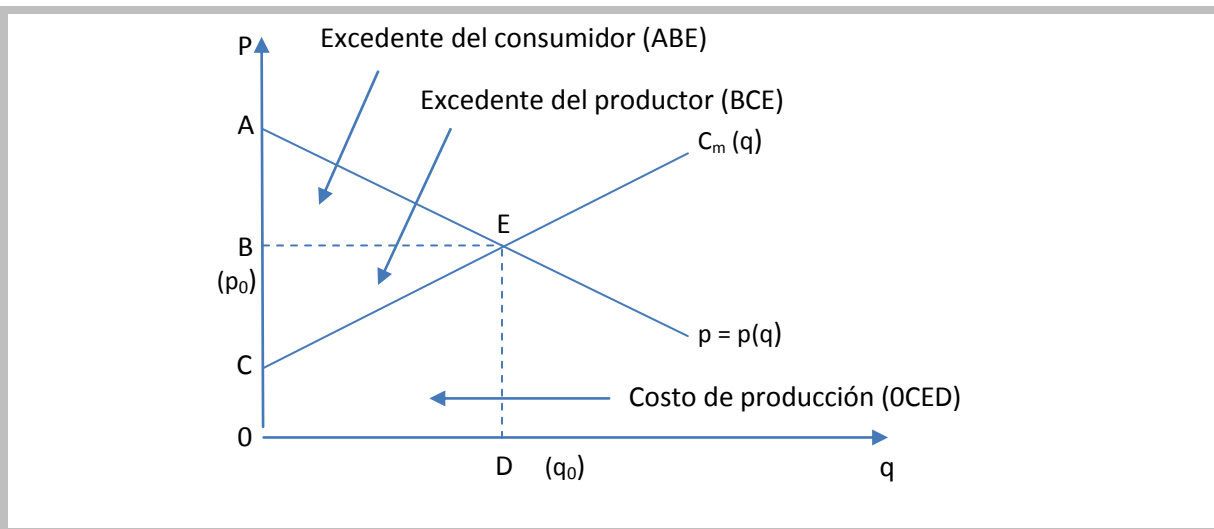


Figura 2.14

- el *excedente económico colectivo* ( $S$ ) mide la diferencia entre la utilidad de la demanda satisfecha y el costo de producción correspondiente; se puede distinguir un excedente para el productor ( $S_p$ ) y un excedente para el consumidor ( $S_c$ ).

*El estado óptimo de la economía se alcanza cuando el excedente colectivo es máximo, estableciendo que este estado implica que todo bien o servicio será vendido a su costo*

marginal. Este estado se realiza bajo las hipótesis de un mercado en competencia pura y perfecta.

En términos matemáticos podemos escribir:

$$S_C = \int_0^{q_0} p(q) dq - p_0 q_0$$
$$S_P = p_0 q_0 - \int_0^{q_0} C_m(q) dq$$
$$S = S_C + S_P$$

donde  $S_C$ ,  $S_P$  y  $S$  son respectivamente el excedente del consumidor, del productor y el excedente colectivo.

$S$  va a ser máximo *si y solamente si* el bien en cuestión es vendido a su costo marginal:

$$\text{Max } S \leftrightarrow p_0 = C_m(q_0)$$

alcanzando de esta forma el estado óptimo de la economía, característico del mercado en competencia pura y perfecta.

En otras situaciones de mercado, entre las cuales se encuentra el monopolio, debemos recordar que los métodos de regulación pueden interpretarse como *distorsiones deliberadamente introducidas en estas reglas generales*, en función de objetivos deseables que el regulador o sus mandantes quieren hacer prevalecer.

Una clasificación cómoda de las técnicas de regulación puede iniciarse respondiendo a las siguientes preguntas: *porque, como y cuanto nos apartamos de la regla general de organización de un mercado en competencia pura y perfecta* mencionado anteriormente y que corresponde al óptimo.

#### **A Las técnicas basadas sobre una información perfecta**

Una manera evidente y automática de llegar al óptimo económico consiste en hacer que *los operadores de las industrias de redes vendan sus productos o servicios al costo marginal de producción*.

Parece sin embargo que, si la industria en cuestión se encuentra en fase de rendimientos crecientes (costo marginal  $C_m$  durablemente inferior al costo medio  $C_M$ ), este modo de tarificación no va a corresponder ciertamente a un comportamiento espontaneo del operador, ya que esto lo llevaría a sufrir pérdidas de explotación en forma estructural.

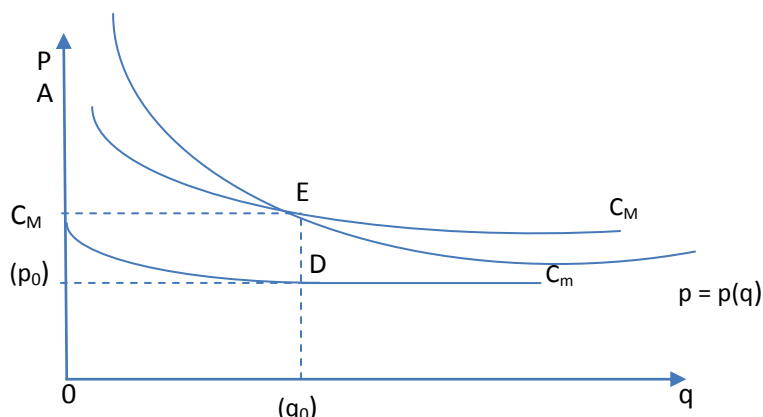


Figura 2.15

En efecto (cf. fig. 2.15), si  $\pi$  es el beneficio del productor, se calcula que para  $p = C_m$ :

$$\pi = p_0 q_0 - C_{M0} \cdot q_0 = q_0 (p_0 - C_{M0}) < 0$$

Un primer método de regulación consistiría en *obligar* a este operador a practicar una venta al costo marginal y *subvencionar* sus pérdidas mediante aporte de fondos públicos. Independientemente de los problemas de disponibilidad de estos fondos, se puede demostrar que, según el costo de los fondos necesarios, puede existir una importante pérdida del excedente colectivo y por lo tanto de la eficacia social de la economía.

Con el objeto de evitar esta pérdida sistemática, se puede imaginar que se efectúa una tarificación al costo medio  $C_M$ . Sin embargo, esta técnica se aleja por definición del estado óptimo, ya que  $p$  será diferente a  $C_m$ , y se ve sobre la figura 2.16 que, en general, según la posición de la curva de demanda respecto a la curva de costo medio, el nuevo equilibrio se ubicara a un nivel de producción  $q_1$  demasiado pequeño (hay entonces un efecto “maltusiano” de limitación de la oferta), o a un nivel  $q_2$  en el que la oferta es demasiado importante y que, como consecuencia, va a necesitar medidas específicas para disminuir la demanda.

En todos los casos, los equilibrios calculados no van a corresponder a óptimos y conducen por lo tanto a una pérdida del excedente económico global.

Ya que debemos renunciar a la idea de obtener espontáneamente el equilibrio presupuestario del operador y el estado óptimo de la economía en forma simultánea, (por ej. el excedente máximo), en un contexto de rendimientos crecientes corresponde plantearse las siguientes preguntas: puede calcularse un sistema de precios que *asegurando el equilibrio de las cuentas de la industria, se acerque al máximo excedente?*. Se trata de un “segundo mejor” a falta de lograr alcanzar el óptimo. La respuesta a esta pregunta fue aportada por F. Ramsey y M. Boiteux que, en un sistema en el que existe un productor de costo marginal  $C_m$  y varios segmentos de mercado, tarifados cada uno a un precio  $p_i$ , puede establecerse la siguiente relación:

$$\frac{p_i - C_m}{p_i} = \frac{-\lambda}{1 + \lambda} \cdot \frac{1}{\varepsilon_i}, \forall_i$$

donde  $\varepsilon_i$  es la elasticidad del bien  $i$  en relación a su precio,

$\lambda$  es el multiplicador de Lagrange asociado al cálculo de maximización del excedente y, económicamente, el parámetro que mide el suplemento del excedente colectivo resultante de una subvención por fondos públicos (ver Cuadro 2.4).

Se comprueba que, para un  $\lambda$  dado, la tarificación que permite maximizar el excedente bajo la restricción del respeto al equilibrio presupuestario del operador se define como sigue: debe tarificarse de forma tal que, para los diferentes segmentos del mercado, *los apartamientos de precios respectivos en relación al costo marginal sean inversamente proporcionales a las elasticidades – precio*.

Tenemos entonces disponible una solución de principio. Sin embargo, su *aplicación real* presenta importantes problemas de principio y de práctica. Se trata de un método de cálculo de distribución de un costo dado entre diferentes segmentos de mercado, pero que no propone incentivos para mejorar la eficacia del monopolio – operador, en especial para reducir sus costos. Por otra parte, la aplicación numérica de esta tarificación requiere datos que son a la vez muy numerosos y poco disponibles con exactitud: por ejemplo, el costo marginal o las elasticidades precio/demanda de los diferentes segmentos.

Por el contrario, este enfoque conduce a la *justificación y legitimación*, desde el punto de vista de la eficacia colectiva, de una *tarificación discriminatoria entre segmentos del mercado* según sus elasticidades<sup>44</sup>.

El problema de la *recolección*, y *más aun de la obtención de la información* pertinente es una de las cuestiones cruciales de la teoría moderna de la regulación y va a ser útil que nos detengamos un momento en estos aspectos.

---

<sup>44</sup> Nos damos cuenta que la tarificación de Ramsey-Boiteux es una tarificación en la cual los precios se apartan selectivamente del costo marginal según los segmentos del Mercado. Esta técnica de separación de los mercados no es incompatible con la búsqueda de un máximo de eficacia social. Debe distinguirse de la práctica de subvenciones cruzadas, en la cual un segmento del mercado es conducido a pagar mas que si estuviera solo en ese Mercado. Es posible demostrar que un monopolio no tiene jamás interés en practicar subsidios cruzados ya que de esa forma hace mas frágil su posición (J. Pereylevade, 1989).

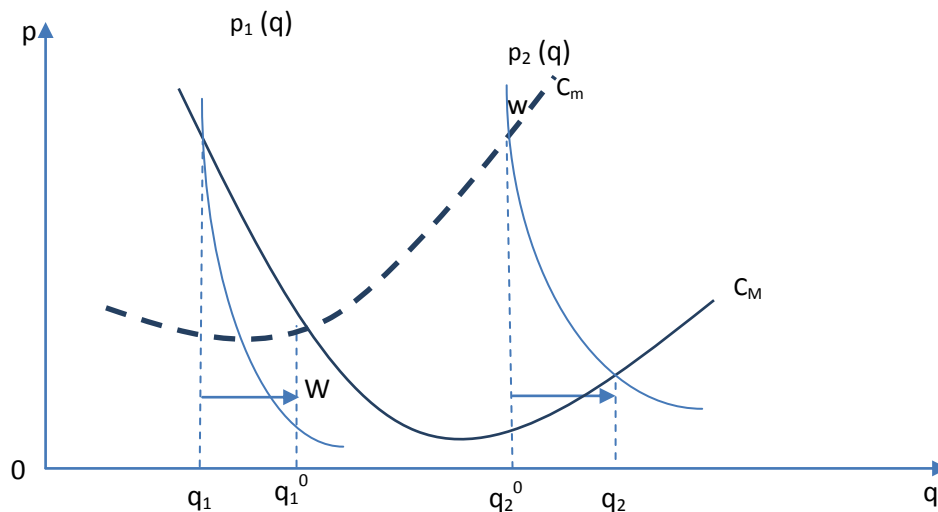


Figura 2.16

### CUADRO 2.4 La tarificación Ramsey – Boiteux \*

El tema consiste en encontrar un *sistema de precios* ( $p_1 \dots p_n$ ) que maximice el excedente colectivo  $S(q)$  respetando la *restricción presupuestaria* de equilibrio de las cuentas del monopolio en  $n$  segmentos del mercado regulado.

Escribimos:

$$S(q) = \left[ \sum_i^n \int_0^{q_i} p_i(z) dz - C(q_i + \dots q_n) \right]$$

y se intenta obtener

$$\text{Max } S(q)$$

bajo la restricción de igualdad de ingresos y costos:

$$\sum_i^n p_i(q_i) \cdot q_i - C(q_i + \dots q_n) \geq 0$$

se construye el lagrangiano

$$\zeta(q) = S(q) + \left[ \sum_i^n p_i(q_i) \cdot q_i - C(q_i + \dots q_n) \right]$$

y se igualan a cero sus derivadas parciales en relación a los  $q_i$

$$\frac{\partial \zeta}{\partial q_i} = p_i(q_i) - \frac{\partial C}{\partial q_i} + \lambda \frac{\partial p_i}{\partial q_i} \cdot q_i + \lambda p_i(q_i) - \lambda \frac{\partial C}{\partial q_i} = 0, \forall i = 1 \dots n$$

o:

$$p_i(q_i) - \frac{\partial C}{\partial q_i} + \lambda \left[ p_i(q_i) - \frac{\partial C}{\partial q_i} \right] = -\lambda \frac{\partial p_i}{\partial q_i} q_i$$

o:

$$(1 + \lambda) \left[ p_i(q_i) - \frac{\partial C}{\partial q_i} \right] = -\lambda \frac{\partial p_i}{\partial q_i} q_i$$

si  $\frac{\partial C}{\partial q_i}$  es idéntica  $\forall i$  e igual a  $C_m$ :

$$\frac{p_i - C_m}{p_i} = -\frac{\lambda}{1 + \lambda} \left[ \frac{\partial p / \partial q}{p / q} \right]$$

o

$$\frac{p_i - C_m}{p_i} = \frac{-\lambda}{1 + \lambda} \frac{1}{\varepsilon_i}, \forall i = 1 \dots n$$

expresión en la cual:

- $C_m$  es el *costo marginal* supuesto aquí idéntico para cada segmento del mercado;
- $\varepsilon_i$  es la elasticidad – precio del segmento  $i$ ;
- $\lambda$  es el multiplicador de Lagrange asociado.

El problema se interpreta priori en un contexto de discriminación de precios donde cada consumidor “ve” un precio  $p_i$  que minimiza la pérdida del excedente en relación a la tarificación al costo marginal. Esta presentación es utilizada extensivamente en economía industrial, por ejemplo, para tratar los problemas de acceso a la red. Es interesante hacer notar que F. Ramsey (1927) se interesó únicamente, en un marco de equilibrio parcial, en establecer una regla de fiscalidad óptima, que introdujera las mínimas distorsiones posibles y por lo tanto lograr la mínima pérdida del excedente colectivo: la tasa de imposición  $t$  en cada parte de mercado debe ser inversamente proporcional a las elasticidades-precio de la oferta  $\varepsilon_s$  y de la demanda  $\varepsilon_d$ :

$$t = k \left[ \frac{1}{\varepsilon_s} + \frac{1}{\varepsilon_d} \right]$$

M. Boiteux (1956) sitúa el problema en un marco muy general: existen consumidores caracterizados por su función de utilidad y por una restricción presupuestaria; existen empresas de dos categorías: las que están limitadas al equilibrio presupuestario y las otras. Boiteux coloca el problema del *equilibrio general*, es decir de la existencia de un sistema de precios tal que:

- los consumidores eligen “canastas de producción” de forma de maximizar su utilidad, respetando su restricción presupuestaria;
- las firmas *no obligadas al equilibrio presupuestario* escogen su plan de producción de forma tal de poder maximizar su beneficio y, con este procedimiento, ajustan su producción de forma de igualar el costo marginal al precio;
- las firmas *obligadas al equilibrio presupuestario* escogen su plan de producción según una regla que vincula su costo marginal a aquellos precios que le permiten satisfacer el equilibrio presupuestario, precio que se trata de definir;

- las cantidades consumidas son iguales a las cantidades producidas;
- El estado de la economía es un óptimo de Pareto (pero no es un equilibrio en situación de competencia ya que las empresas obligadas a respetar el equilibrio presupuestario no venden a su costo marginal). Finalmente, se trata de encontrar una regla de tarificación para las firmas sometidas a la restricción de equilibrio presupuestario que lleve al óptimo de Pareto.

M. Boiteux remarco\*\* que estaba interesado, en el caso de la electricidad, en un problema de pasaje de la demanda de punta hacia demandas fuera de punta. En el artículo de la referencia “Sobre la gestión de los monopolios públicos sometidos a la restricción de equilibrio presupuestario” se ve efectivamente que el marco propuesto permite tratar este problema con total generalización.

La tarificación habitualmente llamada “Ramsey-Boiteux” es un caso particular del formalismo de Boiteux para el cual:

$$\frac{\partial q_i}{\partial p_i} = 0$$

expresando que no hay substitución entre los bienes i y j y que los coeficientes de substitución entre ellos son nulos.

También merece destacarse que J.J. Lafont y J. Tirole (“Competition in telecommunications”, MIT Presse, 2000, p. 63-65) se ubican en un marco general donde los bienes tienen demandas interdependientes y son, “complementos” o “substitutos” e introducen el concepto de “superelasticidades”.

Sobre el alcance de la aplicación de la regla Ramsey-Boiteux nos referiremos a Pisany-Ferry y al.: “Politique économique (De Boeck, 2009, p.568 y siguientes) y a C. Henry: “Microeconomics for public policy”(Clarendon Press, 1989, p.60 y siguientes).

\* F. Ramsey 1927 – M. Boiteux 1956

\*\* Nota privada a los autores 1.3.2010

## ***B Las imperfecciones de la información***

Las imperfecciones son, a priori, de dos tipos: la ausencia de informaciones pertinentes (cf. *supra*) y la posesión asimétrica de información por el regulador y el (los) regulado (s).

*La falta de información disponible* para ejercer una regulación es un problema conocido y muchos métodos se han planteado para resolverlo. Una primer solución consiste simplemente en *comparar* los resultados de múltiples operadores y deducir de esta algún tipo de estándar útil para la regulación (benchmarking).

Una segunda idea consiste en *provocar una competencia* deliberada entre diferentes operadores sobre un territorio dado, con el fin de obtener de la observación del comportamiento de los actores los datos necesarios para la aplicación de una regulación común. El método es, a priori, atractivo, porque es suficiente teóricamente *dos* operadores

en competencia oligopólica para recrear las condiciones de la competencia perfecta (y por lo tanto de la igualdad  $p = C_m$ ), y obtener de esta forma el excedente máximo), siempre que estos dos operadores adopten estrategias de precios llamadas de Bertrand (P. Picard, 1994 en anexo 2 al capítulo 2). Los comportamientos reales de los operadores serán sin embargo siempre significativamente diferentes de este absoluto.

Otro método consiste en *introducir un competidor "marginal"* de un monopolio, es decir una empresa más pequeña, activa en un territorio o segmento de clientela marginal, con el objeto de obtener, por comparación, los datos necesarios para la regulación. El método lleva la imperfección en sí mismo: los datos observados en una empresa no se pueden transponer de ninguna manera a otra, habida cuenta de la diferencia de tamaño entre los operadores.

Estos métodos solo pueden responder en forma imperfecta a la preocupación por lograr que el regulador adquiera toda la información necesaria para su tarea.

Otro problema es la *asimetría de información* entre el regulador y los operadores regulados.

En cierta medida, se podría decir que el accionista de una empresa y el regulador se encuentran de hecho frente a problemas de naturaleza comparable. Ellos tienen un poder sobre la empresa, pero no siempre tienen toda la información necesaria para asegurarse que la empresa actúe de forma adecuada.

La teoría económica caracterizó esta situación de asimetría de información mediante el concepto de *alea moral*<sup>45</sup>. Existe alea moral cuando no estamos completamente en condiciones de controlar el esfuerzo que hace la firma para reducir sus costos. Se puede decir que es el caso del regulador, ya que el observa generalmente el resultado global de la empresa, el cual resulta tanto de los esfuerzos de la empresa por dominar sus costos como por la aleatoriedad de sus actividades.

Es en este contexto que el regulador debe actuar, y teniendo en cuenta las limitaciones de los métodos anteriormente evocados, tendrá que encontrar las técnicas más precisas para, de alguna forma, *hacer que se revele la información necesaria* a la prosecución de sus objetivos, es decir: lograr un comportamiento adecuado de la firma regulada.

En la teoría económica, estos métodos son llamados *contratos* (aquí, entre el regulador y la empresa), *que especifican la retribución de la empresa por el servicio entregado*. Estos envían "señales" sobre la base de las cuales la empresa está llamada a tomar decisiones.

Los contratos llamados de "cost-plus" y de "price-cap" están entre los más comúnmente utilizados en la práctica (ver por ej. 4.4.1 B y G).

---

<sup>45</sup>Estas nociones, derivadas de la teoría económica de los contratos, son unos de los campos en desarrollo de la teoría microeconómica [ver por ej. *Contract Theory*, Bolton y Dewatripont, MIT Press, 2005, p. 74-77].



### C *Los contratos de “Cost-Plus”*

Bajo una forma u otra, estos métodos consisten en la aprobación de gastos comprometidos por el operador para asegurar el equilibrio de su presupuesto *sin transferencias*. Estos contratos postulan un *control efectivo del beneficio de la firma regulada*, mediante el seguimiento de uno o más parámetros pertinentes. El que se utiliza con mayor frecuencia es la Tasa Interna de Retorno (TIR), es decir la rentabilidad final que la firma puede obtener para asegurar el financiamiento y desarrollo de las actividades reguladas, incluyendo el recurso de financiarse en los mercados internacionales de capitales.

Una de las críticas que se puede hacer, a simple vista, a este tipo de regulación es que no incentiva al operador a disminuir sus costos. En la práctica, sin embargo, la situación es diferente, especialmente:

- cuando el sistema no es una adaptación continua de costos, sino que existe un *desfasaje* en el tiempo (“regulatory lag”) entre la exposición a los nuevos costos y su inclusión en las tarifas;
- cuando el cost-plus es *incompleto*, en el sentido que no toma en cuenta la evolución de todos los costos expuestos, sino solamente de una parte de ellos (vía índices definidos con este fin).

En estas situaciones existe un incentivo para que el operador incremente su eficacia.

Este tipo de regulación plantea sin embargo numerosos interrogantes, en particular:

- cuál debe ser la afectación de los costos generales entre los diferentes productos o servicios entregados por la firma regulada (claves de la distribución)?
- no existe riesgo de sobreinversión por parte del operador?

Este último punto plantea una importante cuestión de principios y de aplicación práctica. Averch y Johnson (1962) demostraron (ver cuadro 2.5) que, en este tipo de regulación, los operadores tienen espontáneamente interés en movilizar el factor “capital” (las inversiones) más allá de su productividad marginal, introduciendo de esta forma una ineficiencia económica potencial.

Este método supone, en principio, una *fuerte implicación del regulador* en el seguimiento de la explotación pero también en la política de inversiones del regulado. En particular si el regulador no puede en ningún caso obligar a la firma a invertir, puede en este sistema *impedirle* invertir, en todo caso más allá de una planificación previamente aprobada por el regulador.

Diferentes autores consideran que este tipo de regulación se justifica esencialmente para aquellas empresas, entre las que brindan actividades de redes, donde las *posibilidades dinámicas* de mejorar la eficacia son, vista la naturaleza de las actividades en causa, más lentas o limitadas y/o cuando el *costo de la búsqueda de información faltante* es muy alto, y más costoso en términos de eficacia colectiva que la ganancia eventualmente adquirida.

## D Los contratos de “price-caps”

Consisten en *poner un tope a los precios para cada uno de los segmentos del mercado o a los ingresos globales del operador*, el que queda liberado para utilizar los beneficios obtenidos como mejor le parezca.

El principio empleado en este método es el de *desconectar los ingresos autorizados por el regulador para un operador dado, de los costos soportados por este último*.

La expresión más completa de este método instrumental de regulación es la siguiente (A. Bausch y B. Schwenker, 2009):

$$\sum_{i=1}^n p_{i,t} \cdot Q_{i,t-1} \leq \sum_{i=1}^n p_{i,(t-1)} \cdot Q_{i,(t-1)} [1 + RPI_t - X_{(t)}]$$

donde:

- $p_{i,t}$  y  $Q_{i,t}$ , son respectivamente los precios y cantidades de bienes correspondientes a los diferentes segmentos ( $i=1 \dots, n$ ) servidos por el operador en el periodo  $t$ ;
- $RPI$  es un índice de precios (por ejemplo, el índice de inflación);
- y  $X$  que es estimado ex ante, la obligación impuesta por el regulador para incrementar la productividad.

En resumen, se trata de autorizar un precio (o un ingreso) medio para la “canasta” de bienes vendidos, ponderando el precio en  $t$  por las cantidades del “periodo regulatorio” precedente ( $t-1$ ), un periodo regulatorio que esta típicamente comprendido entre tres y cinco años.

Una fórmula más simple y que se encuentra generalmente en la práctica es la siguiente:

$$\sum_{i=1}^n p_{i,t} \cdot Q_{i,t-1} \leq R_0 [1 + RPI - X]$$

donde  $R_0$  es un ingreso inicial autorizado.

En este método, el costo de la búsqueda de información es particularmente bajo: las empresas no tienen ningún interés en manipular o retener la información. Por otra parte, la cuestión del alea moral no existe y los incentivos al esfuerzo de productividad son ciertos. Sin embargo, la dificultad reside especialmente en las “condiciones iniciales” del sistema, es decir en el comienzo de la aplicación del proceso regulatorio. Un error en la estimación de los primeros *caps* (topes) impuestos, en un sentido u otro, puede provocar grandes beneficios en el largo plazo o, a la inversa, enormes dificultades a la empresa, y este defecto solo puede ser corregido en el transcurso de las revisiones regulatorias subsiguientes.

Un método intermedio entre “cost-plus” y “price-caps” es el denominado “yardstick regulation” que toma en cuenta los costos de la firma regulada, pero también los de otras

empresas del mismo grupo, y a veces únicamente estos últimos. Para el operador, el precio autorizado para un producto será:

$$p_i = \alpha_i C_i + (1 - \alpha_i) \sum_{j, j \neq i}^n (f_j, C_j)$$

donde:

- $\alpha_i$  es la parte del costo unitario  $C_i$  de la firma  $i$  tomado en cuenta para la determinación de  $p_i$  (si  $\alpha_i = 0$  hablamos de yardstick regulation *pura*);
- $C_i$  y  $f_i$  representan respectivamente el costo unitario y el coeficiente de ponderación de las  $n$  otras firmas.

Como podemos ver, este método es, en el límite, una suerte de referencia a una situación de competencia perfecta ficticia ya que, en este tipo de mercado, el precio está determinado por el conjunto de productores y es independiente del comportamiento individual.

El interés de estos métodos reside evidentemente en su simplicidad, en el hecho que los abusos puros de posición de parte del monopolio están excluidos y y en que incentivan a incrementar la eficiencia de los operadores.

Pero estas limitaciones de precios, casi a ciegas, es razonable en ausencia de información sobre los costos? En particular en el caso de pesadas inversiones amortizables en el largo plazo, es indudablemente inevitable definir los “caps” en base a una previsión de los costos, como así también de un control de la *calidad* de los servicios brindados.

En definitiva, que se proceda fijando los precios máximos con revisiones (y/o negociaciones), o que se proceda tomando en carga los costos, con los límites prácticos o deliberados que el regulador pueda imponer, *el resultado real no será muy diferente*. En todo caso, mucho menos diferente que las aparentes oposiciones entre estos métodos dejarían creer. No existen oposiciones teóricas<sup>46</sup> y ambos métodos pueden ser combinados. Por otra parte, lo son con bastante frecuencia de *facto*, en los procedimientos y en la práctica.

### **CUADRO 2.5** **El efecto Averch – Johnson (1962)**

El regulador autoriza a la firma a aplicar un precio  $p$  superior a su costo marginal  $C_m$  siempre que la tasa de rendimiento del capital invertido  $s$  no supere un máximo fijado  $\bar{s}$ .

Suponemos que la firma moviliza dos factores de producción: trabajo (L) y capital (K). Si la función de producción es  $q = q(K, L)$ , la rentabilidad del capital invertido será:

<sup>46</sup>Se demuestra por ejemplo, que existe identidad formal y de resultados si se utilizan como coeficientes de ponderación caps y cantidades del equilibrio Ramsey-Boiteux (ver sección 10.1)

$$s = \frac{p \cdot q(K, L) - wL}{K} \quad (1)$$

donde  $p(q)$  es la función de demanda inversa y  $w$  la tasa salarial del factor trabajo.

El beneficio  $\pi$  se escribirá:

$$\pi = p \cdot q(K, L) - wL - vK$$

donde  $vK$  representa el costo de capital *realmente* soportado por la empresa

El comportamiento de la firma estará dictado por:

$$\text{Max } \pi$$

bajo la condición que  $s \leq \bar{s}$  o  $wL - pq + K\bar{s} \geq 0$

Formamos el Lagrangiano:

$$\zeta(K, L) = [pq(K, L) - wL - vK] + \lambda [wL + \bar{s}K - pq(K, L)]$$

derivando esta expresión respecto del trabajo L:

$$\frac{\partial \zeta}{\partial L} = p \frac{\partial q}{\partial L} - w + \lambda(w - p \frac{\partial q}{\partial L}) = 0 \text{ o } p \frac{\partial q}{\partial L} = w \quad (2)$$

y derivando respecto del capital K

$$\frac{\partial \zeta}{\partial K} = p \cdot \frac{\partial q}{\partial K} - v + \lambda(\bar{s} - p \frac{\partial q}{\partial K}) = 0 \text{ o } p \cdot \frac{\partial q}{\partial K} = v - \frac{\lambda}{1 - \lambda} (\bar{s} - v)$$

Donde  $\bar{s} > v$  si no, no habría inversiones en esta actividad.

Además si  $\lambda = 0$  no existe restricción regulatoria (monopolio libre)

Y si  $\lambda = 1$ :  $\zeta = (\bar{s} - v)K$  y  $\frac{\partial \zeta}{\partial K} = (\bar{s} - v) > 0$  y no existe solución.

Si  $0 < \lambda < 1$  y  $\frac{\lambda}{1 - \lambda} > 0$ :  $(\bar{s} - v) > 0$  de donde  $p \frac{\partial q}{\partial K} < 0$  (3)

Esta última desigualdad demuestra que la productividad marginal del factor capital movilizado será inferior a aquella que existiría sin regulación. Habrá por lo tanto "sobrecapitalización e inversión excesiva" espontánea.

## *E Los métodos basados en la competencia potencial*<sup>47</sup>

Las técnicas descritas anteriormente consideran como un dato la situación de monopolio del operador. El comportamiento espontáneo de este operador es maximizar su beneficio sin tener en cuenta la eficacia económica colectiva y por lo tanto sin tender hacia la maximización del excedente global. Se trata entonces de disciplinar a esta empresa utilizando diferentes métodos de *regulación explícita* que acaban de ser analizados.

Otra forma de actuar consiste en limitarse a considerar el comportamiento de una firma teniendo en cuenta la *estructura del mercado*. En particular, si el operador fuera conducido a considerarse en competencia *potencial*, se puede pensar que su comportamiento *espontáneo* se apartaría de la actitud propia del monopolio sin restricciones, para acercarse a la de una empresa en competencia.

Desde este punto de vista, el regulador podría, en un extremo, limitarse a asegurar que las condiciones de existencia de esta competencia potencial se mantengan bien establecidas. Existe en esta situación una *regulación implícita*.

La teoría de los precios-límite es una de las herramientas de esta regulación.

Si la práctica de precios de monopolio puede atraer a competidores potenciales a entrar en el mercado, reduciendo *ex post* el beneficio de la firma existente, puede pensarse que esta última tendrá tendencia a *modificar su política de precios, reduciéndolos* de forma tal de disuadir a los entrantes potenciales a atacar el mercado.

Se verificará en este caso, un comportamiento de autodisciplina de parte del monopolio existente: los precios disminuyen espontáneamente y el excedente global colectivo aumentará.

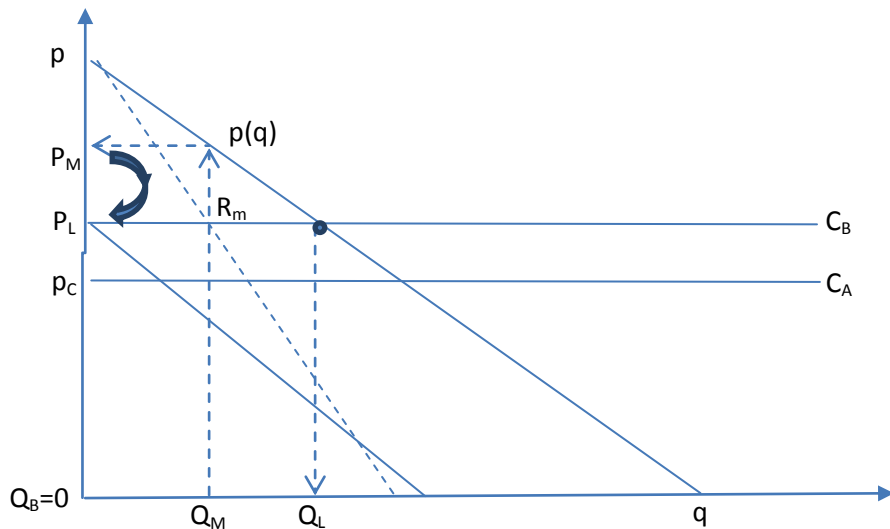
La teoría de los precios-límite responde a la siguiente pregunta: frente a un competidor potencial que dispone de una tecnología cualquiera, cuál sería la *menor disminución de precios posible* que debería consentir la firma existente para impedir al ingresante a realizar un beneficio no nulo, suponiendo que *de todas formas*, la firma existente *continuará produciendo la misma cantidad de bienes*, haya ataque o no.

Para ilustrar esta situación de forma gráfica, en la figura 2.17 se establece el valor del precio-límite que debe adoptar un monopolio existente A para impedir en todos los casos a un competidor B realizar un beneficio en el caso simple de ausencia de costos fijos y con costos marginales constantes. Se verifica que el mínimo renuncio que debe consentir A en relación a su precio de monopolio es la diferencia  $p_M - p_L$ .

---

<sup>47</sup>Se demuestra por ejemplo, que existe identidad formal y de resultados si se utilizan como coeficientes de ponderación caps y cantidades del equilibrio Ramsey-Boiteux (ver sección 10.1)

Teniendo en cuenta el nivel de sus costos, el entrante B no podrá realizar ningún beneficio si  $p \leq p_L$ . Cabe notar que  $p_L$  es todavía superior a  $p_C$ , que corresponde a una tarificación al costo marginal de A. *El excedente colectivo no será máximo en este caso.*



$p_M$ : precio de monopolio;  $p_L$ : precio límite;  $p_C$ : precio al costo marginal  
 $p_q$ : demanda;  $R_m$ : Ingreso marginal;  $C_A, C_B$ : costos marginales

**Figura 2.17**

De manera general, se verifica (J. Gabszewicz, 1987) que si un monopolio con costo  $C_M$  se encuentra activo sobre un mercado de tamaño  $Q$ , que la elasticidad-precio del bien en cuestión es  $\varepsilon$  y que un competidor potencial de costo  $C_E$  trata de colocar sobre el mercado con su tamaño óptimo una cantidad  $Q_E$ , el precio límite  $p_L$  que deberá practicar el monopolio existente estará dado por la siguiente expresión:

$$\frac{p_L - C_M}{C_M} = \frac{C_M - C_E}{C_M} + \frac{Q_E}{Q} * \frac{1}{\varepsilon}$$

El margen de beneficio conservado por el monopolio al fijar el precio límite  $p_L$  dependerá de los siguientes conceptos:

- de la importancia de las economías de escala  $\left(\frac{C_M - C_E}{C_M}\right)$  y por lo tanto del hándicap que tendrá el entrante al penetrar el mercado con un tamaño inferior al óptimo;
- de la relación entre tamaño mínimo para penetrar en el mercado a nivel de la producción que puede absorber ( $Q_E/Q$ );
- de la inversa de la elasticidad-precio del bien

Es posible deducir entonces que un monopolio podría, para proteger su mercado, adoptar sin grandes riesgos una política de precios-límite si:

- las *economías de escala* son importantes;

- el mercado admite, en el equilibrio, una cantidad limitada de empresas (tipo *oligopolio natural*);
- la elasticidad del bien es *baja*.

Se verifica que la realidad de la aplicación espontánea de una política de precios-límite depende fuertemente sin dudas de las condiciones estructurales vinculadas al mercado y al producto.

Además, la *credibilidad de la hipótesis fundamental* del modelo a saber, que el operador existente no cambiara su nivel de producción al entrar el competidor, *puede ser seriamente contestada*.

De todas formas, este modelo no asegura en sí mismo un excedente colectivo máximo, es decir un estado óptimo.

Sin embargo, esta teoría puede ofrecer un *marco conceptual interesante* para estudiar los comportamientos de competencia en el margen, que hemos visto podrían ser tomados en cuenta en el arsenal del regulador.

#### **2.4.4 La implementación institucional**

La implementación de un modelo regulatorio óptimo es un tema difícil, como lo muestra la diversidad de decisiones tomadas por las autoridades de diferentes países a lo largo de la historia (C. Stoffaes, 1994).

Nos limitaremos a evocar los parámetros que parecen necesarios para la elección de la buena arquitectura y a comentarlos brevemente.

En principio, hay que admitir que el *trabajo del regulador* es, por naturaleza, difícil. Debe administrar una inevitable asimetría de información (técnica, contable, operativa...) con las empresas reguladas; no puede, por lo esencial, realizar análisis *ex post*, con el inevitable riesgo que esta situación tenga en relación a las realidades operativas y de esta forma llegar a aplicar conclusiones equivocadas; debe admitir y administrar las inevitables diferencias de apreciación que se le presentan con los operadores. Lo mismo les sucede a estos. Estas diferencias no son anormales y son parte misma del diálogo que debe presidir a la práctica de cualquier regulación. Ello implica, en cada instancia, afirmar su credibilidad, esencialmente por su rigor y competencia.

Se podría decir que el *paisaje contemporáneo* de la regulación “integra a la desregulación” en el sentido que, contrariamente a lo que fue el caso hasta principios de los años 2000, el regulador ya no tiene la tutela directa sobre las empresas verticalmente integradas (de gas y electricidad, en el caso de la energía) sino solamente sobre segmentos de la cadena productiva, principalmente sobre las infraestructuras de recepción (terminales), de transporte y distribución. Dispone de una competencia *normativa* sobre las *instalaciones esenciales* (essential facilities, que son esenciales al comercio). En esta primera función, resulta importante que la agencia no se limite únicamente a objetivos centrados en la reducción de precios o tarifas. Otros temas se plantean, como por ejemplo:

- si los monopolios regulados no están sometidos a la competencia en un espacio territorial (y por ello en general regulatorio) dado, estos operadores están sobre todo en Europa, comprometidos a una suerte de competencia *estratégica de localización* frente a los centros de gravedad de la industria (“rutas” de gas, por ejemplo). Las empresas deben poder existir y desarrollarse en este marco;
- *precio equitativo* no quiere decir necesariamente *precio único*, lo que tiene dos consecuencias: en primer lugar un monopolio (natural en este caso) maximiza tanto más el excedente colectivo cuanto pueda aplicar *precios diferenciales*, teniendo en cuenta la “disposición a pagar” de cada (grupo de) cliente (s) (ver 2.4.6); luego el tema de las *subvenciones cruzadas* eventuales entre segmentos (ver nota pie de página 26) se plantea en forma inevitable, bien que los operadores se vean tentados de recurrir a ellas, o porque les son implícitamente impuestas por el modelo tarifario del regulador.

Al lado de esta tarea normativa, el regulador debe poder tener la atribución o tomar *propio moto*, otras misiones, como el seguimiento del funcionamiento del mercado de las actividades en competencia, que no forma parte de su misión normativa; el control de la observación de precios en estos sectores, las necesidades de inversión en una entidad geográfica dada, algunos elementos de política energética, etc.

Se ve en el simple enunciado, es fundamental que la agencia regulatoria este dotada de un *conjunto de misiones (mission statement)* que precisen las mismas, sus modos de intervención y de rendición de cuentas.

Debe afirmarse que este último punto no podría verse como limitativo de la *independencia* de la agencia. Por otras razones, esta puede ser objeto de diferentes “capturas”: por grupos de interés constituidos alrededor de los operadores, por grupos que se supone representan a los consumidores más débiles (California), por los poderes públicos, o por ella misma, por la prosecución eventual de objetivos que le son propios, en una “lógica institucional”.

Otro punto muy importante es la coherencia de las “instancias regulatorias” por entidades territoriales vinculadas. Por ejemplo:

- H. German (2015), en su análisis de la crisis californiana, observa que el Estado tenía más de una docena de entidades regulatorias, con responsabilidades que se superponían una sobre otra, situación que junto con elementos técnicos vinculados al sistema energético contribuyó al desarrollo de la crisis;
- En el seno de la Unión Europea, los trabajos realizados por el grupo de reguladores nacionales para iniciar una convergencia de principios y prácticas necesarias, solo pudo paliar parcialmente la ausencia de unicidad a nivel de la Unión y la ausencia de una entidad europea encargada de los grandes problemas ligados a la edificación de un mercado unificado, al menos sobre la parte fuertemente conectada del territorio (placa centro-oeste europea, en el caso de la electricidad. Detallaremos la estructura en 2.4.5 *infra*).



La referencia al debate europeo permite introducir otro elemento importante: las atribuciones, misiones y poderes respectivos de las *autoridades de regulación y competencia*. Veremos en los capítulos 4 y 5 como este tema fue abordado en diferentes países. Debemos sin embargo resaltar que el ejercicio completo del derecho de la competencia no puede imaginarse racionalmente si las estructuras del mercado (el “diseño”), incluidos los términos regulatorios, no han sido pensadas, debatidas e implementadas.

En términos generales, el tema se plantea entre la relación de la regulación específica con el derecho de la competencia, pero también con el derecho general (R. Denoix de Saint Marc, 2003).

Entre el “Juez” y el “Regulador” son mayores las diferencias que las similitudes. Por ejemplo:

- las autoridades regulatorias están en general sometidas a *reglas comparables* a las de las autoridades jurídicas: estructuras colegiadas, reglas deontológicas de independencia, de imparcialidad y respeto de los marcos legislativos, respeto de lo contradictorio, motivación de ciertas decisiones, etc.
- pero sus *decisiones* no son de tipo jurídico, aunque pronuncien sanciones: se trata de decisiones administrativas y en ese sentido deben ser vinculadas a un orden jurídico que tomaría conocimiento de los aspectos contenciosos originados en esas decisiones;
- en sentido inverso, el juez no puede ejercer poderes regulatorios, ya que el puede constituirse por sí mismo en aquellos sujetos que parecerían merecer su examen.

Las entidades regulatorias deberían ser calificadas como entidades autónomas antes que independientes, en el sentido que el poder ejecutivo se beneficia en general (pero no siempre) de la presencia de un “testigo”, bajo la forma por ejemplo de una Comisión de gobierno. No siendo este el caso, es importante precisar a quien responde, in fine, la instancia regulatoria, y quien la evalúa.

Un ejemplo interesante permite ilustrar esta diferencia, el de una práctica particular llamada “sunshine regulation”.

Esta regulación “por golpes de proyector” está basada sobre un poder de investigación y de expertise del regulador que se manifiesta en opiniones públicas: el solo hecho de expresar una crítica sobre la gestión de un operador sería suficiente para crear una presión eficaz ligada al temor de pérdida de reputación. Fue elaborada en los Estados Unidos, fuera de todo orden jurídico, por un periodista, C.F. Adams, que se hizo célebre por un libro polémico publicado en 1869, *A Chapter of Erie*, consagrado a la gestión de las empresas de ferrocarriles. Dedicada al Consejo de Vigilancia de los Ferrocarriles de Massachusetts, en Boston, revelaba sistemáticamente el comportamiento de los operadores con un estilo incisivo y mediante opiniones ampliamente difundidas.

Una forma contemporánea de este método fue, *mutatis mutandis*, la del regulador sueco de correos y telecomunicaciones. De una gran independencia, está prácticamente desprovisto de poder, en todo caso tiene muchos menos poderes que los reguladores británicos o americanos (también independientes). Su accionar se reveló particularmente eficaz en el caso del gran operador Telia. Una regulación de este tipo postula sin embargo importantes condiciones, entre las cuales la independencia, el reconocimiento unánime de su capacidad técnica y su objetividad. En general, “la acción (de este tipo) de regulador *es tanto más eficaz cuanto no es percibida como hostil por el mayor operador*” (C. Henry, 1997).

En síntesis, las condiciones de eficacia y objetividad en este método son numerosas e imperativas, ya que en su ausencia se transforma en ineficaz, en una simple formalidad, sin garantías, juzgamiento ni recursos.

## 2.4.5 Elementos sobre la estructura actual de la regulación en Europa

### *Autoridades Nacionales de Regulación*

Tabla 2.2						
	Alemania	Belgica	Espana	Francia	Italia	Reino Unido
Identidad	<b>BNA:</b> Agencia de la Red Federal de Electricidad, Gas, Telecomunicaciones, Correos y Ferrocarriles	<b>Federal CREG:</b> Comision de regulacion de electricidad y gas	<b>CNE:</b> Comision Nacional de Energia	<b>CRE:</b> Comision regulatoria de la energia	<b>AEEG:</b> Autoridad para la energia electrica y el gas	<b>OFGEM:</b> Oficina de Mercados de Electricidad y Gas
	<b>BKartA:</b> Oficina Federal de Carteles <b>LRB:</b> Regulacion de Autoridad Competente (administracion de regulacion a nivel de los 16 estados federales (Lander)	<b>Regiones</b> <b>VREG (Flandes):</b> Autoridad flamenca regulatoria para la electricidad y el gas <b>CVaPE (Valonia) :</b> Comision valona de la energia <b>Brugel (Bruselas):</b> Comision para la regulacion de los mercados de gas y electricidad				
Base Legal	<b>BNA&amp;LRB:</b> Ley del 07/07/2005 <b>BKartA:</b> Ley del 26/08/1998	<b>CREG:</b> Ley del 29/04/1999 <b>VREG:</b> Decreto del 17/07/2000 <b>CWaPE:</b> Decreto del 12/04/2001, <b>Brugel:</b> Ordenanza del 14/12/2006 (Servicio IBGE, Ordenanza del 19/07/2001)	Ley 34/1998 del 07/10/1998 (Ley de Hidrocarburos)	Ley 2000-108 del 10/02/2000	Ley 481/1995 del 14/11/1995	Ley del Gas 1986; Ley de Electricidad 1989
Fecha de creacion y campo de competencia	1998: <b>BNA:</b> correos, ferrocarriles, y telecomunicaciones 2005: <b>BNA:</b> idem + electricidad y gas <b>LRB:</b> electricidad y gas: 2005 en el marco de la ley del 07/07/2005 aunque estas autoridades existen desde 1935 1958, <b>BKartA:</b> competencia en la economia	<b>CREG:</b> 2000: electricidad y gas <b>VREG y CWaPE:</b> 2001, electricidad y gas <b>Brugel:</b> 2006, electricidad y gas (sucesora del Servicio de la IBGE, 2001)	1999: <b>CNE:</b> electricidad, gas y petroleo	2000: <b>Comision de Regulacion de la Electricidad:</b> electricidad: 2003 <b>Comision de Regulacion de la Energia:</b> electricidad y gas (CR electricidad pasa a ser CR energia)	1996: <b>AEEG:</b> electricidad y gas	1986: <b>Ofgas:</b> gas 1989: <b>Offer:</b> electricidad 2000: <b>Ofgen:</b> electricidad y gas (Ofgen es la sucesora de Ofgas y Offer)

Principales poderes y misiones de los reguladores	MARCO ACTUAL: Las directivas europeas 2003/54/CE (electricidad) y 2003/55/CE (gas) de 2003 estipulan que los reguladores nacionales deben ser totalmente independientes del sector energetico. Deben como minimo asegurar la no discriminacion, una competencia efectiva y el funcionamiento eficaz del mercado (art. 23 de la directiva actual y articulo 25 de la directiva gas). En forma general, los reguladores tienen poder de supervision de los mercados y tienen a cargo la fijacion o aprobacion previo a su entrada en vigencia de las tarifas de transporte y distribucion. Estos diferentes elementos han sido trasladados a las legislaciones nacionales de los Estados miembros mencionados en la Tabla					
	<b>Alemania</b>	<b>Belgica</b>	<b>Espana</b>	<b>Francia</b>	<b>Italia</b>	<b>Reino Unido</b>
Principales poderes y misiones de los reguladores	<b>BNA:</b> * Garantizar la ausencia de discriminacion * Puede imponer multas administrativas de hasta 10 millones de € <b>LRB:</b> * Aprobacion de tarifas (distribucion) * Garantizar la ausencia de discriminacion <b>BKartA:</b> * Poder de supervision de los mercados	<b>CREG:</b> * Competente por la produccion centralizada, comercializacion, abastecimiento (clientes conectados a la red de transporte * Poderes extendidos de inspeccion <b>VREG/CWaPE/Brugel:</b> * Competente por la produccion descentralizada, abastecimiento (clientes conectados a la red de distribucion) * Puede aplicar multas de hasta el 3% del giro de negocios registrado en el ultimo ejercicio cerrado	* Garantizar la ausencia de discriminacion, una verdadera competencia y un mercado eficaz * Tiene el poder de proponer tarifas trimestrales (electricidad y gas) * Puede proponer virtual power plants (VPP)	Presenta las propuestas tarifarias para la utilizacion de las redes de transporte y distribucion al ministro de Energia y Finanzas que pueden oponerse a estas propuestas	* Aprueba las tarifas trimestrales para clientes regulados (clientes residenciales y profesionales conectados en baja tension) * Recaba informaciones y documentacion de los operadores para realizar inspecciones	* Puede investigar transgresiones sospechadas * Tiene el poder de imponer multas que pueden llegar hasta el 10% del giro de negocios mundial registrado el año anterior a la decision del regulador
Principales poderes y misiones de los reguladores	MARCO FUTURO: Las nuevas directivas para la electricidad y el gas del 13/07/2009 (Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE) refuerzan significativamente los poderes regulatorios nacionales (por ejemplo: en el campo de la proteccion de los consumidores, la supervision de los mercados mayoristas y de los mercados minoristas, del poder de sancionar edictos obligatorios y de infringir sanciones). A partir de marzo de 2011, los reguladores deberan ser juridicamente distintos y funcionalmente independientes de cualquier otra utilidad publica o privada. Su personal y los agentes a cargo de la gestion no podran solicitar ni aceptar instrucciones directas de ningun gobierno u otra entidad publica o privada en la ejecucion de sus tareas regulatorias. Las nuevas directivas tambien armonizan los poderes de los reguladores de los 27 Estados miembros.					
Independencia del Regulador	<b>BNA y BKartA:</b> Separados del ministerio federal <b>LRB:</b> Bajo la jurisdiccion del Ministerio de Asuntos Economicos del Bundesland	<b>CREG:</b> Separado del Ministerio. Las decisiones del regulador se suspenden si son apeladas en la Corte de Apelaciones o en el Consejo de la Competencia <b>VREG:</b> Bajo la jurisdiccion del ministerio flamenco de la Energia; <b>CWaPE:</b> Sometido a la autoridad del gobierno valon; <b>Brugel:</b> Sometido al control del gobierno de Bruselas. Su presidente tambien es director general de la Administracion Federal de la Energia	Separado del Ministerio. El Ministro de la Industria puede aprobar, rechazar o modificar las decisiones del regulador en caso de apelacion por terceros	Separado del Ministerio. Los Ministros de Energia y de Finanzas pueden oponerse a las tarifas propuestas por el regulador. El presidente de la CRE es nombrado por decreto del Presidente de la Republica. Su nominacion queda sometida a la opinion de las comisiones competentes de la Asamblea Nacional y del Senado	Separado del Ministerio. El Gobierno puede obligar al regulador a intervenir en materia relativas a la competencia. El Presidente y los 4 Comisarios son designados por decreto del Presidente de la Republica luego de ser nominado por el consejo de ministros	Separado del Ministerio

## ***Los Foros Europeos***

Después de un poco más de diez años, se han constituido en forma regular diversos “foros” en varias ciudades europeas que dan su nombre a estos encuentros. En un principio, estos foros se reunían por la electricidad y el gas para luego ampliarse a otros campos (combustibles fósiles, eficiencia energética, energías renovables, nuclear, etc.). Estos foros, presididos por la Comisión Europea, constituyen una estructura formal por la cooperación voluntaria de los participantes en el sector energético y reúnen a todos aquellos que tienen influencia sobre las políticas energéticas con diferentes perspectivas..

Los temas abordados en estos foros cubren aspectos muy técnicos y muy políticos.

Los participantes de estos foros son, por ejemplo en la electricidad los reguladores nacionales, las autoridades de los Estados miembros de la Unión Europea, la Comisión Europea, los operadores de las redes, los productores, los proveedores, los comercializadores, las instituciones financieras. La composición de los foros varía según el tema abordado (gas, nuclear, etc.).

### **CUADRO 2.6 La cooperación de los reguladores**

#### **CEER y ERGEG**

El Consejo de reguladores europeos de la energía (*CEER: Council of European Energy Regulators*) y el Grupo de reguladores europeos de la electricidad y el gas (*ERGEG: European Regulators Group for Electricity and Gas*) fueron creados para facilitar la cooperación entre los reguladores de la energía en Europa.

Estos dos organismos *tienen un objetivo común*: contribuir a la realización del mercado interior de la energía en Europa, competitivo, eficaz y durable. Los trabajos del CEER y de ERGEG están intrínsecamente ligados.

Las principales diferencias entre CEER y ERGEG residen en su composición, su papel frente a la Unión Europea (UE) y las partes interesadas activas en el sector energético de Europa.

#### **CEER: “cooperación entre reguladores nacionales”**

La cooperación entre los reguladores en el seno de CEER, sujeto de derecho belga, está basada en un acuerdo voluntario entre los reguladores de los 27 Estados miembros, Islandia, Liechtenstein y Noruega. CEER actúa también como órgano preparatorio de los trabajos de ERGEG.

#### **ERGEG: “asesor de la Comisión Europea”**

ERGEG fue creado por la Comisión Europea en noviembre de 2003 (1), como grupo consultivo oficial para toda cuestión relativa al mercado interior de la energía. Los miembros de ERGEG son los reguladores de los 27 Estados miembros de la UE.

Con la creación de la Agencia de cooperación de los reguladores de la energía (ACER, julio 2009), ERGEG debería desaparecer ya que sus funciones en principio serían tomadas por ACER.

### **Agencia de Cooperación de Reguladores de la Energía (ACER (2))**

El Reglamento europeo del 13 de julio de 2009 creó HACER (3), organismo comunitario dotado de personalidad jurídica que tiene como objeto “ayudar a las autoridades (nacionales) regulatorias (...) a ejercer a nivel comunitario las tareas reglamentarias efectuadas en los Estados miembros y, si fuera necesario, a coordinar su acción” (art. 1 del Reglamento). En el marco de sus competencias, ACER puede asesorar a la Comisión europea. También puede, a pedido de la Comisión emitir su opinión sobre cuestiones técnicas. Sus principales tareas son las siguientes:

- Contribuir al buen funcionamiento del mercado interior de la energía;
- Supervisar los mercados, incluyendo el precio minorista de la electricidad y el gas, el acceso a las redes (incluyendo el de la electricidad producida a partir de fuentes renovables), y el respeto del derecho de los consumidores;
- Completar y coordinar el trabajo de las autoridades nacionales regulatorias (ANR);
- Promover la cooperación entre las ANR a nivel regional y comunitario. Si ACER estima que son necesarias reglas más severas, formula las recomendaciones apropiadas a la Comisión;
- Supervisar la cooperación regional de los operadores de las redes de transporte a nivel europeo (ENTSOE y ENTSOG (4)) y vigilar la ejecución de sus tareas;
- Participar en la creación de reglas europeas para las redes (códigos de redes);
- Tomar decisiones individuales restrictivas sobre los términos y condiciones de seguridad operativa y acceso a las infraestructuras transfronterizas si las ANR no logran ponerse de acuerdo;

Las tareas de ACER complementan las de las ANR y se aplican a partir de marzo de 2011.

ACER está compuesta por:

- un Consejo de Administración de nueve miembros nombrados por el Consejo (cinco miembros), el Parlamento europeo (dos miembros) y la Comisión Europea (dos miembros). Vigila el buen funcionamiento de ACER (presupuesto, programa de trabajo, informe anual, etc.);
- un Consejo de Reguladores con representantes de alto nivel de las ANR (un representante por Estado miembro) y un representante de la Comisión Europea (sin derecho a voto). En la práctica, la mayor parte de las decisiones de ACER son preparadas y aprobadas por el Consejo de Reguladores;
- un Director designado por el Consejo de Administración, requiere aprobación del Consejo de Reguladores. Tiene a su cargo la gestión y la representación de ACER;
- una Comisión de Recursos

(1) Decisión del 11 de noviembre de 2003, 2003/796/CE

(2) Agency for the Cooperation of Energy Regulators

(3) Reglamento 713/2009 del 13 de Julio de 2009, instituye una agencia de cooperación de reguladores de la energía, JOUE L, 211, 14 de agosto de 2009

(4) *European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSOE) y European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG).*

Tabla 2.3						
Nombre	Foro regulador de la electricidad "Foro de Florencia	Foro Regulador del gas "Foro de Madrid	Foro de los ciudadanos por la energia	Foro sobre los combustibles fosiles	Foro europeo sobre la energia nuclear	Foro europeo sobre eficiencia energetica y renovables
Lugar de reunion	Florencia o Roma	Madrid	Londres	Berlin	Alternan Praga y Bratislava	Amsterdam ((2005-2008) Bucarest (2009)
Campo de actividad	Electricidad	Gas	Derechos del consumidor	Combustibles fosiles	Energia Nuclear	Eficiencia energetica y energias renovables
Objetivo	Contribuir a la realizacion de un verdadero mercado interno de la electricidad. Temas tratados: * intercambios transfronterizos de la electricidad; * su tarificacion; * la asignacion y gestion de la capacidad de las interconexiones; * los obstaculos tecnicos y comerciales a la creacion de un mercado electrico europeo operativo.	Contribuir a la realizacion de un verdadero mercado interno del gas. Temas tratados: * intercambios transfronterizos de gas; * su tarificacion; * la asignacion y gestion de la capacidad de las interconexiones; * los obstaculos tecnicos y comerciales a la creacion de un mercado europeo de gas operativo.	Mejorar el funcionamiento de los mercados minoristas con particular acento en la proteccion de los derechos de los consumidores. Temas tratados: * cambios de proveedores de energia; * transparencia de las facturas; * medidores inteligentes; * proteccion de los consumidores mas vulnerables	Debatir el papel de los combustibles fosiles en el marco del cambio climatico, de la seguridad de abastecimiento y de la dimension exterior de la politica energetica	Alentar una amplia discusion sobre los temas de transparencia como asi tambien los riesgos y oportunidades de la energia nuclear	Tratar los temas relativos a la eficiencia energetica ("new energy efficiency action plan") y los desafios a vencer para alcanzar el objetivo del 20% de energias renovables en el ano 2020

#### 2.4.6 La regulación en un sistema liberalizado

Un tema que es muy importante definir es el modo de coexistencia entre actividades reguladas (porque se mantienen como monopolios naturales) y actividades competitivas en el seno de un mismo sistema energético.

Las directivas europeas de liberalización de los mercados del gas y de la electricidad ofrecen un ejemplo interesante de este tipo de problemas. Ilustraremos el razonamiento sobre la nueva estructura del mercado de la electricidad y más específicamente sobre las operaciones de transporte.

El debate ha sido muy animado sobre el nivel necesario de separación entre actividades de red y producción y venta, ya sea a nivel operativo, administrativo o de propiedad de las acciones (“unbundling”).

La regulación de una empresa de transporte de electricidad y, precedentemente, de un sistema eléctrico integrado tienen un punto en común: las dos empresas son/eran monopólicas aplicando tarifas que, por el nivel de sus precios, tienen influencia sobre el excedente colectivo. Actualmente, la regulación de un “monopolio de transporte” debe estar basada en una maximización de este excedente. Pero hasta allí podemos continuar con la analogía.

Si la *reducción de costos* (misión esencial decidida por, o impuesta, a los reguladores) es un objetivo importante para orientar la regulación de sociedades de transporte, no puede en ningún caso ser suficiente: el transporte asegura *el acceso de la producción a la venta y viceversa*. El principal objetivo será entonces dotar al operador de transporte de una regulación que asegure el buen funcionamiento de los *dos segmentos del mercado que están en competencia* y que, de alguna forma, vincula. El excedente que la regulación debe esforzarse en maximizar no es el resultado solamente de la reducción de los costos de transporte, sino de *la mejora del funcionamiento* de las actividades de producción y venta. Lo mismo podemos postular para el mercado del gas.

A nivel de principios, esto implicaría trasponer la teoría de la regulación de un paradigma de *dos actores* (un “principal”: el regulador y un “agente”: el transportista regulado) a una situación que integra *tres niveles*: el regulador, el transportista regulado y las compañías en competencia en la producción y la venta. Puede estimarse que hoy no existe un dispositivo teórico que resuelva esta ampliación, en el marco de la teoría de los contratos (Y. Smeers, 2009).

Puede mobilizarse otro enfoque de teoría económica: el de “two-sided markets”, los mercados de dos caras. Esta teoría (J.C. Rochet, J. Tirole, 2006) nos lleva a considerar una red de transporte como una *plataforma*, organizando los intercambios para los cuales los productores (de todas las tecnologías) y consumidores (de todo tipo) se *benefician el uno del otro*. La red permite acceder a un conjunto completo de servicios para *estas dos poblaciones* (transporte, flexibilidad, servicios auxiliares, etc.). La teoría se pregunta sobre las condiciones de tarificación que pueden



atraer un máximo de agentes de los dos tipos a esta “plataforma”<sup>48</sup>. Los resultados son muy complejos y nos dejan dos conclusiones fundamentales:

- solo la remuneración del *costo del transportista* en ningún caso es suficiente (cf. supra);
- la tarificación debería ser *diferenciada por agente* (productores, compradores) y no se aplica el principio de “no discriminación” como lo estipulan, sin embargo, las directivas europeas.

Estas conclusiones son muy importantes desde el punto de vista político: sugieren que es necesario renunciar a los simplismos y definir “jerarquías de misión” a los reguladores más completas que la minimización de costos y, por otra parte, revelan una insuficiencia perjudicial en uno de los principios de estas directivas.

## 2.5 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MERCADOS ENERGÉTICOS

Los mercados energéticos presentan, desde el punto de vista de sus características *técnicas*, similitudes o contrastes significativos?

Algunos de entre ellos están más vinculados que otros a mercados que se presentan como cercanos, los *commodities*, por ejemplo?

Abordaremos brevemente estos interrogantes a continuación, refiriéndonos siempre a tres elementos que estructuran un mercado: la *naturaleza* del bien objeto de comercio; el *lugar* y la *forma* del comercio. Para cada fuente de energía, en los capítulos especializados profundizaremos estos diferentes aspectos.

### 2.5.1 La emergencia de los mercados

Los mercados de las diferentes formas de energía se desarrollaron en épocas muy distintas, siguiendo formas específicas y por razones en general diversas. Esto tiene que ver esencialmente con la *naturaleza* propia de los bienes. El nivel y la evolución de los costos de transporte y de almacenamiento o la mayor o menor proximidad de los centros de producción y de venta han jugado un papel particularmente determinante. La producción, compra y venta de petróleo tomaron rápidamente forma de un mercado, incluyendo su configuración internacional, habida cuenta de un cierto número de elementos (J. Percebois, 1989), entre los que se destaca la distancia geográfica entre centros de producción y consumo, costos de transporte y almacenamiento flexibles y abordables, pero también la voluntad estratégica de *adelantarse*, o de suscitar la aparición de una demanda y por lo tanto multiplicar la oferta de diferentes “productos petroleros”, capaz cada uno de ellos de crear su propio mercado antes, por ende, que el petróleo crudo pudiera ser considerado un bien de mercado propiamente dicho. Todos estos mercados se encuentran hoy en día globalizados.

---

<sup>48</sup>Como por ejemplo, una plataforma de gestión de un sistema de cartas de crédito: cuales son las tarifas a aplicar a cada uno de los dos “intervinientes” del mercado.

El carbón, por el contrario, se adaptó durante largo tiempo a la demanda más que si la hubiera generado, lo que explica – con la distribución geográfica menos heterogénea de los recursos – que, aún si los intercambios internacionales fueran importantes desde fines del siglo XIX, el mercado internacional de carbón apareciera mucho más tarde.

La industria del gas natural, solo puede ser calificada como “mercado” desde hace unos veinte años, al menos en Europa. De local se ha ido transformando progresivamente en nacional a través de las redes de gas natural, luego continental con los grandes sistemas de transporte y finalmente global, si tenemos en cuenta el desarrollo del gas natural licuado (GNL, ver capítulo 4).

Las inversiones extremadamente pesadas que requieren estos proyectos condujeron durante mucho tiempo a que los productores, por un lado, y los compradores/vendedores activos en Europa, por el otro, basaran sus relaciones comerciales sobre contratos de largo plazo. Recientemente se desarrollaron los denominados “hubs” gasíferos en Europa y la dimensión del mercado creció en importancia (ver 2.5.5). Inversamente, habida cuenta la gran cantidad de productores locales, y de la relativa proximidad de la demanda, la industria del gas natural en los Estados Unidos hace mucho tiempo que adoptó la forma de un mercado, con transacciones basadas en los *hubs* de referencia (por ej. Henry Hub en Texas). En el otro extremo geográfico, las regiones asiáticas, por su alejamiento y la casi ausencia de producción local son todavía hoy, esencialmente, estructuras de relaciones bilaterales productores/compradores antes que un mercado propiamente dicho.

El caso de la *electricidad* es un extremo: fundada históricamente en una práctica de planificación centralizada de los equipamientos (centrales de producción, líneas de transporte,...) y en general integrada por monopolios legales, esta industria conoció una repentina evolución a fines de los años '80, específicamente en Europa, bajo la doble evolución de la tecnología (turbinas de ciclo combinado a gas) y de las orientaciones políticas e institucionales (*primacía* del mercado en *todos* los sectores, y competencia como motor último, o único de la eficacia económica). La estructura de la industria se ha visto convulsionada, no sin dejar abiertas algunas cuestiones que trataremos más detalladamente en el capítulo 5.

El mercado del *uranio* para las centrales nucleares es muy particular. Después de mucho tiempo y hasta 2002, la producción mundial se elevaba a casi 36.000 tU para satisfacer una demanda de 60.000 tU, la diferencia era esencialmente cubierta por la destrucción de armas nucleares rusas principalmente y la liberación del uranio allí almacenado. Esta situación permitiría un equilibrio global oferta-demanda hasta el año 2013, pero algunas circunstancias particulares han modificado estos parámetros. Estos cambios obligaron a suspender los desarrollos mineros necesarios para sostener la producción en el *largo plazo*.

### **2.5.2 La formación de precios**

Los mercados energéticos, como los mercados financieros o los commodities, adoptan numerosas formas de “precio”, en función de la naturaleza del intercambio que se trata de equilibrar.

En primer lugar, consideraremos lo que se llama *precio spot*, que es en forma general, aquel que caracteriza una transacción correspondiente a una opción de compra-venta contra entrega inmediata.

Los contratos *spot* se cierran por mutuo acuerdo entre comprador y vendedor (a veces puede intervenir una cámara de compensación), siendo cada contrato específico del producto y del volumen comercializado, del lugar de entrega, de las modalidades de pago y de la calidad del producto. Existen por lo tanto tantos precios como contratos. Dada la total descentralización de los mercados *spot*, no existe una fuente oficial de información sobre las transacciones realizadas y estos precios “al contado” son poco transparentes.

Resulta interesante examinar brevemente y comparativamente la aparición, *el mecanismo de formación y el significado económico de estos precios spot* para cada una de las fuentes energéticas. En particular la forma de interacción entre oferta y demanda para determinar estos precios y cual es su lugar respecto del costo marginal de producción del bien en cuestión.

### **A El petróleo**

En el negocio petrolero, el mercado *spot* se desarrolló en forma relativamente tardía respecto a otros “*commodities* globales”, como consecuencia de su estructura oligopólica y de la fuerte integración vertical de la industria petrolera. Hasta el primer shock petrolero (1974), casi la totalidad del petróleo crudo era objeto de contratos de comercialización de largo plazo con precios estables (ver capítulo 3). Existía un mercado *spot*, pero se trataba de un mercado de respaldo en el cual se comerciaban solamente *productos terminados*, pero no petróleo crudo. Su papel consistía en permitir la evacuación de las cantidades excedentarias refinadas localmente. Contrariamente, en la actualidad las cotizaciones *spot* se han afirmado como *precios directores* ya que son la resultante del encuentro directo e instantáneo de la oferta con la demanda reflejando en forma continua la percepción que los operadores tienen del equilibrio del mercado físico. No obstante ello, si bien los precios instantáneos proveen una mejor información sobre el valor real de un barril, se caracterizan también por una *importante volatilidad*. Efectivamente, reaccionan inmediatamente ante la menor información susceptible de afectar la producción o el consumo, o su percepción por parte del mercado.

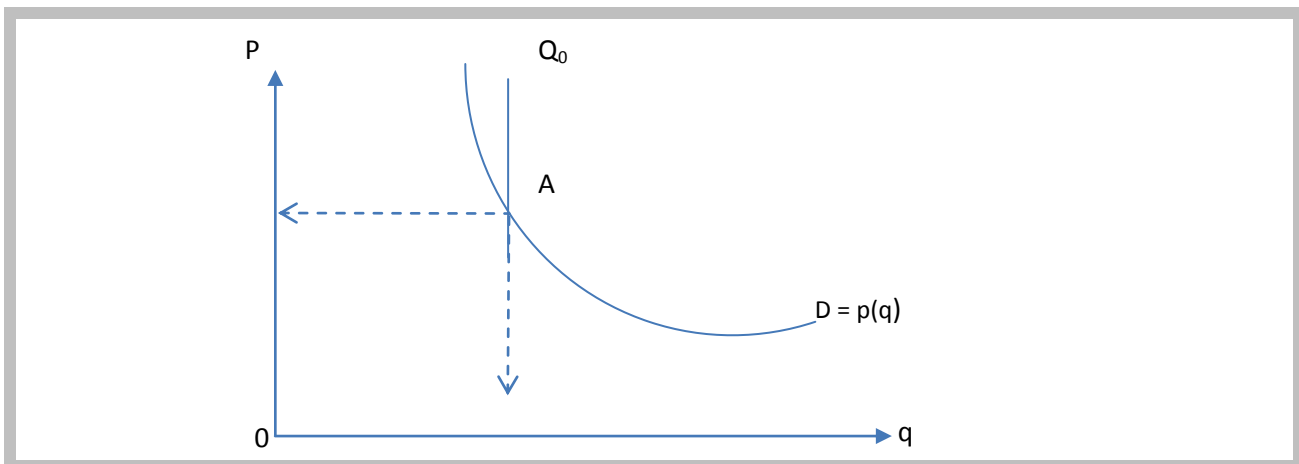
El precio *spot* refleja el equilibrio instantáneo entre oferta y demanda mundial, pero también se ve influenciado por diferentes *anticipaciones* a corto y mediano plazo. Estos dos mecanismos reposan sobre la existencia de los stocks petroleros

Desde un punto de vista teórico, el costo de producción del barril aumenta con las cantidades producidas (fig. 2.18) mientras que la utilidad del consumidor decrece cuando los volúmenes aumentan. La intersección de las curvas de oferta y demanda define el par precio-cantidad de equilibrio.

A corto plazo, *la producción de petróleo es poco elástica al precio* porque la explotación de un yacimiento no se puede suspender o retomar instantáneamente y sin costo<sup>49</sup>. En particular, el precio del mercado debe caer por debajo del costo operativo –relativamente bajo por lo esencial de la producción mundial, del orden de los 90 millones de barriles/día y superior a 30 u\$s solamente para 0,7 millones de barriles/día- para que por un lado la producción de un pozo se detenga. El ajuste coyuntural entre oferta y demanda petrolera se realiza principalmente mediante los stocks: cuando el consumo excede a la producción, los precios *spot* aumentan para incitar a los poseedores de stocks a liberarlos; bajan en periodos de sobrecapacidad hasta que un operador esté dispuesto a comprar el petróleo para almacenarlo y revenderlo más tarde.

Cuanto más largo resulta un periodo de precios altos (bajos) mayor es el incentivo de la OPEP para incrementar (disminuir) sus cuotas de producción; una vez que se ha tomado la decisión, se necesitan una treintena de días hasta que sea efectiva (implementación o desactivación de las instalaciones y demoras en el transporte). En consecuencia, en el *corto plazo*, las variaciones de stock reflejan directamente la evolución del equilibrio entre oferta y demanda y constituyen el principal determinante de los precios *spot*.

A mediano plazo (entre uno y tres años), producción y consumo pueden ajustarse. Los costos de producción y la elasticidad demanda/precio juegan aquí un papel fundamental en la determinación de las anticipaciones de precios, que se ven reflejadas en gran medida en las cotizaciones llamadas “a término”. Las variaciones de precios sobre los mercados *spot* y de *futuros* están fundamentalmente vinculadas unas a otras, ya que la posibilidad de almacenar petróleo permiten las operaciones de arbitraje intertemporales. El diferencial entre el precio al contado y el precio a término depende de la visión que los operadores tienen de la evolución del equilibrio físico entre la oferta y la demanda, y por ende del interés relativo de mantener una dotación de stocks.



**Figura 2.18 El punto A es el punto de equilibrio determinado por el precio spot instantáneo (Q incluye los costos operativos; D incluye las necesidades inmediatas de la demanda de alimentación de los stocks.)**

<sup>49</sup> Los stripper wells, en los Estados Unidos, constituyen la principal excepción: maduras y amortizadas, estas instalaciones están caracterizadas por tener costos operativos elevados (entre 55 y 70 u\$s/barril) y constituyen la oferta marginal (alrededor de 2000 barriles/día)

## **B El gas**

El comercio del gas natural obedece a una lógica sensiblemente diferente. Los mercados *spot* se desarrollaron aquí más tardíamente, con excepción de los Estados Unidos, aunque su importancia va en aumento. En Europa, el precio del gas está en la mayor parte de los casos indexado contractualmente al precio de los productos petroleros; en los Estados Unidos, el principio de la indexación formal sobre el precio del petróleo fue abandonado pero el precio *spot* del gas estuvo durante mucho tiempo fuertemente correlacionado en el largo plazo, al precio del fuel-oil pesado y del gas oil doméstico, en ambos casos con bajo tenor de azufre, a pesar de apartamientos a veces importantes de corto plazo ligados a las especificidades de la oferta y la demanda de gas.

La lógica que explica la formación del precio *spot* del petróleo se aplica también al precio del gas, pero el mercado gasífero es más complejo y se deben tener en cuenta algunos factores específicos del mismo.

Como en el caso del petróleo, el precio *spot* expresa el equilibrio instantáneo entre oferta y demanda que reflejan las variaciones de stock, y al mismo tiempo las posibilidades de arbitraje intertemporal entre las anticipaciones de precio y el costo (de 4 a 6 €/MWh en general) o el beneficio del almacenamiento.

Por el contrario, el comercio de gas presenta características que introducen restricciones. En primer lugar, el gas es un producto más difícil a transportar y su mercado no está unificado, como mencionamos anteriormente. Además, estos mercados se distinguen por lógicas diferentes, con un nivel de maduración es muy variable.

En *Europa continental* recordamos que los intercambios reposan en general sobre contratos de largo plazo cuyo precio depende de fórmulas de indexación referidas al precio de las energías en competencia (principalmente los productos petroleros). En promedio, estos contratos permiten una flexibilidad máxima sobre el volumen comercializado a discreción del comprador. En consecuencia, los precios de los contratos de largo plazo constituyen un techo para el precio *spot* en periodo de oferta excedentaria, y un piso en periodo de *tensión* de abastecimiento. El mercado *spot* representa entre el 5% y el 20% de los intercambios en función de los países. En el corto plazo, los precios van a depender principalmente del equilibrio oferta/demanda. El primer factor explicativo de los ciclos de *demanda* en Europa es la *temperatura*: los sectores residencial y terciario utilizan principalmente el gas natural para satisfacer sus necesidades de calefacción y calor, y por ende su consumo está correlacionado con la temperatura, especialmente durante los meses de invierno (fig. 2.19).

*Desde el punto de vista de la oferta*, el costo de acceso al recurso va, en orden creciente, de la producción local a las importaciones por gasoducto y GNL. La inyección desde el almacenamiento es solicitada en los momentos pico de la demanda.

*El mercado spot juega un papel director en los Estados Unidos*, a diferencia de Europa, directamente (alrededor del 30% de los intercambios) o indirectamente (los contratos de largo plazo están generalmente indexados al precio *spot*). Por esta razón, los precios resultan en este mercado netamente más volátiles.

En el mercado asiático no existe un lugar de mercado organizado, es el mayor demandante de GNL (65% de los cargamentos totales, en dirección principalmente de Japón, Taiwán, y Corea del Sur). Los contratos de largo plazo son en este mercado, generalmente indexados sobre el precio medio del petróleo importado por Japón. El desarrollo del comercio de GNL podría permitir una convergencia de los precios del gas sobre los tres segmentos del mercado, por lo menos en periodos de tensión de abastecimiento.

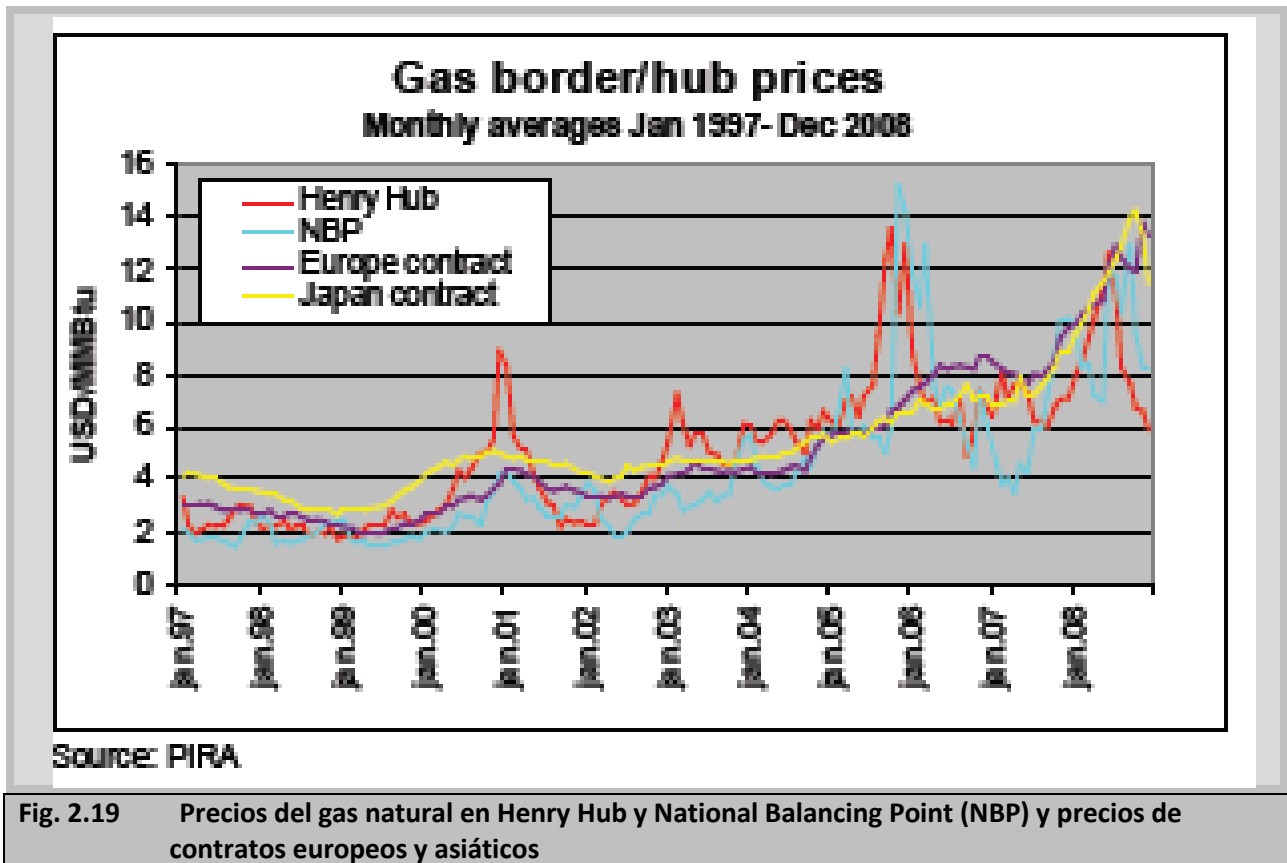


Fig. 2.19 Precios del gas natural en Henry Hub y National Balancing Point (NBP) y precios de contratos europeos y asiáticos

### C El carbón

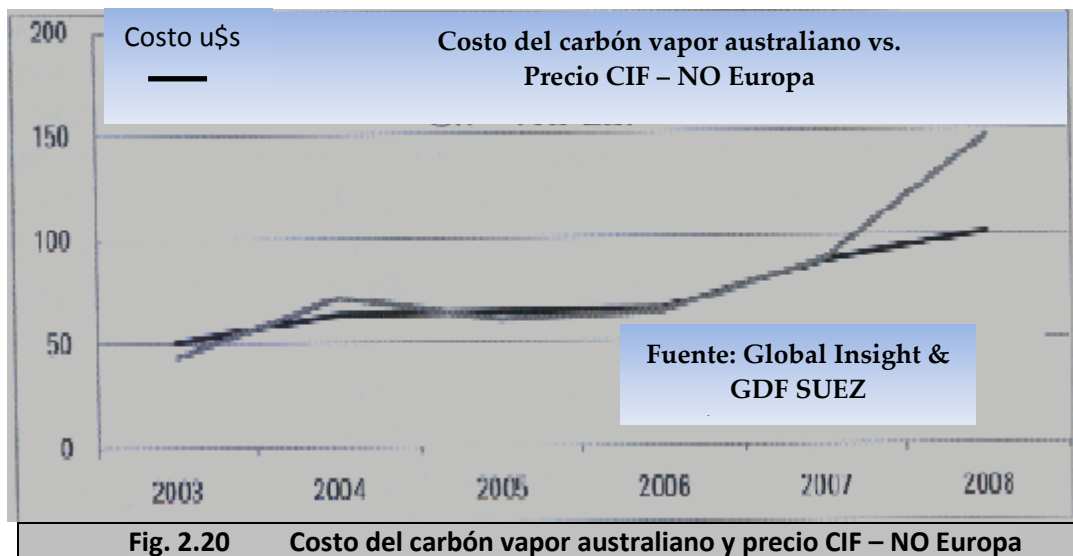
El *mercado del carbón* se ha ido asemejando al del petróleo, con algunas especificidades como una menor transparencia, una mayor importancia del flete en la formación de precios y una diferenciación técnica más neta entre calidades de productos ofrecidos (*naturaleza* del producto).

Muchos elementos llevan a considerar el mercado del carbón como un mercado competitivo. En los años 1980, el “proveedor marginal” eran los Estados Unidos, en la actualidad este país ha sido reemplazado por Australia, dada sus reservas y sus costos de producción. El costo marginal de la producción australiana es el que determina, en combinación con los costos de transporte, también formados en un mercado competitivo, el precio del carbón sobre el mercado del Pacífico (“Newcastle Price”). El mercado ARA (Amsterdam-Rotterdam-Amberes) refleja el costo de transporte y la cotización del carbón sudafricano. (“Richard’s Bay”). Entre estos dos centros de

producción, hay un arbitraje que es función de los costos de transporte y de la demanda regional. Productores como Sudáfrica, Rusia, Colombia, etc. son tomadores de precios en la cuenca del “Atlántico”, de igual forma que China, o Indonesia sobre la cuenca del “Pacífico”.

Entre los años 2003 y 2007, se insinúa una cierta correlación entre el costo marginal del productor marginal, los costos de transporte y el precio (fig. 2.20).

Este vínculo indicativo entre precio y costos no resistió, sin embargo, un alza fuerte y continua de la demanda, asociada a una respuesta demasiado lenta de la oferta, a un incremento en las tarifas de transporte como así también algunos fenómenos coyunturales. En este caso una vez más, la comparación oferta-demanda es la que prevaleció.



#### **D La electricidad**

La electricidad se distingue de las otras formas de energía en que es producida a través de un *proceso industrial sin el cual simplemente no existiría*. El carbón, el petróleo y el gas son bienes que también alimentan distintos procesos, pero “existen” independientemente de estos. Estas materias primas son, por otra parte, utilizables en campos distintos a la producción energética (siderurgia, química, petroquímica, etc.).

En este marco generalmente se califica a la electricidad como *energía secundaria*, término que se trata de relativizar, ya que ciertos métodos de producción de electricidad utilizan energías “primarias”, que no son utilizables en otras industrias (fisión del uranio, energía cinética del viento, diferencias de altura de cursos de agua, etc.). Volveremos sobre esto en el capítulo 5.

La *naturaleza* de este bien particular tiene una consecuencia: si el proceso se detiene, la electricidad cesa *inmediatamente* de ser producida. La electricidad *no es almacenable* y esta es su característica distintiva esencial.

Existen otros bienes que no son almacenables? Por ejemplo, en las actividades llamadas “de redes”, la aparente falta de posibilidad de almacenar el bien puede resolverse mediante colas de espera o producir congestión. Un embotellamiento en una autopista, por ejemplo, es una cola de espera y se asemeja a un “almacenamiento” transitorio.

Se pueda agregar que las reservas de hotel o de asientos en un avión también son “bienes” no almacenables. Sin embargo, hay una diferencia fundamental entre la imposibilidad de almacenar habitaciones de hotel y la electricidad. Un hotel funciona perfectamente un fin de semana con la mitad de sus habitaciones vacías. Pero un sistema eléctrico no puede hacerlo más que algunas milésimas de segundo con una producción igual al doble o a la mitad de la demanda. De igual forma, un avión no se estrella si vuela con la mitad de sus asientos vacíos; un sistema eléctrico se “estrella” (ver anexo al capítulo 5) si la producción excede a la demanda o viceversa. Existe una diferencia entre una *situación de acumulación débil*, como la de los hoteles o aviones, y la *ausencia fuerte de almacenamiento*, que es característica de los sistemas eléctricos.

Esta ausencia de posibilidad de almacenamiento implica la posibilidad de la existencia de un equilibrio de corto plazo con la mitad de las habitaciones libres y el precio de las habitaciones no negativo. Pero la imposibilidad de almacenamiento de la electricidad puede requerir *en ciertos momentos precios negativos para establecer un equilibrio* sobre este mercado tan particular. La diferencia reside en la hipótesis denominada de “libre disposición” (“free disposal”) que caracteriza la imposibilidad de almacenamiento de la electricidad. La no-almacenabilidad fuerte es la combinación de la no-almacenabilidad débil y la ausencia de “libre disposición” (ver cuadro 2.7).

Estos conceptos son importantes si se quiere analizar detalladamente la existencia y la forma de equilibrios sobre este mercado.

El aparato productivo de la electricidad (el *proceso*) presenta aun otras características que, técnicamente, serán estudiadas posteriormente y que determinaran particularidades esenciales en el equilibrio de los intercambios comerciales.

### **CUADRO 2.7** **Las hipótesis olvidadas**

La teoría del equilibrio general, que determina las condiciones de existencias, de unicidad y de estabilidad de un sistema de precios que verifica la adecuación entre oferta y demanda sobre los mercados, está basada en varias hipótesis restrictivas.

Las principales son bien conocidas porque conciernen a los comportamientos de los agentes económicos o el carácter supuesto de los productos y del mercado: no-interacción entre agentes, homogeneidad de los productos, información perfecta y libre entrada y salida del mercado para todos los agentes.

Otras son más *técnicas* y condicionan la validez de los métodos analíticos utilizados para establecer las características del equilibrio. Ellas son en general consideradas satisfechas sin un verdadero examen crítico, porque se considera a priori que no tienen incidencia “práctica”.



El sector energético –y en particular la economía de la electricidad- muestra sin embargo muchas situaciones en las cuales estas hipótesis no se cumplen, con consecuencias importantes sobre las características de los mercados.

A continuación se presentan dos hipótesis que afectan la estructura del conjunto de la producción: el “free disposal” y la convexidad.

### 1 La hipótesis llamada de free disposal (“libre disponibilidad”)

En la sección 2.3.2.1, supusimos que para cada combinación de factores de la producción  $(x_1...x_n)$ , cualquier producción  $y' \leq y(x_1... x_n)$ , era técnicamente posible.

La *función de producción* quedaba así definida como la frontera del *conjunto de producción*  $Y$ , estando este formado por *todos los puntos de la superficie comprendida* entre  $y(x)$  y el eje de abscisas (fig. 2.21).

En términos matemáticos, esta situación se describe de la siguiente forma: si llamamos  $y'$  a una combinación de factores que produce *como máximo* la misma cantidad de producto utilizando *al menos* la misma cantidad de factores, entonces:

$$y' \in Y \Rightarrow y' \leq y \in Y$$

lo que significa que para *todo input*  $x_0$  del factor  $x$ , se podrá técnicamente obtener como máximo una producción  $y$ , pero también *cualquier otra cantidad de producción*, siempre que:

$$y_1 < y_0$$

En resumen, para cualquier input  $x_0$ , se puede “producir y sacar” o “producir y almacenar gratuitamente” *cualquier producción*  $y_1 < y_0$  (“libre disposición”).

Cuando esta hipótesis no se verifica, para *cada input*  $x_0$  corresponde *uno y solo un output*  $y_0$ : con  $x_0$  técnicamente se puede producir  $y_0$ , nada más ni menos. En este caso, el conjunto de la producción  $Y$  y la función de producción  $y$  coinciden (fig. 2.22).

Este es el caso de conjuntos de la producción en el mercado de la electricidad: *la hipótesis de “free disposal” en este caso no se verifica*

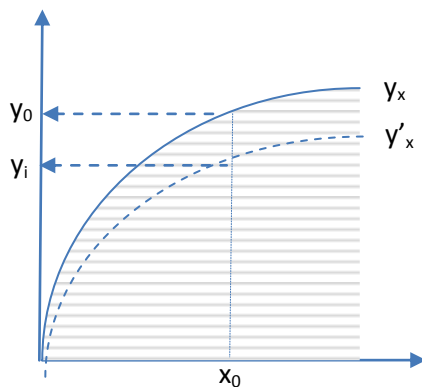


Fig. 2.21

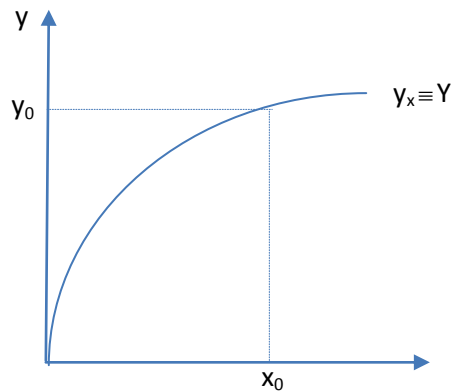


Fig. 2.22

## 2 La convexidad

La construcción de un equilibrio de mercado supone también que los conjuntos de producción son *convexos*, es decir que verifican (fig. 2.23):

$$\forall y_1, y_2 \in Y \Rightarrow \lambda y_1 + (1 - \lambda) y_2 \in Y;$$
$$\forall \lambda \in [0, 1]$$

La *no convexidad* de los conjuntos de producción hace a la construcción, e incluso a la existencia de un (precio de) equilibrio mucho más incierto. Particularmente, no se puede, en este caso, asegurar que existe un precio positivo ( $p > 0$ ) que realice el equilibrio del mercado (el market clearing price).

El *mercado eléctrico* ofrece también aquí interesantes situaciones de no-convexidad. Por ejemplo, una central de generación eléctrica se caracteriza por una potencia desarrollable máxima (en MW), pero también una potencia *mínima* (el “mínimo técnico”), por debajo de la cual no puede funcionar por razones técnicas. El conjunto de producción, habida cuenta también de la ausencia de hipótesis de *free disposal*, toma entonces la forma de la figura 2.24.

Está compuesto por el segmento AB sin pasar por el origen, y no es convexo.

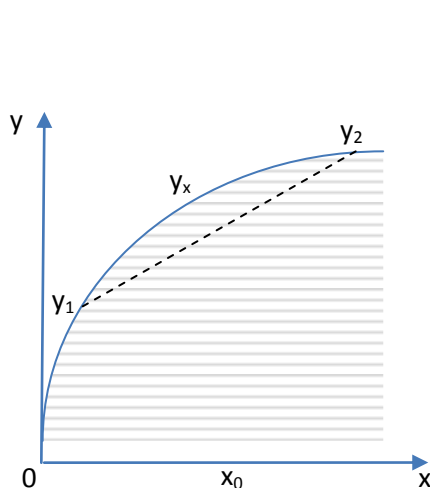


Fig. 2.23

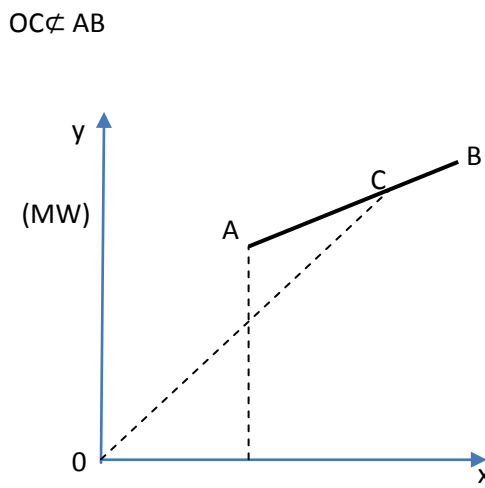


Fig. 2.24

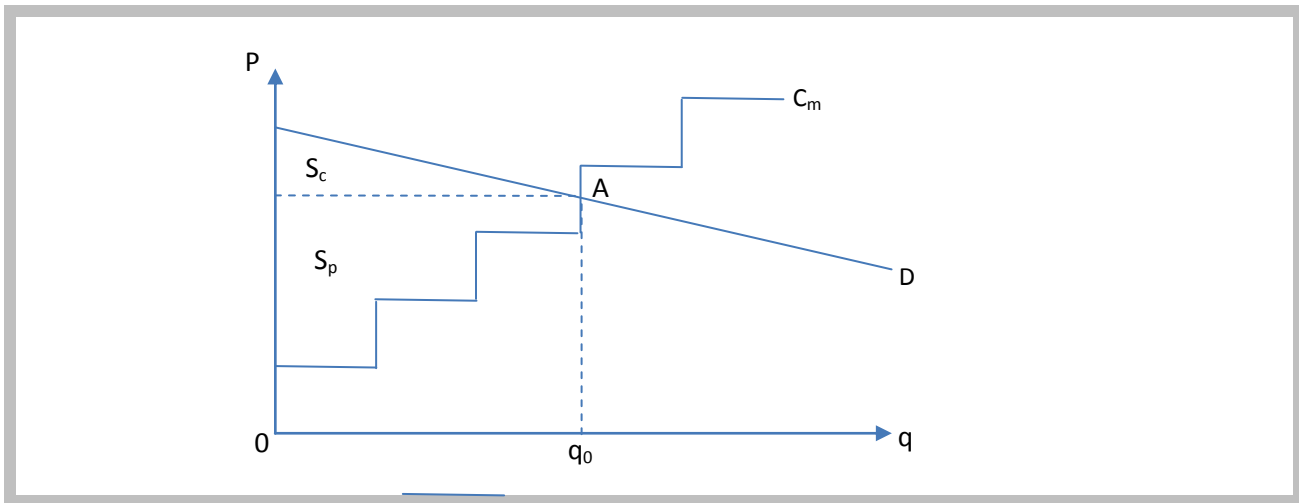
Existen otros tipos de no-convexidad en este mercado: los costos fijos de arranque de una central o incluso tiempos mínimos de funcionamiento y de parada de la máquina. Mostraremos (capítulos 5 y 10) que estas características nos pueden llevar a diferentes conclusiones:

- el mercado puede no tener precio de equilibrio;
- si este precio existe, puede ser distinto del costo variable de la máquina marginal ( $p \neq C_m$ );
- en ciertos casos, el precio de equilibrio puede ser negativo.

Algunos operadores de redes han mostrado ser conscientes del impacto de esta no-convexidad en la explotación del sistema: el MidWest ISO, por ejemplo; también la agencia reguladora de los Estados Unidos, la FERC. En Europa se aceptaron sus efectos muy recientemente.

Destaquemos en este punto que si la producción óptima de electricidad corresponde, como en otros mercados. A la aplicación sucesivas de instrumentos de producción (o de contratos) por orden decreciente de eficacia productiva (ver fig. 2.25), el mecanismo de “price discovery” (en realidad el mecanismo de “prueba y error Walrasiano” del equilibrio económico clásico) *no puede funcionar con la suficiente rapidez* como para determinar el punto de equilibrio A, teniendo en cuenta la característica física esencial del sistema, la fuerte restricción planteada por la imposibilidad de almacenamiento. Se trata de encontrar un equilibrio *instantáneo* (“en un segundo”), lo que no es posible si su definición depende de un grupo de agentes en relaciones directas, concepto que define precisamente “el mercado”.

Sera necesario entonces *intercalar* entre los agentes un *sistema* (algoritmo de despacho) encargado de calcular un precio instantáneo de equilibrio, si existe, maximizando el excedente de los productores  $S_p$  y de los consumidores  $S_c$ .

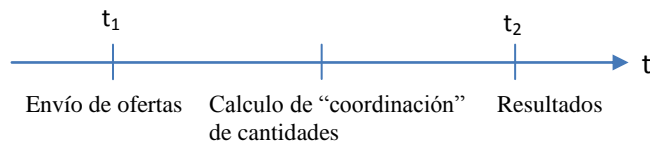


**Figura 2.25**

Retomando la analogía precedente, se trataría de coordinar en un *segundo* la totalidad de las demandas de las habitaciones de hotel que llegan de todo el país con todas las ofertas de alojamiento disponibles, teniendo en cuenta además las restricciones de transporte.

Recordemos que en este tipo de casos extremos de coordinación de la economía, Milgrom y Roberts (1992), demostraron que la coordinación por las cantidades era probablemente la opción más ventajosa, la necesidad tiene cara de hereje si podemos definirlo de esta manera (ver también Cuadro 2.1 para la electricidad).

En forma más técnica, W. Hogan traduce esta definición para los mercados eléctricos mediante el concepto de “*coordinación por competencia*”: en el tiempo  $t_1$ , las ofertas son remitidas por los actores que desean participar en este mercado, luego el “despacho” *calcula* el equilibrio correspondiente y en  $t_2$  *informa* a los participantes del equilibrio que se ha determinado.



Aquí nos vamos a limitar a estas nociones descriptivas, para volver sobre estos temas en el capítulo 5 sobre sus implicancias económicas, estratégicas e institucionales.

Por supuesto, la imposibilidad de almacenamiento que es una fuerte restricción de la electricidad respecto a otras formas de energía debe ser un poco relativizada en la práctica. En efecto, no es necesario asimilar automáticamente *ausencia de posibilidad de almacenamiento con disponibilidad*. Por ejemplo, en el sector del gas, otra industria de redes, el hecho de disponer de un stock de reservas importantes en tierra en Rusia no excusa a un vendedor u operador de redes activos en el oeste del continente europeo de verse enfrentado también a problemas de equilibrio en un momento dado. Deberá también proceder a un una especie de “equilibrio de cantidades”, teniendo en cuenta el tiempo necesario para llevar, a través de las redes, el gas necesario a las zonas de consumo (el *lugar*). No obstante ello, estas situaciones de coordinación son *mucho menos extremas* que en el caso de la electricidad, habida cuenta de la existencia de restricciones *temporales* muy diferentes: perturbaciones más lentas, disponibilidad de “line pack”, el gas existe al interior de los gasoductos y puede llevar a resolver situaciones difíciles, etc., parámetros que no están disponibles un operador del parque de producción o de las redes de transporte de electricidad.

En términos generales, el problema que se plantea es la cuestión de los *tiempos de puesta a disposición* de las cantidades suplementarias *eventualmente* existentes.

Todos estos elementos permiten ya a esta altura de hacerse una idea de la *verdadera naturaleza de los precios spot* en un sistema eléctrico: no son el resultado de interacciones directas entre los agentes, sino que provienen de un “calculo”, que tiene que constatar la adecuación instantánea de la “oferta” y de la “demanda”. Estos precios por lo tanto no se obtienen de un *equilibrio* oferta-demanda, sino que son su mejor *proxy*.

Su nivel, estrechamente vinculado con las cantidades de *potencia* eléctrica disponible a un momento dado (maquinas rotantes, reserva,...) será también una *señal de rareza* por excelencia: si el parque de producción está equilibrado en cantidades, el precio spot se formara a nivel del costo marginal de la unidad marginal. Si no, podrá alcanzar *niveles muy altos (spikes)* que traducirán, por ejemplo, la indisponibilidad técnica de las centrales de producción o incrementos de la demanda fuertes e imprevistos (fig. 2.26).

No siendo la electricidad almacenable, sus precios spot serán *extremadamente volátiles*. Como ejemplo (fig. 2.27) se pueden comparar los precios spot del sistema Belpex (Bruselas) bajo situación de restricción y de no restricción. Entre enero 2008 y enero 2009, el precio spot coincide aproximadamente con el *costo marginal* de una unidad de producción a gas, alimentada con combustibles en situación de mercado  $P_g$  y soportando el efecto de los derechos de emisión de CO2 también a precio de mercado  $P_{CO2}$

$$C_m^{CT} = \frac{P_g}{\eta} + \frac{P_{CO2}}{E}$$

donde  $\eta$  y  $E$  son el rendimiento de la máquina y su factor de emisión respectivamente.

Si  $P_g = 25 \text{ €/MWh}$ ;  $h = 0,55$ ;  $P_{CO2} = 22 \text{ €/t}$  y  $E = 2,50 \text{ MWh/ t}_{CO2}$

$$C_m^{CT} = 55 \text{ €/MWh}$$

Estimación que se ubica en el orden de los *precios spot* del sistema de producción sin restricciones.

Por el contrario, en estado de rareza, los precios spot pueden alcanzar niveles muy superiores (300€, 1000€/MWh o incluso más).

La mayor o menor frecuencia de estos *spikes* sobre el mercado spot será indicativa de un eventual estado de falla de los medios de producción adaptados sobre el mercado en cuestión (fig. 2.26 y 2.27).

### ***E El uranio***

En el año 2003, tres acontecimientos desequilibraron el mercado: la inundación de la principal mina canadiense, privando al mercado de una producción del orden de las 750 tU/mes, la denuncia por parte del gobierno ruso de un contrato con los Estados Unidos por 2000 tU/año y la parada de una de las cuatro usinas occidentales de conversión por un plazo indeterminado.

Esta situación creó una fuerte competencia entre productores y consumidores para realizar compras de cobertura, empujando los precios spot de 10 \$/lb  $U_3O_8$  a principios de 2003 a 20 \$/lb a fines de 2004.

A fines de 2004, la recuperación del interés en la producción de electricidad de origen nuclear y el alza de los precios atrajeron a los fondos de inversión y especulativos presentes en el mercado, que compraban masivamente uranio *spot*, impulsando la especulación sobre los precios hasta alcanzar los 138 \$/lb en julio de 2007.

La terminación de las compras de reconstitución y los primeros síntomas de la crisis financiera provocaron un reflujo brutal de las inversiones más especulativas. Entre julio y septiembre de 2007, los precios spot cayeron 50 \$/lb (fig. 2.28).

El sector del uranio, generalmente considerado como estable y estructurado casi exclusivamente por contratos de largo plazo se vio así sujeto a comparaciones oferta-demanda permanentes y a movimientos de orden especulativo. La relación precio de mercado-costos marginal quedó muy lejos de ser verificada.

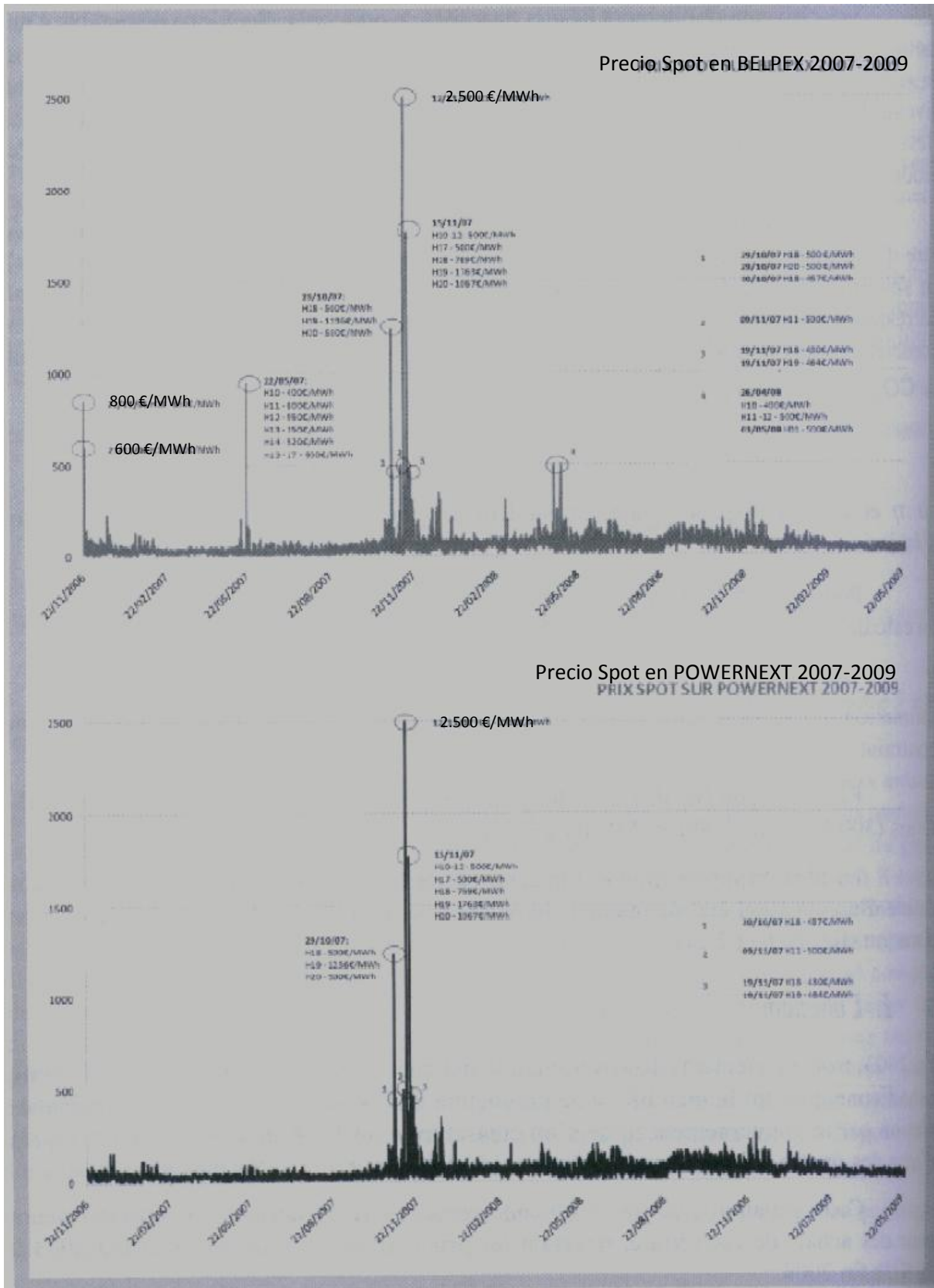


Figura 2.26 Precios Spot en las Bolsas Belpex, Powernext, EEX y APX (2006-2009)

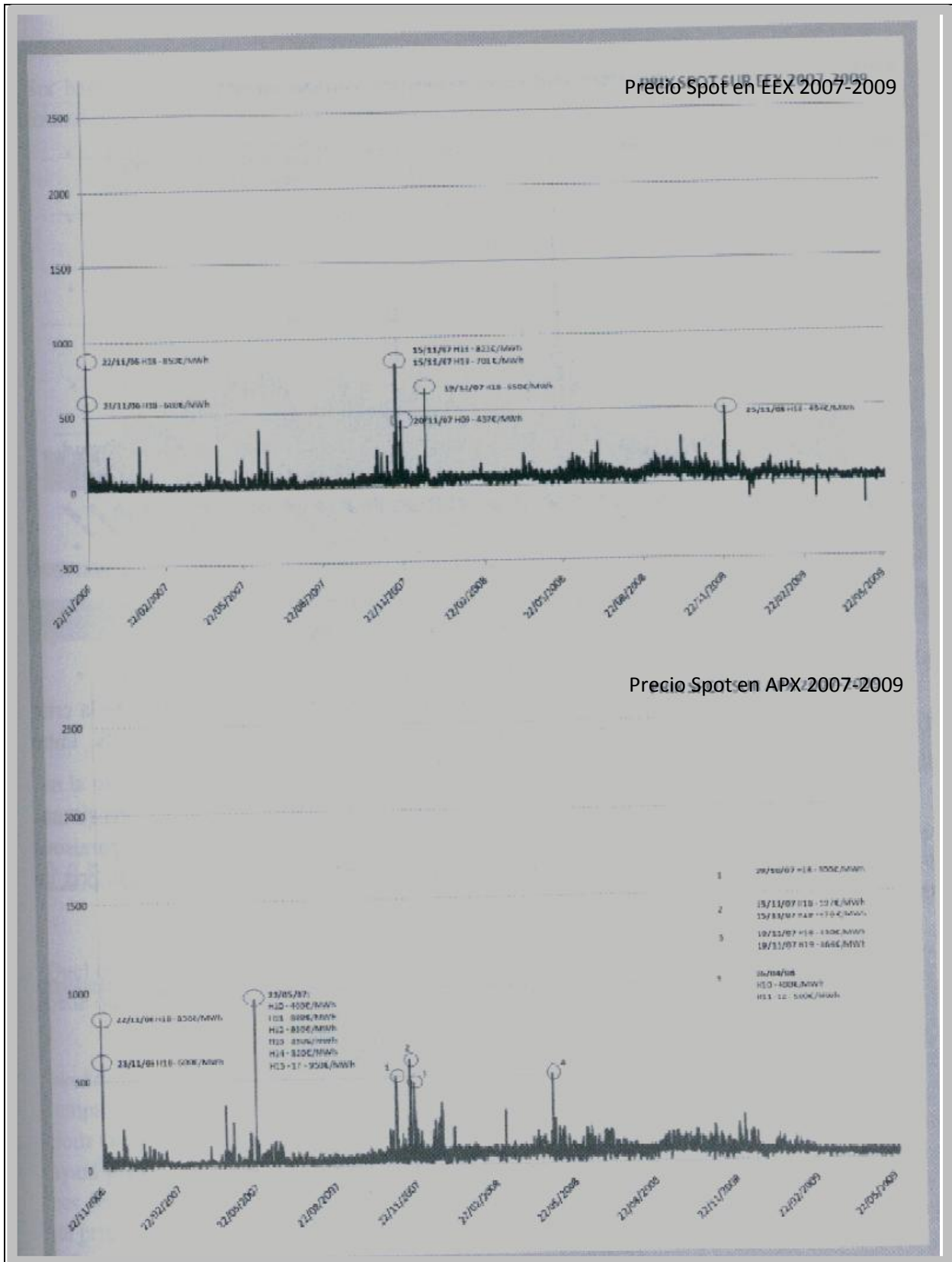


Figura 2.26 bis

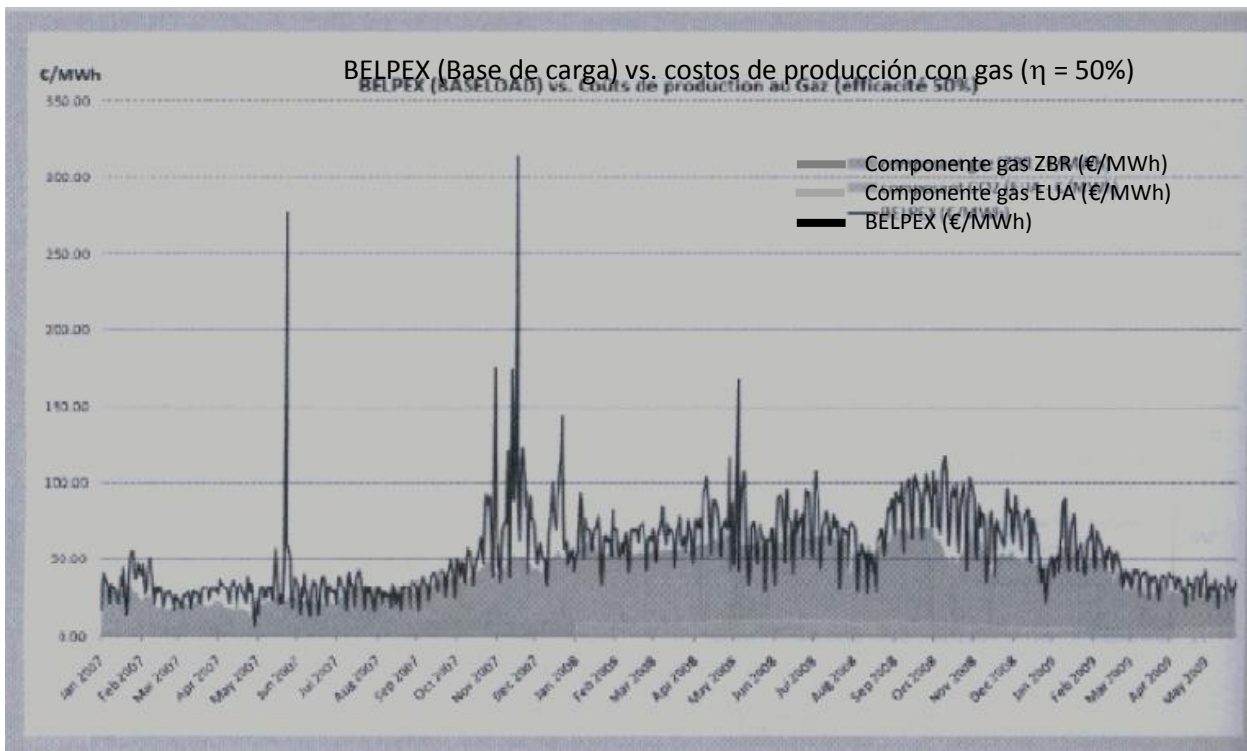


Figura 2.27

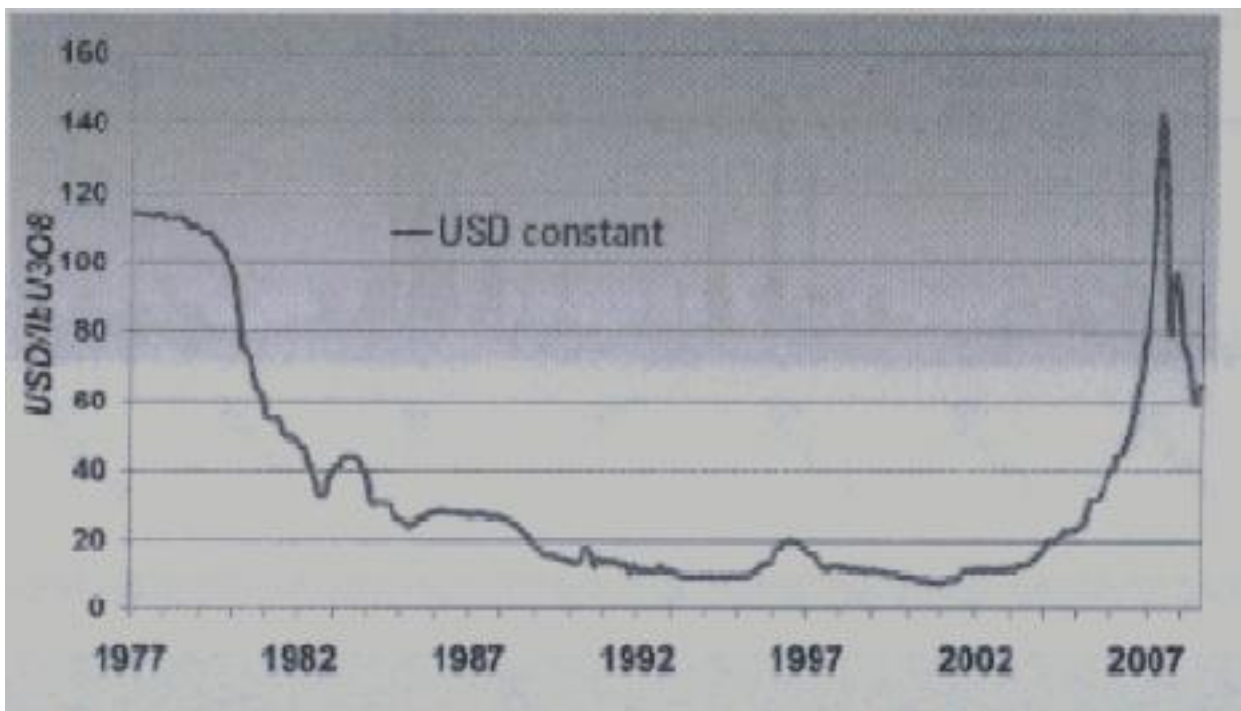


Figura 2.28

Sobre la base de estos análisis de la formación de los precios spot, es posible formular las siguientes observaciones:



- los precios se forman por comparación entre oferta y demanda de corto plazo, las que admiten elasticidades muy diferentes y fluctuantes;
- esta comparación es en general *indirecta*, habida cuenta del efecto stock, que juega un papel importante en el gas por ejemplo, pero también en el petróleo;
- la posibilidad de “respuesta” a corto plazo de los sistemas productivos no permite, en general, estimar  $p \sim C_m$ , característica de un mercado *competitivo* en el sentido del análisis económico;
- por el contrario, elementos como la gestión de stocks, las operaciones especulativas, el “ruido” (news flows) en las comunicaciones que circundan el mercado, incluyendo datos que a priori pueden ser técnicos, como las reservas reales o percibidas, sin hablar de las estrategias de los actores o de las políticas de los Estados, hacen que la relación entre precios y costos marginales de corto plazo no resulte fácil de poner en evidencia;
- pueden existir excepciones a estas definiciones: el mercado del carbón, y paradójicamente el de los precios *spot* de la electricidad en el modo de sistema de producción sin restricciones (si no hay una *conmutación* inmediata hacia precios de muy corto plazo que reflejan la escasez de la potencia disponible);
- a largo plazo, sin embargo, las conclusiones pueden ser diferentes y las vamos a examinar en los capítulos especializados.

Finalmente, es útil recordar el pensamiento de Keynes en esta materia: “Solamente un economista puede suponer que el precio esta predominantemente gobernado por el costo marginal...” (1939).

### 2.5.3 Las relaciones intertemporales entre los diferentes tipos de precio

Cuál es el *la relación* entre los diferentes precios *spot* y los precios a horizontes más alejado? Es esta pregunta que vamos a tratar de contestar en forma sintética.

Sobre los mercados energéticos como sobre los mercados financieros, o los de *commodities*, es muy importante saber como los precios están relacionados entre si a lo largo del tiempo. Cálculos de inversiones, condiciones contractuales de compra-venta, toma de posición buscando “cobertura” (es decir en principio asegurar) sobre los parámetros económicos prevalecientes en la decisión, actividades puras de mercado o especulativas, todas estas acciones necesitan por lo menos una idea de las relaciones que pueden existir entre un precio en el instante  $t$  (por ejemplo el precio *spot*) y el precio en el instante  $T > t$  (que llamaremos “futuro” o “forward”, según los productos comercializados).

Esta materia, extremadamente compleja, forma parte del amplio campo de la gestión de riesgos. Daremos a continuación algunos principios de base, útiles en el marco de nuestras actividades, ilustradas por ejemplos sobre los mercados energéticos, y volveremos sobre aplicaciones mas específicas en los capítulos específicos.

## A *La relación entre precio spot-precio futuro*

El precio *spot*  $S(t)$ , fue caracterizado precedentemente. El precio *futuro*, puede definirse como el precio que un operador del mercado esta dispuesto a pagar en un instante  $t$  por una cantidad de un bien disponible a entregar en un momento precios  $T > t$ . Lo llamaremos  $F^T(t)$  donde  $T$  es la *madurez* de este precio *futuro*.

Bajo la hipótesis denominada de no-arbitraje (ver H. Geman, 2005 y Cuadro 2.8) y para un bien almacenable, la relación entre estos dos precios puede escribirse de la siguiente forma:

$$F^T(t) = S(t) - \exp[(r-y)(T-t)]$$

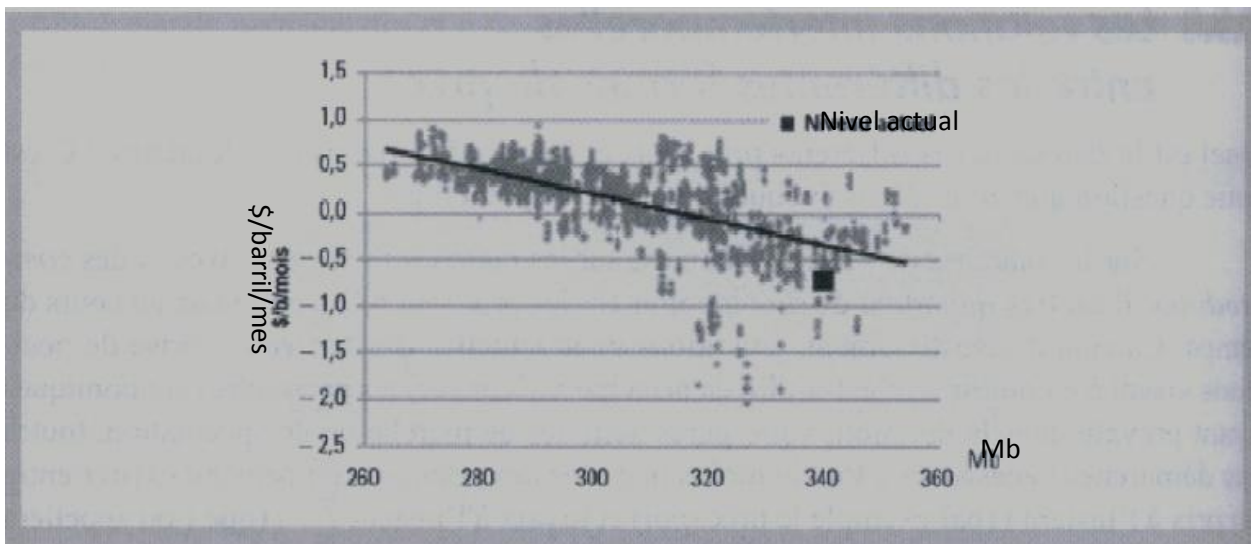
donde:  $r$  es la tasa de interés compuesto del dinero vigente *entre*  $t$  y  $T$ ;  
 $y$  es el rendimiento de conveniencia (“convenience yield”) definido como la utilidad intrínseca de disponer, por diferentes razones, de este bien entre  $t$  y  $T$ ;

Si hacemos lineal esta ecuación:

$$F^T(t) = S(t) [1+r(T-t) + c(T-t) - y_l(T-t)]$$

donde:  $r(T-t)$  es el costo de financiamiento de la compra de  $S$ ;  
 $c(T-t)$  es el costo de almacenamiento del bien entre  $t$  y  $T$ ;  
 $y_l(T-t)$  es la “utilidad pura” de tener el bien entre  $t$  y  $T$

El rendimiento de conveniencia se obtiene de observaciones en el mercado<sup>50</sup> (para el petróleo ver figura 2.29).



**Figura 2.29**

<sup>50</sup>La verdadera naturaleza del “convenience yield” es discutida. Puede interpretarse, de hecho, como un término de cierre econométrico, o como una suerte de preferencia por la liquidez.

En el caso de un bien no almacenable, como la electricidad, esta relación no tiene sentido y no es posible establecer un vínculo teórico entre  $F^T_E(t)$  y  $S_E(t)$  (ver H. Geman, 2005, 37-270).

La única relación que puede establecerse en este caso, más cualitativa, es la siguiente:

$$F^T_E(t) = E[S_E(t)] + \pi(t, T),$$

que vincula el precio *futuro* con la esperanza del *spot*, y donde  $\pi(t, T)$ , es una *prima de riesgo* que varía con el tiempo  $t$  en función de la maduración  $T$  y puede *tomar valores positivos o negativos*.

Como lo indicamos anteriormente, el *caso de la electricidad*, no almacenable, no permite aplicar la relación de continuidad. Se trataría entonces de proceder a estudios estadísticos profundos, incluyendo la teoría de la causalidad, para intentar poner en evidencia la eventual relación y estimar la prima de riesgo  $\pi(t, T)$ .

A título indicativo, la figura 2.30 muestra las respectivas evoluciones de los precios *spot* y *futuros* a uno y dos meses sobre la Bolsa Belpex.

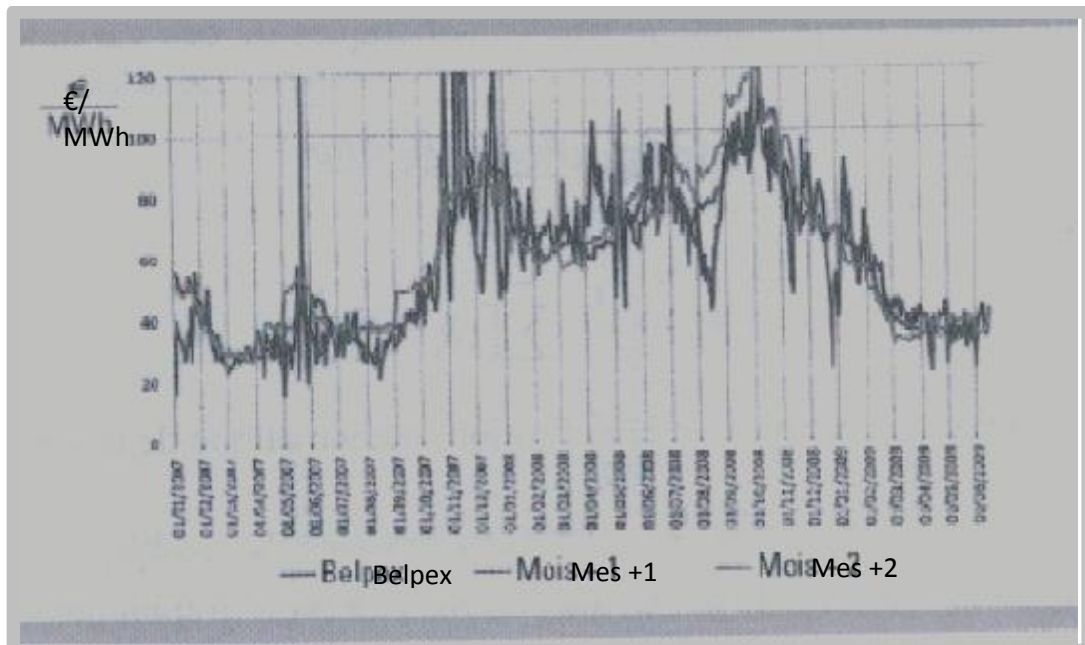


Figura 2.30

Vemos la diferencia de volatilidad entre ambos valores. En forma general, la  $\pi(t, T)$ , de un mercado es una característica técnica esencial de la cual daremos a continuación algunos elementos de utilidad para nuestro objeto.

**CUADRO 2.8**  
**“No free lunch”**  
**La hipótesis de no-arbitraje<sup>1</sup>**

Se demostró en la sección 2.1.4 que en un mercado en equilibrio no existía *posibilidad de arbitraje*, es decir diferencias de precio entre mercados vinculados en el tiempo y/o en el espacio. Esta hipótesis de no arbitraje juega un rol fundamental en un campo diferente al de la teoría del equilibrio propiamente dicha. Tratándose del vínculo entre mercados, se comprenderá que también sea también utilizada para establecer, por ejemplo, los vínculos entre precios *spot* y *futuro* y, mas generalmente, el *pricing* de los productos derivados.

Esta hipótesis puede formularse como sigue. Consideremos un portafolio de activos físicos o financieros  $P$ . Si no existe oportunidad de arbitraje se puede escribir:

$$\begin{array}{ll} \text{si} & V_p(0) = 0 \\ & \rightarrow V_p(T) = 0 \\ \text{y} & V_p(T) \geq 0 \end{array}$$

para todo  $T > 0$ , donde  $V_p(t)$  es el valor del portafolio en el tiempo  $t$

De esta forma, si un portafolio no reclama ninguna inversión ( $V_p(0) = 0$ ) y *no tiene riesgos* ( $V_p(T)$  es, en el peor de los casos, nulo), entonces ningún valor terminal en  $T$  será nulo.

**Aplicación a la vinculación temporal entre precios**

Bajo la hipótesis de no arbitraje como ha sido formalizada arriba, se demuestra que, para un *bien almacenable*, el precio *futuro* visto de  $t$  para un periodo  $T > t$  y el precio *spot* observado en  $t$  están vinculados por la ecuación:

$$F^T(t) = S(t) \exp [(r-y) (T-t)]$$

donde  $r$  es la tasa de interés continuo prevaleciente en  $t$  para un periodo de maduración  $T$  e  $y$  es el “convenience yield” del bien considerado.

En efecto:

\* si  $F^T(t) > S(t) \exp [(r-y) (T-t)]$ , se podría *vender* el contrato *futuro* en  $t$ , comprando el bien en  $t$ , soportando el costo de almacenamiento y, llegado el caso, beneficiarse de la disponibilidad del bien almacenado, luego pagar en  $T$  la venta del contrato *futuro* y realizar *una ganancia de arbitraje*, lo que resulta contradictorio con la hipótesis inicial;

\* si  $F^T(t) < S(t) \exp [(r-y) (T-t)]$  el mismo razonamiento invertido, conduciría a la misma contradicción.

-----  
<sup>1</sup> Con Valerie Limpens

No sucede lo mismo con un bien *no almacenable*. El razonamiento presentado anteriormente, basado en la posibilidad de un “cash and carry” no puede aplicarse. No hay relación determinística entre  $F^T(t)$  y  $S(t)$  en un mercado como el eléctrico.

La única relación que existe es:

$$F^T(t) = E[S(t)] + \pi(t, T)$$

donde  $\pi(t, T)$  es una prima de riesgo variable a lo largo del tiempo con  $t$  dependiente de  $T$ . Esta prima puede ser superior o inferior a cero:

\*  $\pi(t, T) > 0$ : si  $(t-T)$  es pequeño y si  $T$  corresponde a un mes de invierno (o de verano en los Estados Unidos como consecuencia de la climatización), por ejemplo;

\*  $\pi(t, T) < 0$ : si  $T$  es del orden de varios años, particularmente porque el contrato futuro “vendido” por el productor puede ser utilizado para financiar la adquisición de una central, por ejemplo

### **Aplicación a la vinculación espacial entre precios**

En la industria de redes (electricidad, gas) las posibilidades de arbitraje en el espacio no pueden agotarse si las restricciones físicas de las infraestructuras no las limitan. Siendo el caso (por ejemplo, representación excesivamente simplificada de la red) la hipótesis de no arbitraje no puede ser validada y el vínculo *forward-spot* queda indefinido.

### **La realidad económica del arbitraje**

Las actividades de *trading* y su desarrollo están basadas en el hecho que existe la posibilidad de arbitraje.

Como hemos visto, la ausencia de arbitraje es una noción vinculada al *equilibrio del mercado*. Pero el mercado está *siempre* en estado de desequilibrio y la actividad llamada de “price discovery” consiste precisamente en beneficiarse de los arbitrajes posibles e identificados (realizándolos y obteniendo un beneficio), operaciones que conducen a la convergencia de precios hacia el equilibrio.

Para utilizar una comparación trivial, podría decirse que:

\* la hipótesis de no arbitraje implica que no se puede encontrar un billete de 50 € en la calle;

\* pero a veces hay billetes de 50 € perdidos en la calle y el trabajo del trader consiste en buscarlos hasta que no haya más. Entonces llegamos a la situación de equilibrio.

### **La probabilidad neutra al riesgo**

Todos los cálculos de precios de los productos derivados están basados en la hipótesis de una medida de las probabilidades llamada *neutra al riesgo*, es decir que incluye la prima de riesgo.

La hipótesis de no arbitraje, combinado con la hipótesis llamada de “lo completo” de los mercados, garantiza la existencia y la unicidad de esta medida particular de las probabilidades.

## 2.5.4 La volatilidad

### A Definición y cálculo

Se define a la *volatilidad* como la medida de la amplitud de los movimientos de una variable a lo largo del tiempo.

Si tomamos como ejemplo la evolución de los precios *spot* de un bien energético  $S(t)$  a lo largo del tiempo, se llamara, por extensión de la nomenclatura de los mercados financieros, *rendimiento* en  $t$  a la siguiente ecuación:

$$R(t) = \frac{S(t) - S(t-1)}{S(t-1)} \quad (\%)$$

Por razones técnicas, en lugar de este rendimiento aritmético, utilizaremos el rendimiento logarítmico<sup>51</sup>.

$$R(t) = \ln \left[ \frac{S(t)}{S(t-1)} \right] = \ln [S(t)] - \ln [S(t-1)]$$

Si calculamos los primeros momentos estadísticos de estas variables, obtenemos la mediana  $\bar{R}$

$$\bar{R} = \frac{R_1 + \dots + R_T}{T}$$

y la *varianza*:

$$\sigma_T^2 = \frac{1}{T-1} \sum_{i=1}^T [(R_i - \bar{R})^2]$$

cuya raíz cuadrada (desvío estándar) es la definición matemática de la volatilidad:

$$V = \sqrt{\sigma_T^2}$$

La volatilidad anualizada se calcula de la siguiente forma (ver gráficos):

$$V = \sqrt{250} [\%]$$

---

<sup>51</sup> En efecto, un aumento del 50% por ejemplo, de un valor en el tiempo  $t$  seguido de una disminución del 50% en el tiempo  $(t+1)$ , el índice logarítmico habrá vuelto a su valor inicial, contrariamente al índice aritmético. Aritmético:  $100/150/75$  – Logarítmico:  $100/164/100$

## **B Volatilidades comparadas en diferentes mercados**

Nuevamente, sea por objetivos relacionados con cálculos de inversiones, para medir riesgos o para la elaboración de operaciones comerciales, es importante no solamente poder calcular las volatilidades en uno o varios mercados sobre los cuales se esta activo sino también compararlas con otros mercados cercanos o capaces de explicar o utilizar estas eventuales diferencias.

Daremos a continuación algunos ejemplos vinculados a las actividades energéticas. Las figuras 2.31 a 2.36 muestran las evoluciones a lo largo del tiempo y las volatilidades para diferentes productos energéticos: el precio *spot* del gas en el Reino Unido (NBP)<sup>52</sup>, el precio *futuro* a un año del gas sobre el mismo mercado, el precio *spot* del Brent (petróleo del Mar del Norte), el precio *futuro* a un año para este mismo producto, el precio *spot* de la electricidad en la Bolsa alemana EEX y el precio *futuro* a un año de este mismo producto.

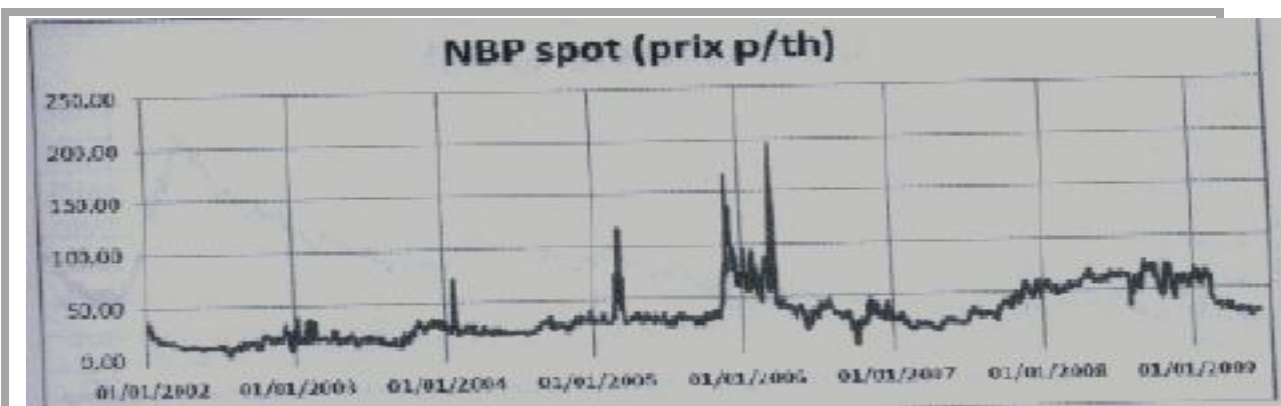
Los comentarios siguientes se deducen directamente de los datos presentados:

- Se puede comparar la volatilidad de los diferentes commodities y su evolución en el tiempo (fig. 2.37). El precio *spot* de la electricidad es el más volátil, seguido por el precio *spot* del gas. En lo que concierne al precio *spot* de la electricidad, la volatilidad histórica vario fuertemente a lo largo de los últimos años (de 250% a 450%), de acuerdo a la cantidad de picos de los precios (“spikes”, ver *supra*). Para el gas en el Reino Unido, el año 2006 fue muy volátil en parte a causa de una circunstancia: el incendio del almacenamiento en Rough el 16 de febrero de 2006;
- En 2008, el fuerte aumento de los precios energéticos (sobre todo petróleo y carbón) se ve acompañado por un fuerte aumento en su volatilidad, lo que no ocurre en este caso para el gas y la electricidad;
- Los commodities metálicos (níquel, zinc, cobre, aluminio) se caracterizan por un nivel de volatilidad comparable a los grandes commodities energéticos comercializados sobre los mercados mundiales (petróleo, carbón).
- Algunos elementos particulares (accidentes, daños a las instalaciones, problemas de transporte o geopolíticos, por ejemplo) pueden influenciar fuertemente el nivel y la volatilidad de estos *commodities*.
- No sucede lo mismo con el gas, todavía relativamente “regional”, o la electricidad, cuya formación de precios *spot* obedece a reglas específicas, como indicamos anteriormente. Además, siendo la electricidad una energía “secundaria”, su precio es en general un reflejo *amortiguado y diferido* de los commodities que intervienen en su producción.
- Un producto como la tonelada de CO<sub>2</sub> cotizado en función de los derechos de emisión (EU-ETS, cf. Capítulo 9) es también muy volátil, habida cuenta en particular de las incertidumbres que pesan sobre los datos de mercado (cantidades de emisión previstas, vínculos con el nivel general de actividad, etc.) y sobre las estructuras institucionales, actuales y futuras de este mercado.

---

<sup>52</sup> National Balancing Point, en Bacton, Reino Unido

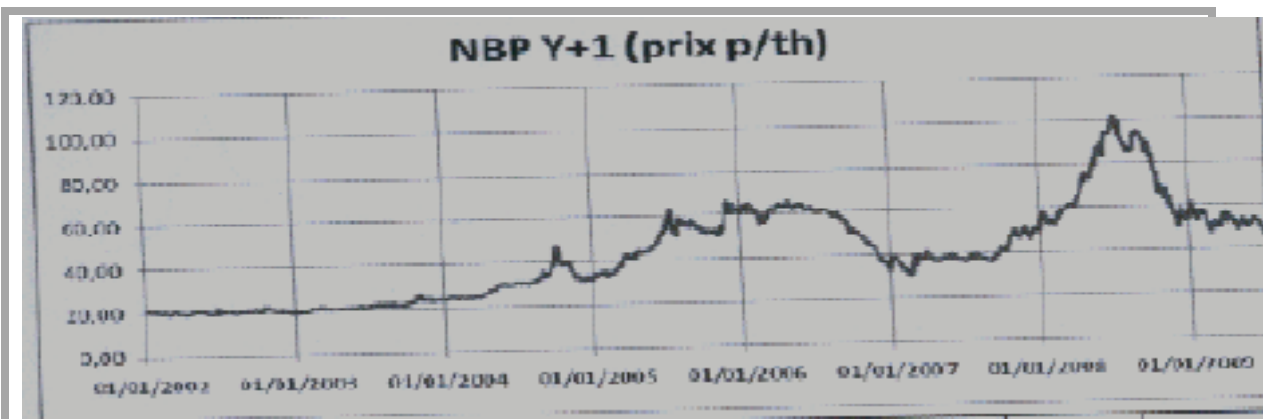
Evolución de los precios (Enero 2002-Julio 2009)



	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
1 año	197.04%	190.92%	181.89%	199.16%	279.13%	108.41%	93.38%	90.53%
2 años	193.99%		190.74%		211.02%		92.40%	
5 años			184.84%					
5 años	213.09%							

Figura 2.31

Evolución de los precios (Enero 2002-Julio 2009)

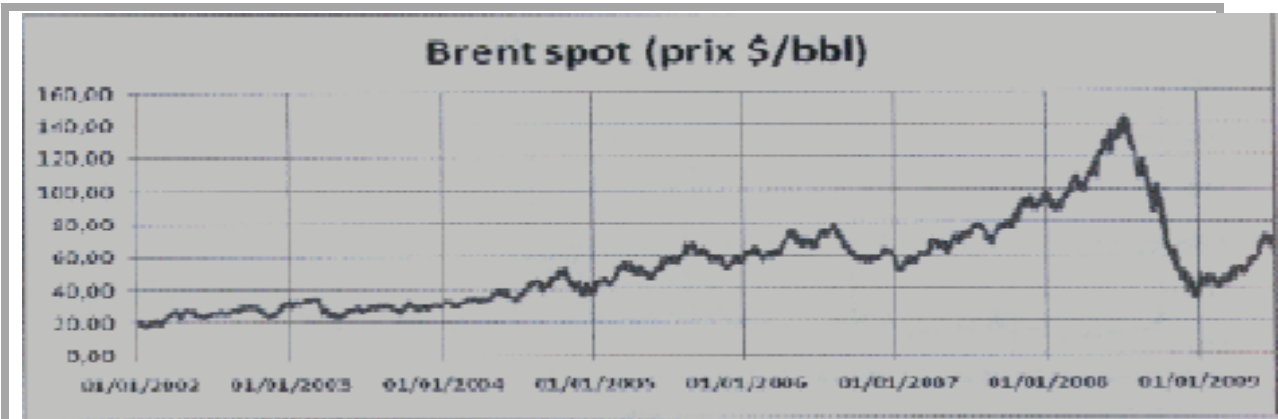


	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
1 año	20.45%	17.28%	26.09%	31.13%	19.21%	29.22%	30.15%	32.00%
2 años	19.03%		28.75%		24.67%		30.73%	
5 años			27.47%					
5 años	23.62%							

Figura 2.32



Evolución de los precios (Enero 2002-Julio 2009)



	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
1 año	33.25%	35.32%	35.34%	32.99%	29.17%	27.29%	48.50%	56.57%
2 años	34.26%		34.14%		28.22%		51.25%	
5 años			35.38%					
5 años	33.22%							

**Figura 2.33**

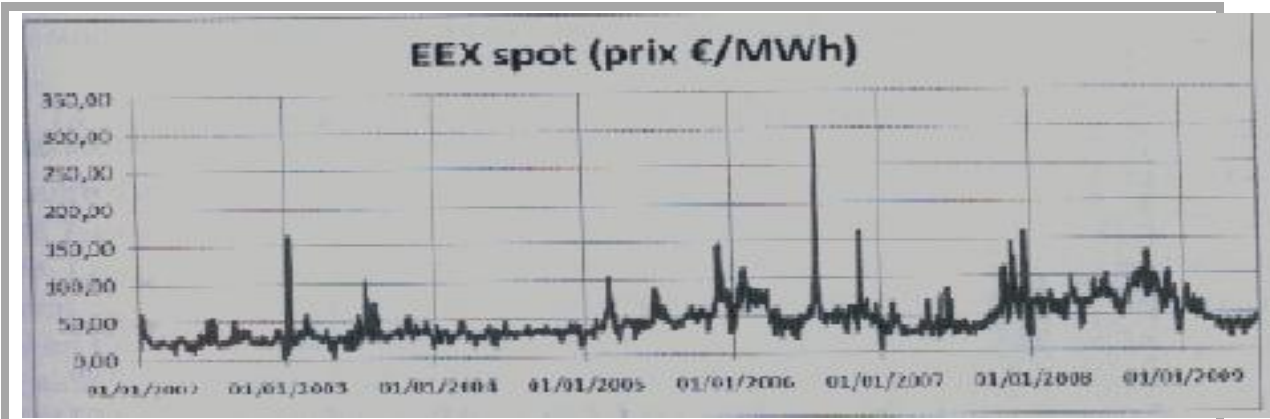
Evolución de los precios (Enero 2002-Julio 2009)



	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
1 año	22.08%	21.15%	26.69%	24.63%	20.55%	22.06%	43.94%	40.22%
2 años	21.60%		25.66%		21.30%		42.66%	
5 años			28.75%					
5 años	23.11%							

**Figura 2.34**

Evolución de los precios (Enero 2002-Julio 2009)



	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
1 año	384.60 %	465.83 %	260.82 %	262.48 %	403.13 %	390.03%	255.56 %	274.65 %
2 años	426.57%		261.39%		396.25%		261.92%	
5 años			320.95%					
5 años	363.75%							

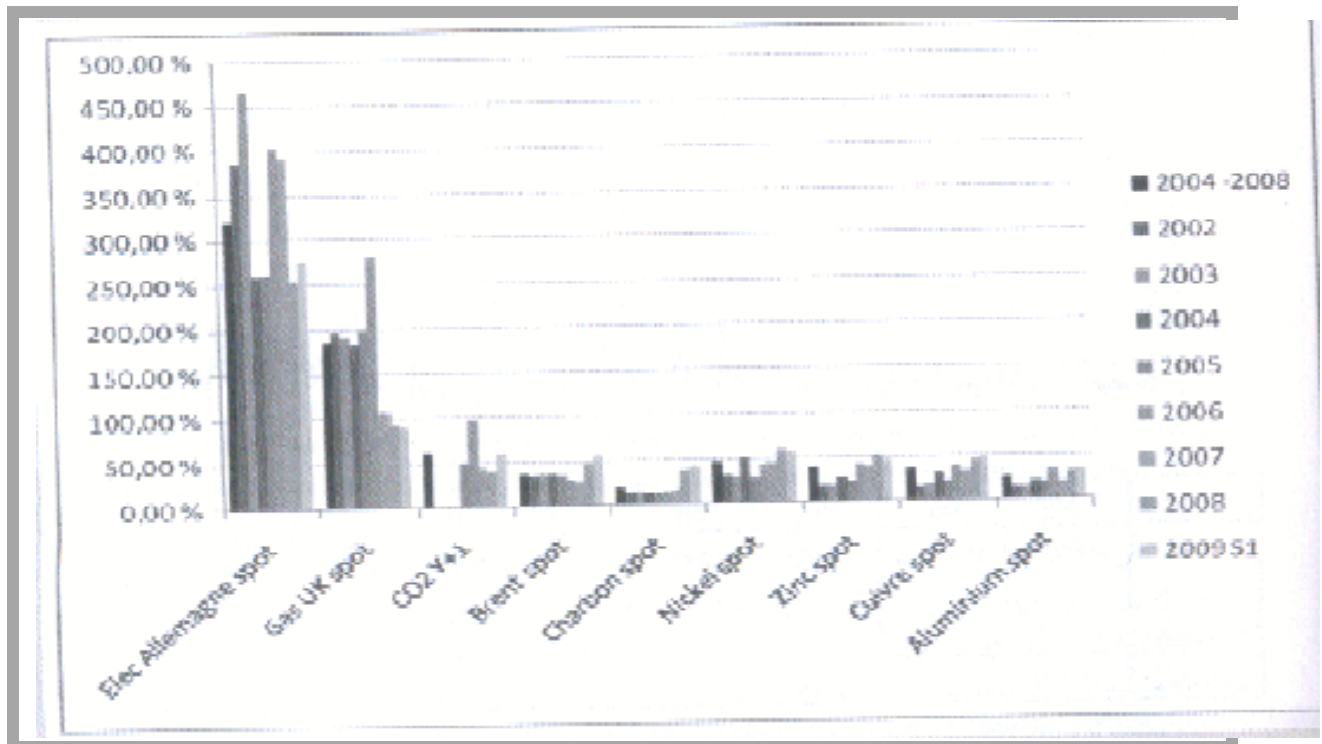
**Figura 2.35**

Evolución de los precios (Enero 2002-Julio 2009)



	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
1 año	6.67%	12.76%	8.94%	16.30%	24.36%	15.53%	24.58%	29.75%
2 años	10.17%		13.15%		20.40%		26.42%	
5 años			18.32%					
5 años	15.11%							

**Figura 2.36**



**Figura 2.37**

Se señaló en 2.2.3.4 supra, que los stocks juegan un papel importante en la explicación de la formación de precios en el mercado, sea cual fuera este. El mismo concepto es válido para la volatilidad. En un importante estudio estadístico, H. Geman (2009) demuestra particularmente que:

- en el caso del petróleo, el nivel de los stocks y la volatilidad están correlacionados *negativamente*, en forma independiente de la escasez del producto; en el caso del gas, por el contrario, esta correlación negativa solo prevalece en los períodos en los cuales los stocks son inferiores al promedio histórico, reflejando una “escasez” del bien;
- volviendo al petróleo, otros elementos, como el funcionamiento de las refinerías, las informaciones publicadas sobre el nivel de las reservas o los acontecimientos geopolíticos son factores importantes que influyen la volatilidad de los precios.

### **C La volatilidad como indicador de la estructura de un mercado**

La volatilidad de los precios *futuros*, manteniendo el resto de las variables constante, tiende a decrecer con su maduración  $T$ , es decir con el transcurso del tiempo luego de la fecha de realización de la operación proyectada. Los gráficos presentados anteriormente lo demuestran claramente, y este efecto se debe esencialmente a que las informaciones del mercado relativas al estado de los stocks, de las redes, etc. tienen un impacto sobre los precios spot y sobre los precios futuros de (relativamente) corto plazo, mientras que los precios a más largo plazo tienden a mantenerse más estables, o casi sin cambios,

suponiendo que los diversos fenómenos aleatorios se produjeron antes del momento de la realización del contrato.

Esta propiedad llamada “*Efecto Samuelson*” (P. A. Samuelson, 1965) puede compararse a los movimientos de amplitud amortizados que afectan la extremidad libre de una cuerda cuando se agita el otro extremo.

Como veremos sobre los gráficos siguientes, el “Efecto Samuelson” es *particularmente pronunciado* en los mercados energéticos. Especialmente es el caso de la *electricidad*, donde el efecto de amortización de la volatilidad en función de  $(T-t)$  es prácticamente inmediato, ilustrando la no existencia de una relación continua entre precios *spot* y *futuros*.

Se notará también que, si el gas muestra una propiedad similar aunque menos pronunciada, no ocurre lo mismo en el caso del petróleo y tampoco del carbón, que adoptan perfiles de volatilidad en función de  $(T-t)$  similares al de los commodities metálicos. Puede desprenderse, probablemente, de estas características una cierta similitud en la estructura de estos mercados (globalización, volúmenes, información, etc.) (fig. 2.38 a 2.43).

#### **D      *La gestión del riesgo***

La volatilidad de los precios es un parámetro muy importante en la operación de los mercados energéticos, y también en la *gestión de riesgos* de las empresas del sector.

Respecto de las operaciones del mercado, la volatilidad permite aprovechar oportunidades de toma de posición sobre un mercado dado y/o sobre distintas evoluciones de los mercados energéticos. Para ello, el conocimiento de la estructura de la volatilidad es importante: historia, factor de evolución, causas, previsiones, etc., y mucho más cuando la volatilidad  $\sigma$  se inserta en todos los modelos de estimación de precios derivados de los mercados financieros: su “verdadero valor” se debe analizar con mucho cuidado.

En otro aspecto, la combinación de precios altos y volatilidades crecientes ocasiona *mecánicamente* el aumento del nivel de indicadores de gestión, de previsión o de comunicación financiera, como el *Valor al Riesgo* (Value at Risk, VaR), o el *EBITDA al Riesgo* (EBITDAaR). El conjunto de las empresas de redes (*utilities*) europeas, por ejemplo, consagraron recientemente (2008-2009) importantes reflexiones sobre el modo de cálculo de estos indicadores, su real significado a nivel de la gestión y la importancia de comunicarlos a los mercados para información y análisis.

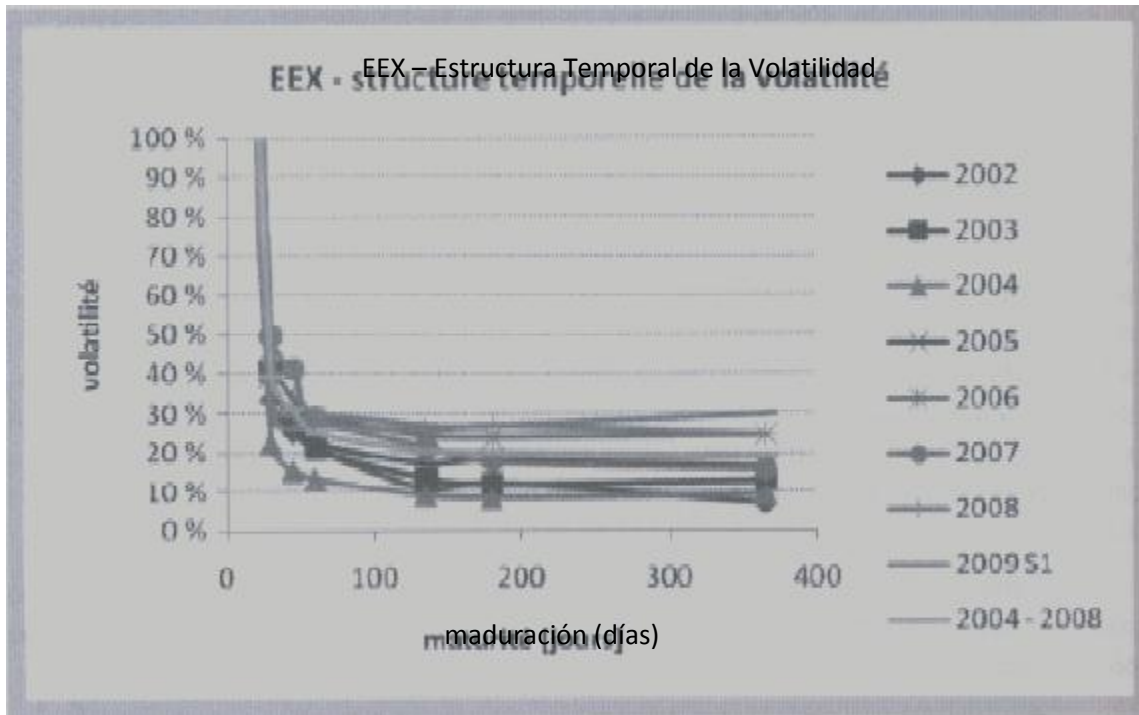


Figura 2.38

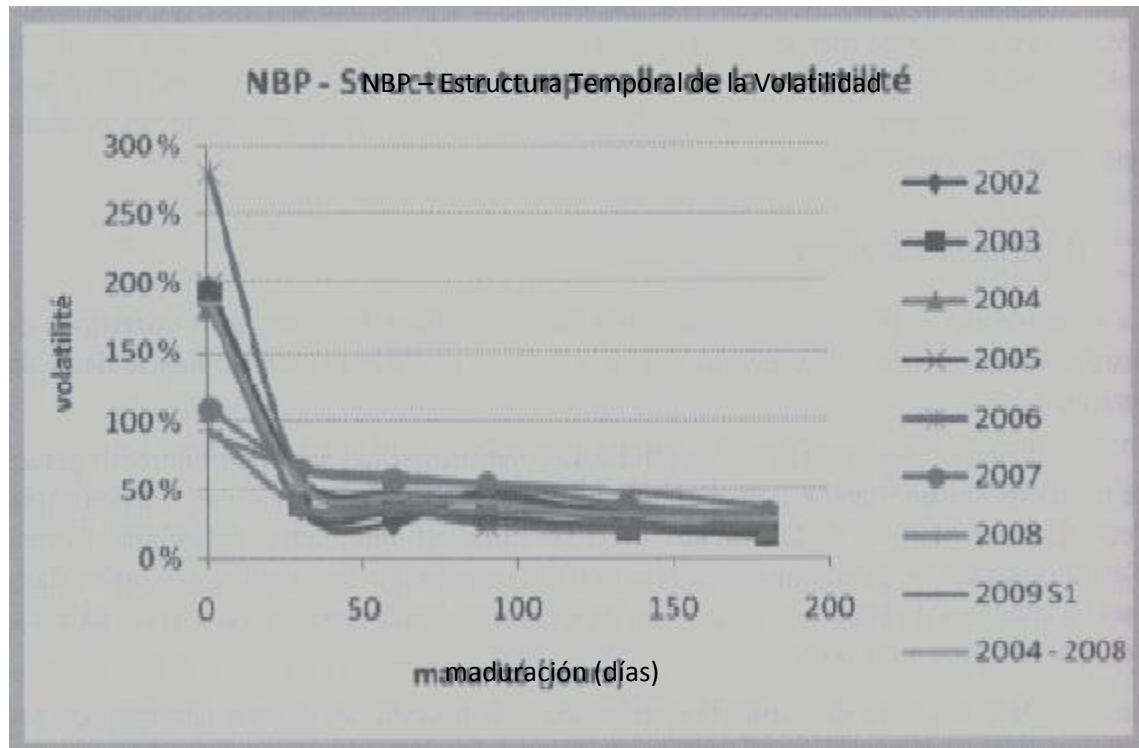


Figura 2.39

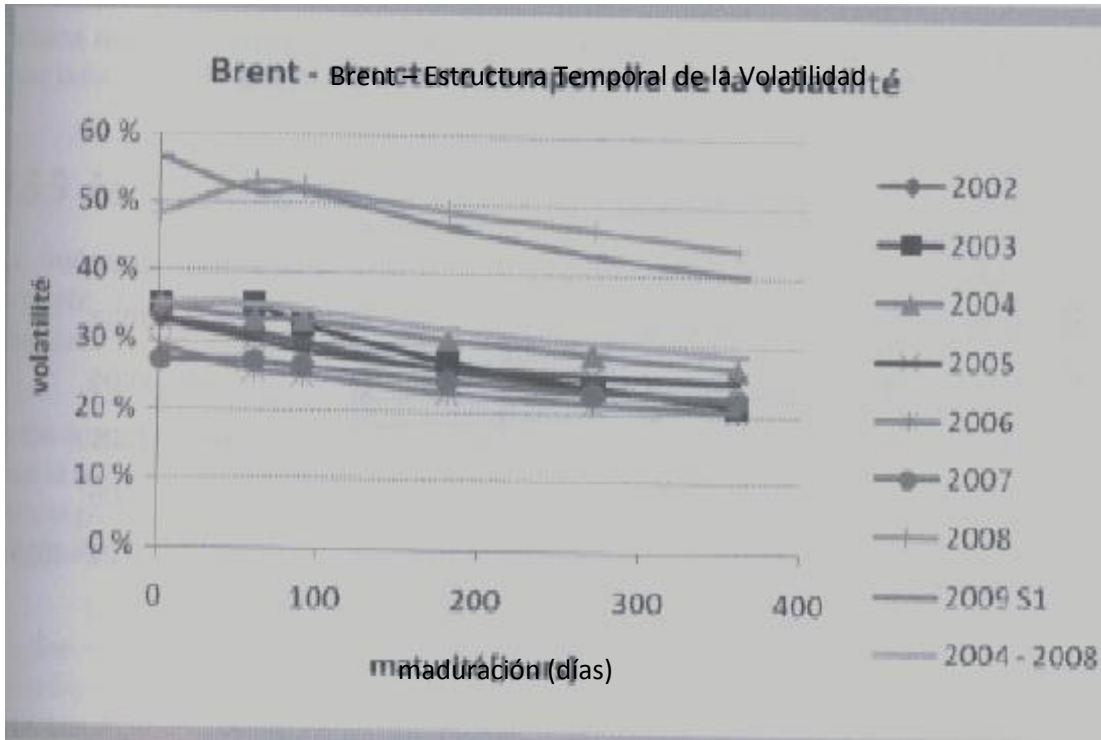


Figura 2.40

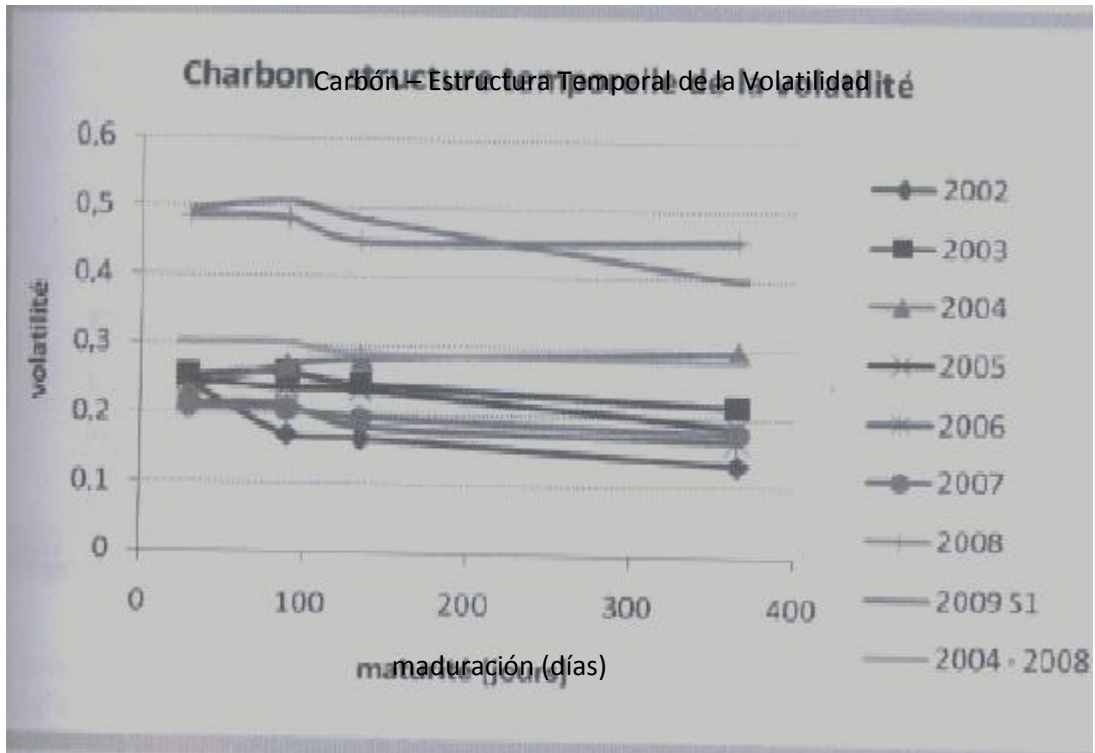


Figura 2.41

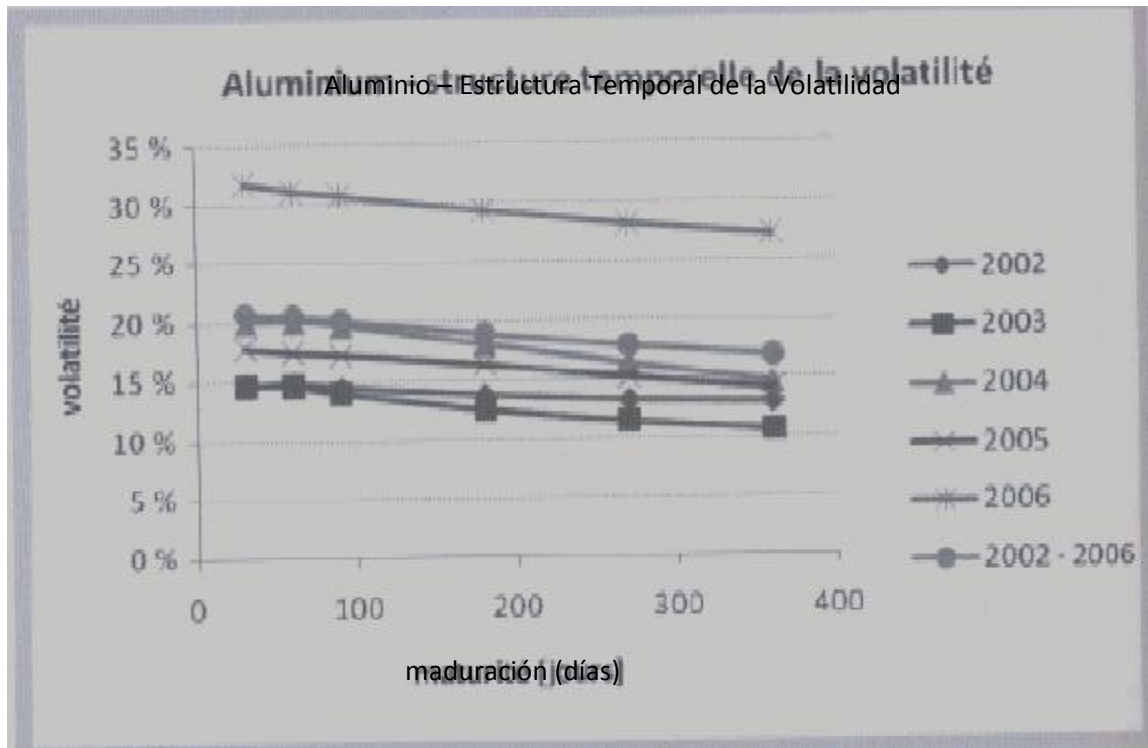


Figura 2.42

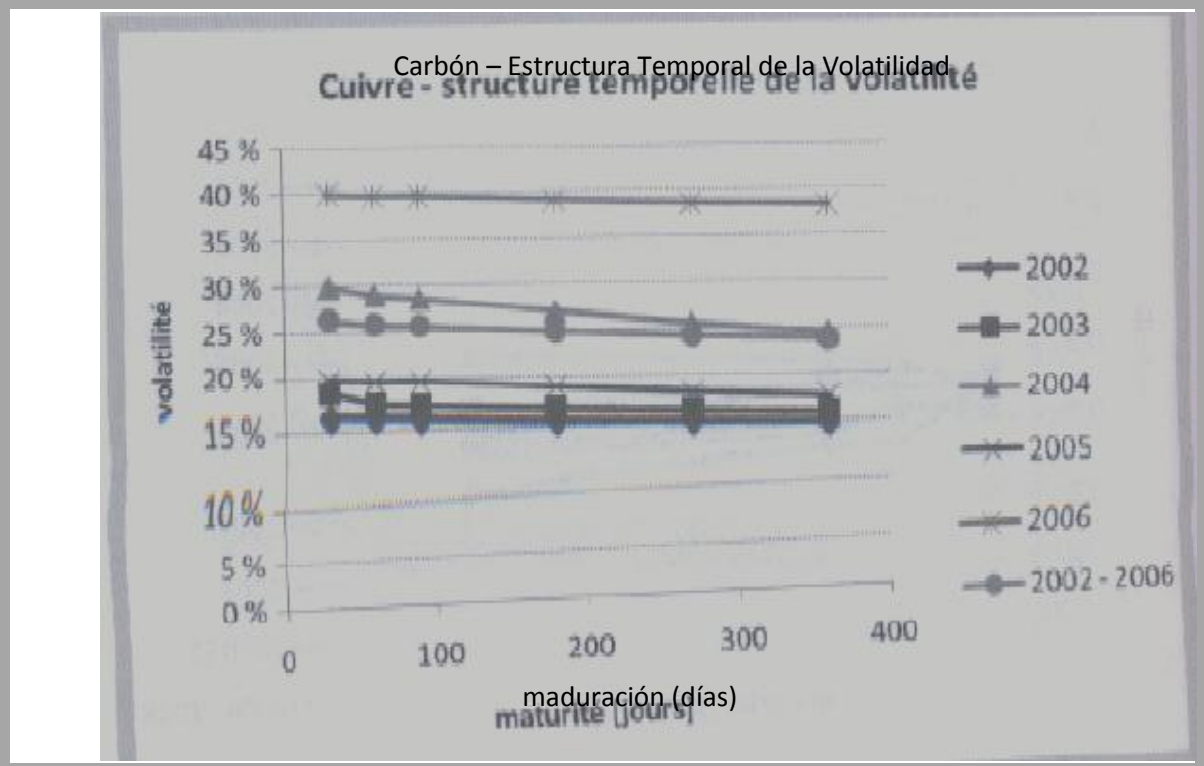


Figura 2.43

### 2.5.5 La liquidez

La literatura económica y financiera no brinda ninguna definición unánimemente aceptada de la liquidez de un mercado, sea energético, comercial e incluso financiero<sup>53</sup>.

Las definiciones más frecuentes hacen intervenir varios conceptos, en particular el hecho de poder realizar transacciones sobre volúmenes importantes de dinero (al alza o a la baja) en lapsos de tiempo suficientemente breves, sin que el precio se vea demasiado afectado. Este último punto está implícitamente vinculado a las nociones de “spread” entre oferta y demanda y al volumen realizable.

El nivel de liquidez comprende, en realidad, distintos aspectos que evocan las *dimensiones* o *componentes* de la liquidez. Estas dimensiones difieren sin embargo según los autores: algunos reagrupan varias características cercanas en una sola dimensión mientras que otros intentan de fragmentarlas lo máximo posible.

Por lo menos cinco dimensiones diferentes fueron identificadas aunque a veces han sido expresadas de diferentes formas:

- la *amplitud* se refiere a la diferencia entre precios de la oferta y la demanda, teniendo en cuenta un cierto monto eventual de comisiones y/o tasas;
- la *profundidad* describe el volumen que puede ser comercializado sin alterar el desvío entre los precios ofrecidos y demandados;
- la *resiliencia* caracteriza la rapidez con la cual los precios vuelven a su nivel supuesto intrínseco después de haber pasado un shock que no explicable por los fundamentales del mercado;
- la *inmediatez* mide el tiempo necesario para poder intercambiar una cantidad dada, sin exceder un costo de transacción dado;
- finalmente el *volumen intercambiado*, provee las indicaciones relativas al nivel de actividad y la facilidad de encontrar una contrapartida, elemento esencial para el funcionamiento del mercado.

Las tres primeras dimensiones fueron formalmente identificadas desde principios de los años 1980 (Kyle, 1985). La inmediatez hace su aparición como “dimensión” en forma más reciente (Ohara, 2004 o Wuyts, 2007).

Es posible ver una dimensión suplementaria en la diversidad de actores del mercado, la falta de diversidad a veces lleva a “agujeros negros” de liquidez (Persaud, 2001).

---

<sup>53</sup> Cf. por ej. ECB *Financial Stability Review*, junio 2007 (p. 82 y siguientes) para una exhaustiva revisión de los indicadores o grupo de indicadores para los mercados financieros.



## A Los parámetros de liquidez

### La amplitud

La amplitud de un mercado está definida por la diferencia entre el precio más alto del lado del vendedor (*offer price*) y el precio más alto propuesto por el comprador (*bid price*), para una pequeña transacción inmediata. Se utiliza la terminología anglo-sajona de *bid-ask spread*, o *bid-offer spread*, para denominar este indicador. En un mercado suficientemente competitivo, el *bid-ask spread* representa el costo de realizar una transacción sin esperar y es a veces llamado el *costo de la liquidez* (fig. 2.44).

En general, se considera que el *valor de mercado* de un bien (título, materia prima) se sitúa a mitad de camino entre los precios de oferta y demanda, es decir un *mid price*. Es, por ejemplo, este valor el que se publicara en la prensa.

El *bid-ask spread* solo representa correctamente el costo de la liquidez para transacciones de dimensión pequeña en relación a la profundidad del mercado (ver a continuación). Para transacciones más importantes, debe esperarse un desvío más sustancial del precio.

Para permitir una comparación de la liquidez entre mercados, cuando este esta medido en términos de *bid-ask spread*, se expresara este último como porcentaje del *mid-price*.

### La profundidad

La *profundidad* de un mercado está fuertemente a su *amplitud* y estas condiciones pueden considerarse como *duales*. La profundidad esta definida como el volumen que puede ser comercializado en el mercado, con un cierto costo de liquidez. Es también la cantidad disponible en el mercado para un determinado nivel de desvío de precios en relación al *mid-price*, a la compra o a la venta.

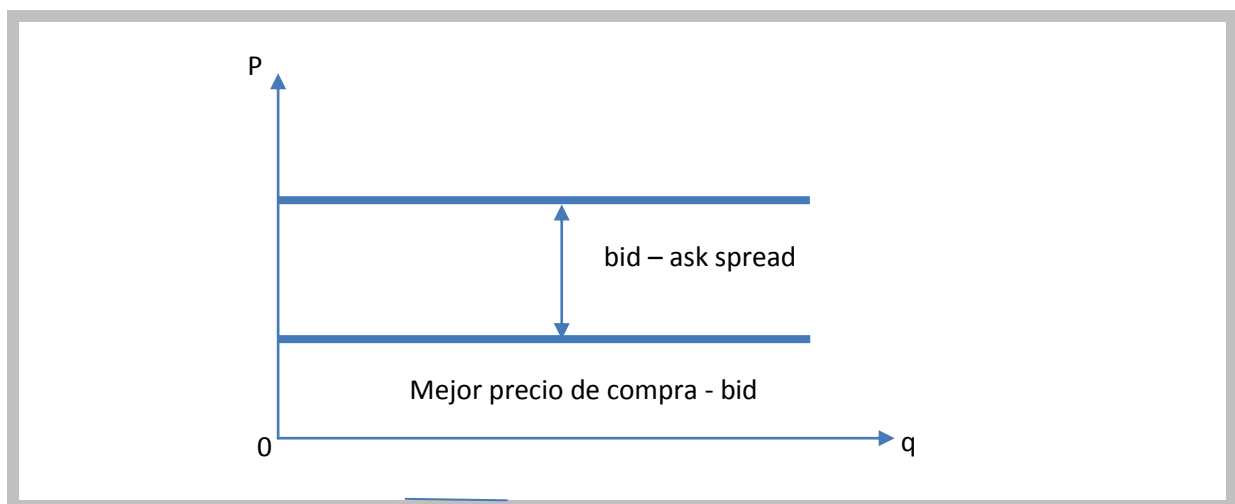
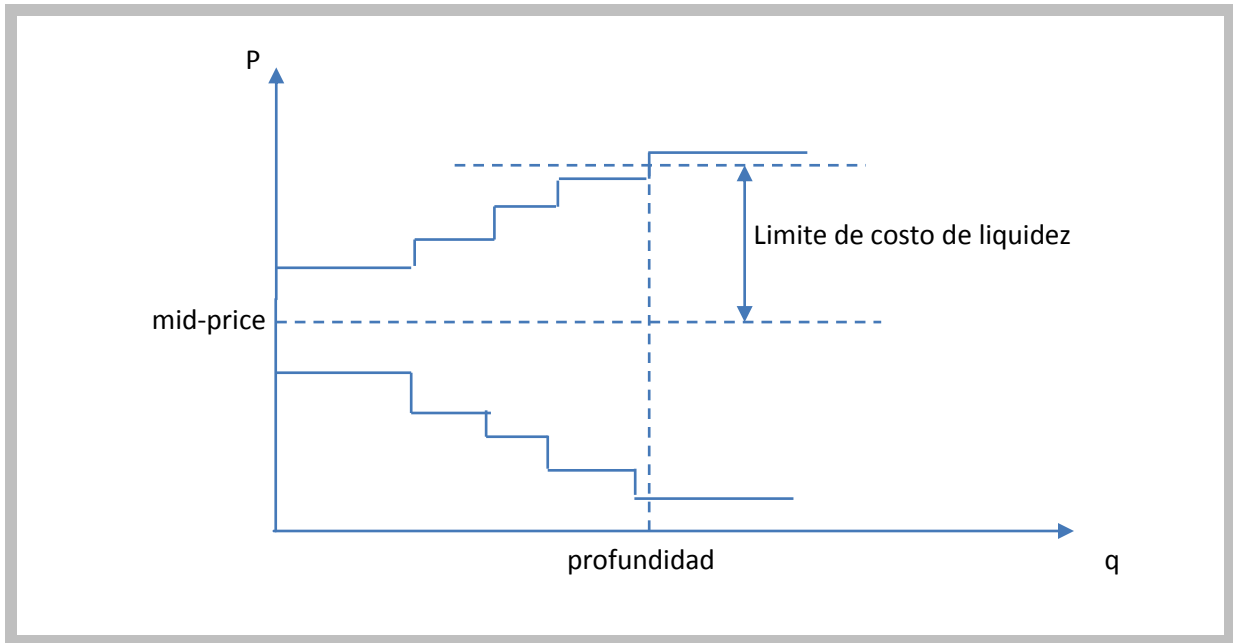


Figura 2.44



**Figura 2.45**

En los mercados que funcionan por ofertas, como las bolsas de energía, las ofertas de compra (respuesta por ventas) son ordenadas según precios decrecientes (respuestas crecientes) formando de esta forma una curva en escalera. La relativa rigidez de estas escaleras traduce la profundidad del mercado: cuanto más líquido es el mercado, menos rígidos serán estos escalones.

En forma estilizada, se puede representar *la combinación de la amplitud y de la profundidad del mercado* por curvas lineales por pedazos (fig. 2.45).

$V_A$  y  $V_B$  miden los volúmenes disponibles respectivamente a los mejores precios de venta ( $P_A$ ) y de compra ( $P_B$ ) en el mercado. Si las transacciones propuestas superan estos volúmenes, el impacto sobre el precio realizado es capturado por las sensibilidades  $\alpha$  y  $\beta$  de las funciones de oferta y demanda.

Con este modelo, un actor del mercado que quiere comprar instantáneamente un volumen  $V$  deberá pagar un precio de compra igual a (fig. 2.46):

$$p(V^*) = P_A + \alpha \max.(V^* - V_A; 0) \text{ si } V^* > 0$$

Mientras que un candidato vendedor recibirá, si intenta vender este volumen, un precio igual a:

$$p(V^*) = P_B + \beta \max.(V^* - V_B; 0) \text{ si } V^* < 0$$

En este caso, la amplitud del mercado está dada por  $(P_A - P_B)$ , mientras que la profundidad dependerá principalmente de los parámetros  $\alpha$  y  $\beta$ .

### La inmediatez

La definición de un “mercado líquido” prevé que los actores del mercado deben poder entrar y salir *rápidamente* de posiciones suficientemente importantes. Cuál es el tiempo necesario para la liquidación de todas las posiciones detentadas hoy en un portafolio?. Saliendo, cual es la relación entre el tiempo de liquidación y el impacto sobre los precios?. Si la amplitud y la profundidad del mercado son útiles para caracterizar *pequeñas* transacciones, la *inmediatez* representa la rapidez de evacuación de volúmenes importantes.

Formalmente, se puede hacer depender los parámetros de profundidad del mercado  $\alpha$  y  $\beta$  del plazo  $\Delta T$  que el actor del mercado se da, para pasar sus órdenes. Otra forma de representar la inmediatez es vincular la profundidad del mercado no al volumen  $V^*$  que el actor del mercado quiere vender, sino a la velocidad promedio ( $V^*/\Delta T$ ) a la cual desea vender. En este caso, el precio promedio de liquidación de una posición puede expresarse como:

$$p(V^*, \Delta T) = P_A + \alpha \frac{V^*}{\Delta T} + \varepsilon \sqrt{\Delta T}, \text{ si } V^* > 0$$

$$p(V^*, \Delta T) = P_B + \beta \frac{V^*}{\Delta T} + \varepsilon \sqrt{\Delta T}, \text{ si } V^* < 0$$

donde  $\varepsilon \sqrt{\Delta T}$  es un término de error y  $\varepsilon$  es un ruido blanco de promedio nulo y varianza  $\sigma^2$ , representando los movimientos no predecibles del valor fundamental del bien en un plazo  $\Delta T$ . Las profundidades “instantáneas”  $V_A$  y  $V_B$  no se supone que tengan impacto sobre este plazo.

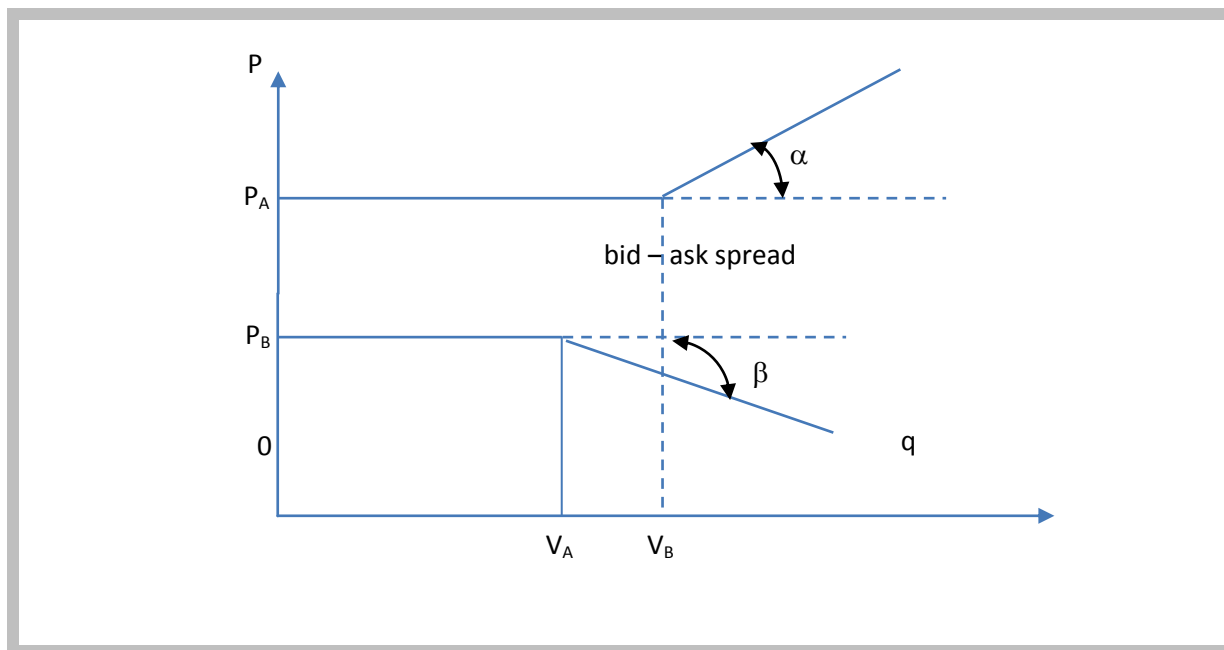


Figura 2.46

*La resiliencia*

La *resiliencia*, describe la rapidez con la cual el mercado es capaz de absorber la formación de precios erróneos luego de ordenes temporales llamadas “no informativas”: cuando el precio de un bien se desvía de su valor intrínseco por una orden mal calibrada y no por un cambio en los fundamentales económicos, las transacciones *ulteriores* tenderán a volver el precio a su valor de equilibrio en un cierto tiempo que dependerá de la resiliencia.

Esta descripción sugiere un enfoque de formalización mediante un modelo del tipo “retorno al promedio”. Si llamamos  $F(t)$  al valor fundamental (intrínseco) de un bien en el tiempo  $t$ , e  $Y(t)$  al error de apreciación del mercado, el precio instantáneo estará dado por:

$$P(t) = F(t) + Y(t)$$

en ausencia de nuevos shocks, el valor  $Y(t)$  se supone que se atenúa con el transcurso del tiempo.

### ***El volumen***

Una condición de liquidez indispensable es la *cantidad de transacciones* que se operan sobre el mercado. Los operadores consideran el volumen diario comercializado como el mejor *proxy* de una medida de liquidez. Se refieren también al *churn ratio*, definido como la relación entre el *volumen total comercializado*, ya sea por bolsa o por transacciones bilaterales, y el *volumen físico entregado*. En otras palabras, el *churn ratio* describe la cantidad de veces que una unidad es revendida antes de su entrega física. Si la totalidad de la energía entregada en el mercado es vendida solo una vez, el *churn ratio* tendrá un valor igual a 1.

Por un lado el valor del *churn ratio* deberá idealmente asegurar una cierta coherencia con las maduraciones tratadas: se debe comparar los volúmenes físicamente entregados durante un cierto periodo con los volúmenes comercializados que afectan a productos que llegan a su maduración durante el mismo periodo. No es generalmente el caso, en particular en la estimación de la liquidez de los mercados de energía en Europa. Además, la estimación de los volúmenes comercializados mediante transacciones bilaterales (llamados Over the Counter, OTC) trae un problema en si misma, ya que estas transacciones no forman parte necesariamente de cifras informadas públicamente.

## ***B La liquidez de los mercados en Europa***

La medición de la liquidez no se puede reducir estrictamente a un dato sintético. Es sin embargo importante percibir la “fluidez” real de un mercado –particularmente, pero no únicamente, en los nuevos paisajes de la política energética constituido por la *electricidad y el gas de mercado*. Los mercados que se ocupan de distintos productos energéticos presentan *situaciones muy distintas* en materia de liquidez o el modo eficaz en el cual se forman los precios.

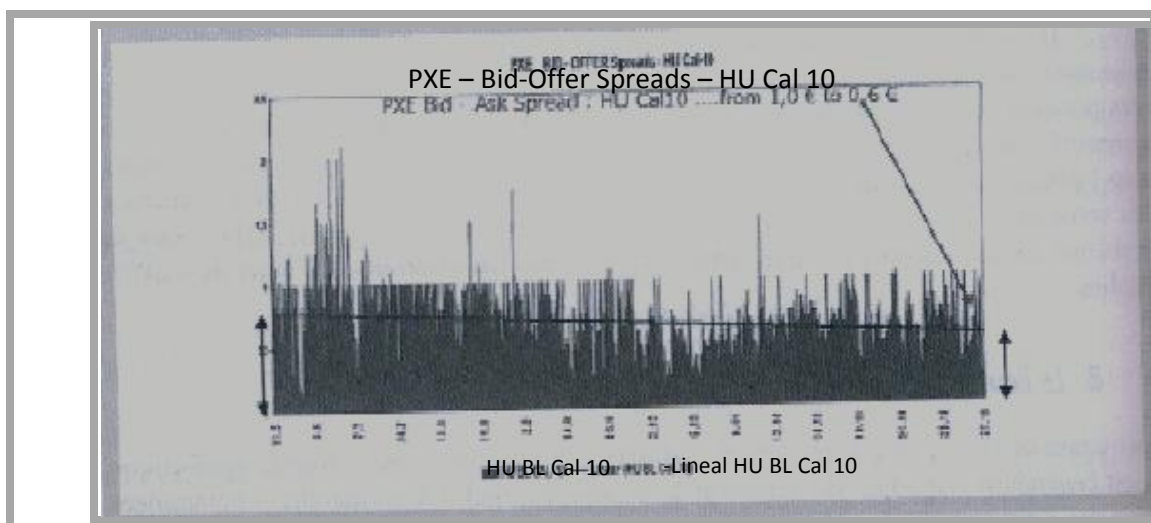
A título indicativo, los mercados globalizados como el petróleo o el carbón se caracterizan por altos *churns* y por la importancia que revisten en la formación de precios de los contratos o de las operaciones del mercado, los precios que se negocian en los mismos.

Lo mismo ocurre, en todo caso en Europa, para los mercados de gas y de electricidad. Pero, como lo mencionamos anteriormente, muchas operaciones esenciales relativas a las inversiones, los contratos, las estrategias, sin hablar de las actividades llamadas “de mercado”, desarrolladas por ellas mismas, están hoy en día al menos, basadas parcialmente sobre las informaciones provenientes de los *mercados* y sobre las posibilidades de intervenir en los mismos.

**Tabla 2.4**  
**Indicador de liquidez para algunos mercados europeos de electricidad (2005) (OTC + EX)**

Pais/Region	Total: Volumen tratado (TWh)	Consumo (TWh)	Churn
Alemania	3,603.0	563.6	6.39
Escandinavia	2,447.0	393.0	6.23
Países Bajos	684.1	114.7	5.96
Reino Unido	471.0	386.6	1.22
Francia	432.0	482.4	0.90
Italia	120.0	329.4	0.36
Espana	36.0	271.6	0.13

Fuente: Mercer Olivier Wyman (Febrero 2007)



**Figura 2.46**

Los *mercados de electricidad* se desarrollaron fuertemente en Europa a lo largo de los últimos años. Por ejemplo, las operaciones de trading, basadas o no sobre optimización de activos, representan un margen bruto del orden de los mil millones de euros<sup>54</sup>. Las características de liquidez son muy diferentes de un mercado al otro, cada uno de estos conservando una suerte de presencia más “regional” que “continental”. La tabla 2.4 muestra una indicación de la liquidez medida por el *churn* en algunos de estos mercados.

<sup>54</sup> MMC – Mercer Olivier Wyman – Nota privada – Febrero 2007

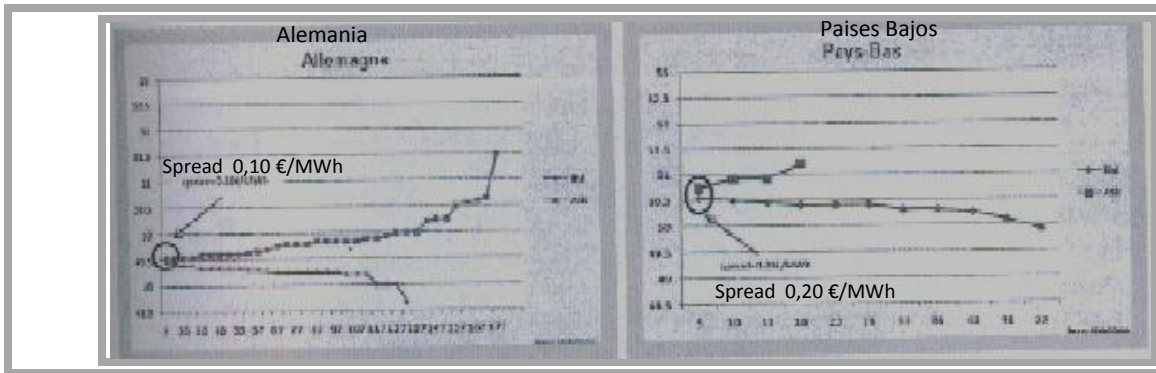


Figura 2.48

Fig. 2.49

Se observa particularmente que el *churn* es muy diferente de un mercado a otro, dependiendo especialmente de la amplitud de los intercambios, de la antigüedad de esta bolsas, y del comportamiento de los actores.

Las figuras 2.48 y 2.49 muestran una vista comparativa de la curva *bid-ask* para el mercado alemán (EEX) y holandés (APX), las que difieren tanto por sus formas como por los parámetros (*profundidad*, por ejemplo) a los que dan acceso. La figura 2.47 muestra una ilustración de la evolución a la baja a lo largo del tiempo, del *bid-ask spread* para el mercado polaco.

Otro elemento a ser destacado: el estado de las conexiones físicas entre sistemas de producción/venta en el oeste europeo (libre circulación, congestiones, y por lo tanto al “enganche” o no de los mercados) juega un papel importante, mostrando nuevamente las especificidades de los mercados eléctricos<sup>55</sup>.

Los mercados de gas en Europa también han tenido un fuerte desarrollo. A título ilustrativo, en la Tabla 2.5 nos indica los *churn* calculados para diferentes mercados europeos<sup>56</sup>.

Como se puede observar el NBP, lugar de los intercambios en el Reino Unido, es el mercado más maduro y más líquido en el Noroeste de Europa. Puede ser considerado como “*competitivo*”, mostrando precios acordes a sus propios fundamentales en materia de comparación oferta – demanda, permitiendo lo que los operadores llaman una “gas to gas competition”. Debe destacarse que los precios *futuros* en este mercado están sin embargo influenciados en forma creciente por los volúmenes importados en Inglaterra desde el continente vía el Interconnector, conexión instalada al principio para conducir gas inglés hacia el continente y que ahora funciona regularmente en “flujo inverso”.

<sup>55</sup> Ver por ejemplo BELPEX – “Market resilience analysis”, 08.07.2009

<sup>56</sup> Notar que la estimación de los márgenes brutos totales derivados de estos mercados es del orden de 600 M€/ano solo para las operaciones de *trading*.

Tabla 2.5			
Indicador de liquidez para algunos mercados europeos de gas			
Pais/Region	Total: Volumen tratado (TWh)	Consumo (TWh)	Churn
Belgica	474.5	189.5	2.50
Francia	45.0	524.7	0.09
Alemania	69.7	996.0	0.07
Italia	29.0	817.3	0.04
	80.0		
Paises Bajos	942.3	411.1	2.29
Espana	260.0	375.7	0.69
Reino Unido	5,522.1	1,084.9	5.09

Fuente: Mercer Olivier Wyman (Febrero 2007)

Una conexión más reciente como el BBL (Holanda y el Reino Unido) tiene también influencia sobre la formación de precios, especialmente por la “importación” de los parámetros de indexación del gas sobre el petróleo.

Ello indica nuevamente la incidencia e importancia de las conexiones *físicas* sobre el funcionamiento del mercado, siendo el gas como la electricidad, industrias energéticas de *redes*.

De esta forma, la importancia del mercado de *Zeebruges* está caracterizada por el hecho que se trata de un “*hub físico*” donde convergen los flujos físicos de gas provenientes de Inglaterra, Noruega, del este de Europa y de la descarga de los barcos cargueros de GNL. Es interesante resaltar que los *precios* en *Zeebruges* siguen los precios del NBP (a tal punto que el producto más tratado es el “*Zeebruges – NB diferencial base*) más comerciales que físicos, *salvo* cuando el Interconnector está fuera de servicio. Nuevamente la característica *física del sistema* influencia fuertemente las operaciones comerciales.

En el extremo, y habida cuenta la estructura particular de la industria en Francia, los *seis sitios de mercado llamados “PEG”* son únicamente virtuales. Son considerados como ilíquidos, con excepción del “*PEG – Nord – Hcal*”, y tienen más bien una relación de regulación zonal de flujos antes que de intercambios de cantidades. El precio aquí está formado generalmente por un *diferencial* de distancia con *Zeebruges* (del orden de los 0,4 €/MWh). La transparencia de los datos es en estos casos muy limitada.

Puede verse que en tres sitios de mercado con características muy diferentes (valores, vocación física o comercial, cantidad de actores, etc.) la posibilidad de referirse a los datos correspondientes es también muy diferente.

Respecto a los grandes mercados globalizados (carbón y petróleo) mencionados anteriormente, los sitios de mercado del gas y la electricidad son hoy en día todavía limitadas en Europa por el impacto de las restricciones físicas de las (grandes) redes, que son ellas mismas resultante del número limitado de productores sobre la zona en cuestión, contrariamente por ejemplo al gran centro americano “*Henry Hub*” que en un mercado que involucra a miles de actores es maduro y está conectado a un importante sistema de transporte y distribución.

La evolución del funcionamiento de los *mercados energéticos* del gas y de la electricidad en Europa es un elemento esencial de la política energética y del comportamiento de los grandes actores, susceptible de transformar –o no – los fundamentales del comercio y de las políticas contractuales.

### 2.5.6 Las relaciones entre los precios de las diferentes energías

Los análisis y los datos estadísticos presentados en las secciones precedentes deja abierto un tema importante: cuales son las interacciones entre los diferentes precios de la energía, cual (cuales) tiene (n) influencia sobre (las) otra (s), porque y con qué intensidad?

Es una pregunta que juega un papel cada vez más importante en las decisiones de los actores del mercado y de las autoridades públicas.

Es un tema difícil de cuantificar en sus aspectos fundamentales y estructurales, tanto más que los coeficientes ligados a las formas de mercado evolucionan a lo largo del tiempo. En forma inversa, todos los operadores del mercado dedican importantes esfuerzos y medios a poner en evidencia las *correlaciones* existentes, mediante sofisticados estudios estadísticos que les permite arbitrar, prever, contratar y cubrirse utilizando las respectivas fluctuaciones entre los precios de las diferentes energías.

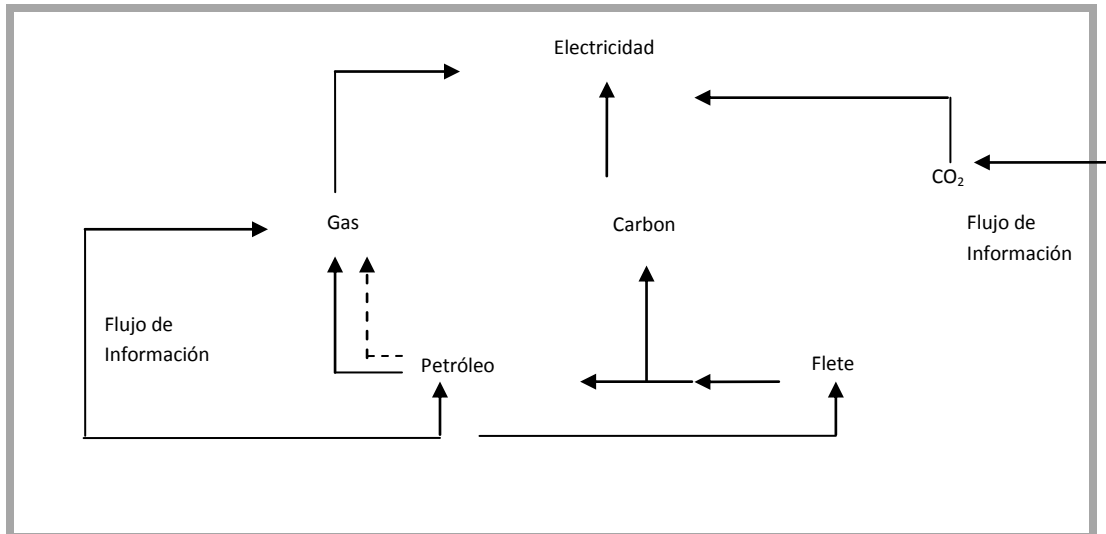
Estructuralmente, los siguientes elementos deben ser tomados en cuenta:

- los precios de todas las energías son tributarios del nivel general de *actividad económica*; sin embargo su impacto es diferencial, tanto en su amplitud como en el tiempo, por la coyuntura;
- para muchas energías (gas, petróleo), las curvas de oferta y demanda están influenciadas por los *flujos de información (news flows)*, informaciones de prensa o de mercado que las afectan y que le pueden dar a estas curvas un carácter fluctuante irracional o provisorio;
- los elementos de información *geopolítica* (petróleo, gas, uranio, carbón) o *institucional* (electricidad o CO<sub>2</sub>) juegan también un papel determinante: la acción de los Estados y su política es aquí muy importante;
- la disponibilidad técnica de las instalaciones/refinerías, usinas de licuefacción, ductos, Centrales...) también es un factor que impacta la formación de precios sobre el mercado.

Se pueda intentar resumir estas interacciones en el esquema de la figura 2.50, siendo las relaciones entre precios de la energía causales, los *niveles* de influencia son muy diferentes.

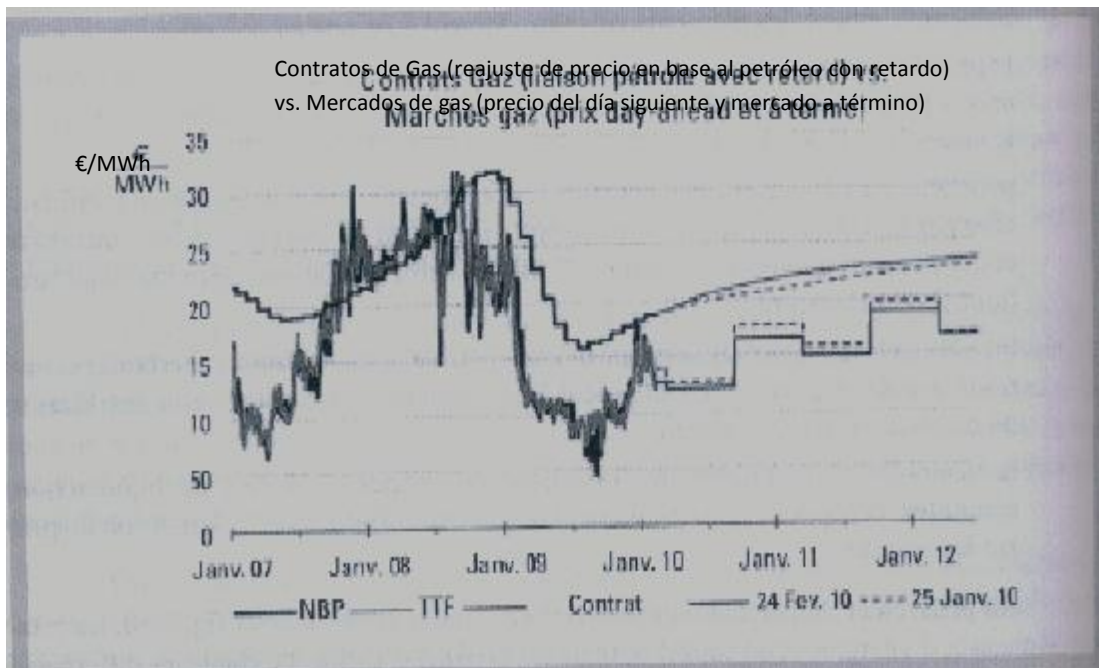
Un ejemplo *interesante* de observar y por otra parte muy importante en términos de estrategia, es el vínculo *entre los precios del petróleo y los del gas*.





**Figura 2.50**

En Europa continental, los precios del gas estuvieron durante mucho tiempo basados sobre contratos de largo plazo vinculados a los precios del petróleo, celebrados entre los países productores y los grandes compradores/vendedores de Europa Occidental. La emergencia de mercados de gas en el norte de Europa, la evolución reciente en el comportamiento de algunos países productores (por ejemplo, Qatar), el desarrollo del gas no convencional y el impacto de la crisis económica sobre la demanda han conducido a ciertos operadores a reconsiderar el vínculo de precios petróleo/gas para, por ejemplo, fundar una parte de sus estructuras contractuales sobre los precios del mercado (fig. 2.51) (ver también 2.4.2).



**Figura 2.51**

A propósito de estas correlaciones entre precios de la energía, el petróleo continua jugando un papel director, recordaremos en el Cuadro 2.9, un antiguo análisis aun hoy debatido, la “regla de Raymond Barre”, propuesta por el economista y hombre político francés en los años 1970 que postulaba la relación de precios: una onza de oro = diez barriles de petróleo... señalando que solamente le acordaba un valor empírico, y si se quiere anecdótico.

**CUADRO 2.9**  
**La “regla de Raymond Barre”<sup>1</sup>**

En ocasión del segundo shock petrolero (1979) Raymond Barre evoco una “regla” de acuerdo a la cual el precio de la onza de oro se fijaría en alrededor diez veces el precio del barril de petróleo. Resulta interesante chequear sobre periodos largos la realidad estadística de esta intuición.

\*

El método llamado de co-integración permite identificar la existencia eventual de un vínculo estadísticamente significativo entre dos series cronológicas sin establecer rigurosamente, sin embargo, una causalidad entre estas series.

\* La fig. 2.52 muestra las respectivas evoluciones del precio del oro y del precio del barril de petróleo entre enero de 1971 y enero de 2010.

\* La fig. 2.53 muestra:

- el precio del oro;
- la “regla de Raymond Barre”;
- las mejores adaptaciones estadísticas entre los logaritmos de las dos variables respectivamente, para los años 1971-2009 y 1999-2009.

Las estimaciones son las siguientes:

- 1971-2009:  
 $\ln p_o = 3,13 + 0,86 \ln p_p + u(t) \quad [t = -3,66]$
- 1999-2009:  
 $\ln p_o = 1,88 + 1,12 \ln p_p + u(t) \quad [t = -3,69]$

con:

- $u(t)$ , “ruido blanco” de la estimación;
- $t$ , coeficiente del test que explica “la intensidad” del vínculo estadístico:  $t < 0$  y existe una significación estadística si  $t < -3,3$

Nos limitaremos aquí simplemente a constatar numéricamente que, en el largo plazo, las relaciones parecen significativas, aun en periodos de alza tendencial (99-09), aun con coeficientes de ajustes muy diferentes.

---

<sup>1</sup> JM Daniel (“Societal”, 2008, Q2) propone realizar un análisis buscando poner en evidencia las causas de este vínculo estadístico, particularmente por consideraciones de política monetaria.

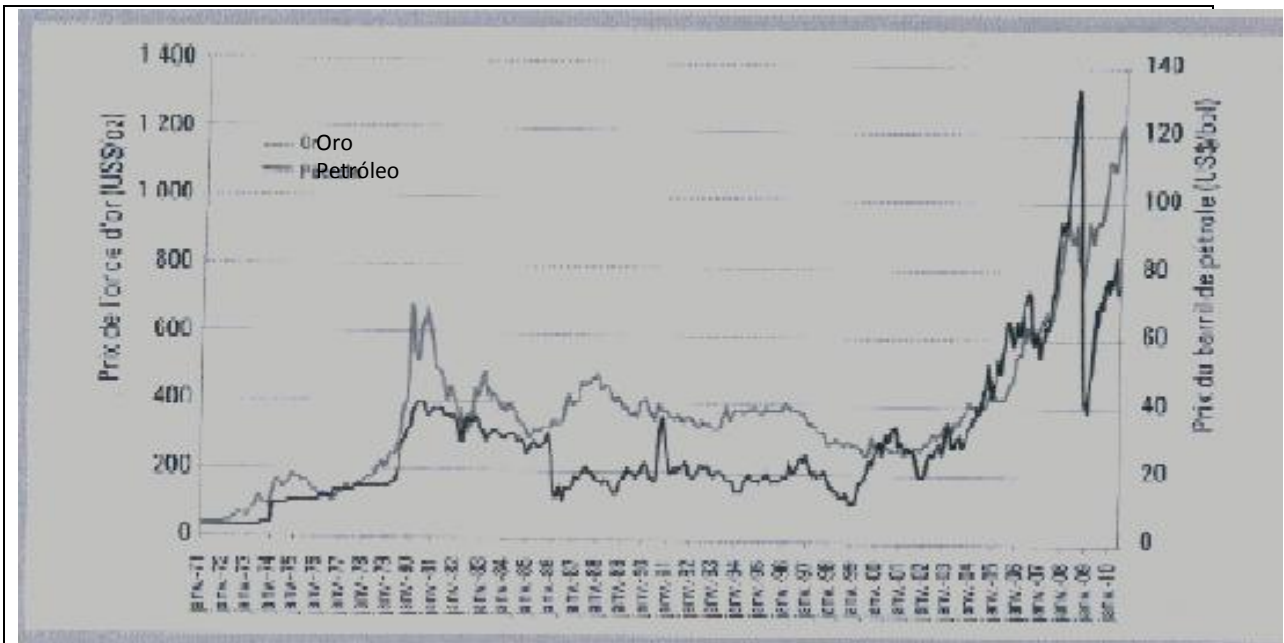


Fig 2.52

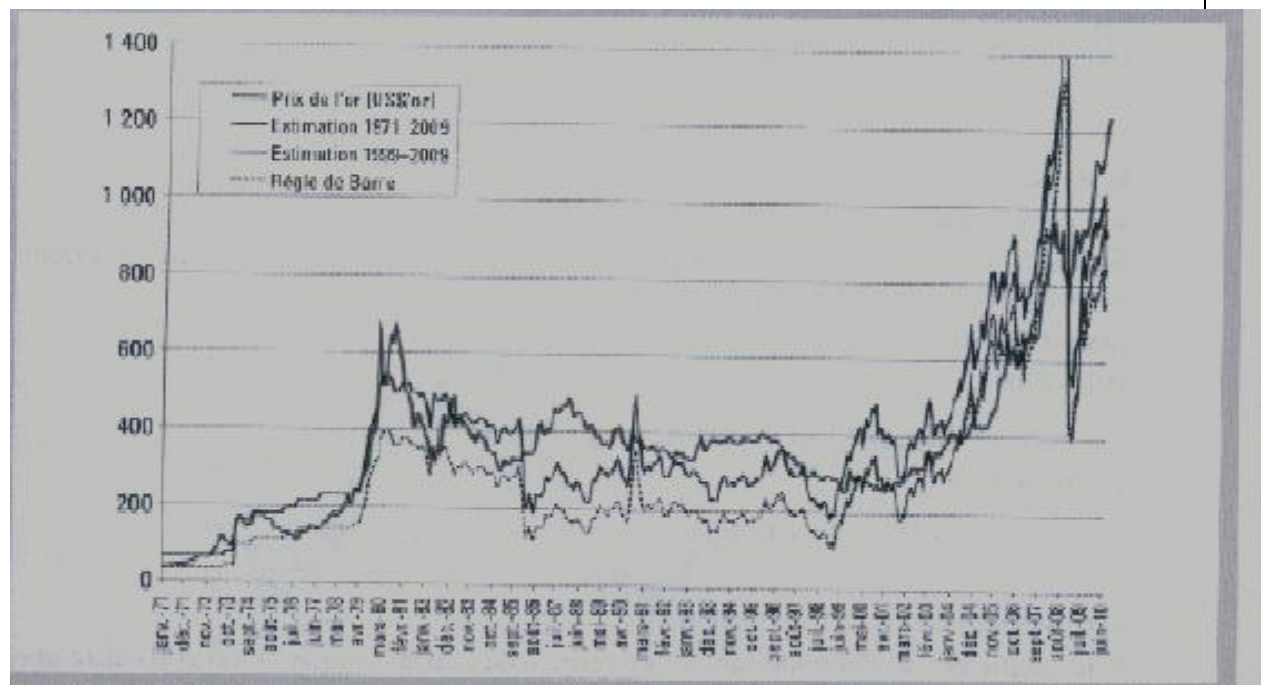


Figura 2.53

<sup>1</sup> Con O. Daxhelet

## BIBLIOGRAFIA

- Averch H. y Johnson, L., *Behavior of the firm under regulatory constraint*, AERW, 1962.
- Bausch A. y Schwenker, B., *Handbook Utility Management*, Springer 2009, p.441 y siguientes.
- Barre R., *Economie Politique*, PUF, 1975.
- Besando, Dranove y Shanley, *Economics of Strategy*, Wiley & Sons, 1996, 135.
- Blaug, M., *History of economic thought*, 1990, pp 212-230.
- Boiteux, M., *Sur la gestion des monopoles publics astreints a l'équilibre budgétaire*, *Econometrica*, 1956.
- Coase, R., *The nature of the firm*, 1937.
- Coppers, F. y Vivet, D., *The single European electricity market*, Bruselas, WP, BNB, 2006
- Curien, N., *Microéconomie*, Ecole Polytechnique, 1997.
- Deneix de Saint-Marc, R. "Régulateurs et juges", Paris, Journaux Judiciaires Associes, n° 17, 2003.
- Dezobry, G., *L'analyse de la rente nucléaire*, Contratos, Competencia, Consumo, 2009.
- Fericelli, A.M., *Principes de microéconomie*, PUF, 1991.
- Gabszewicz, J., *Théorie microéconomique*, De Boeck, 1987, p.28,
- Geman, H., *Commodities and commodity derivatives*, Wiley & Sons, 2005
- Geman, H., Forward "Curves, scarcity and price volatility in oil and natural gas markets, *Energy Economics* 31, 2009, p. 576-585.
- Giraud, P.N., *Economie industrielle des commodités*, Paris IX, 2003.
- Henderson y Quandt, *Microéconomie*, Dunod, 2003.
- Henry, C., *Concurrence et services publics dans l'Union européenne*, PUF, 2003.
- Hotelling, H., "The economics of exhaustible resources", *J. of Political Economy*, 2003.
- Joskow, P., "Vertical integration and long term contracts: the case of coal burning electric generating plants", *Journal of law, economics and organization*, 2003.
- Levy-Lambert y Dupuy, *Les Choix économiques dans l'entreprise et l'administration*, Dunod, 2003.
- Milgrom y Roberts, *Economics, Organization and Management*, Prentice Hall, 1992.
- Meunier y Defeuilley, *Gestion du risque et intégration verticale dans l'électricité*, Larsen, mayo 2008.
- de Montbrial, Th., *La science économique*, PUF, 1988.
- Peyrelevade, J., *Economie de l'entreprise*, Fayard, 1989.
- Percebois, J., *Prix internationaux du pétrole, du gaz naturel et du charbon*, Consejo Francés de la Energía, diciembre 2008
- Picard, P., *Eléments de microéconomie*, Montchrestien, 1994
- Pyndick, R.S., "The optimal exploration and production of non renewable sources", *Journal of Political Economy*, 1978.
- Ramsey, F., "A contribution to the theory of taxation", *EC Journal*, 1927.
- Rochet, J.C. y Tirole, J., "Two-sided markets: a progress report", *Rand Journal of Economics*, 2006.
- Salanie, B., *Les défaillances du marché*, Economica, 1988.
- Samuelson, P.A., "Proof that properly anticipated prices fluctuate randomly", *Industrial Management Review*, 6:2, 1965, p. 41.
- Schumpeter, *Capitalism, Socialism and Democracy*, 1942.
- Smeers, Y., *Regulation if the restructures electricity sector – Somme comments*, WP, CORE-UC Louvaine, 2009.
- Stoffaes, C., *Entre monopole et concurrence*, P.A.U., 1994.
- Williamson, O., *The economics institution of capitalism*, 1985.

## ANEXO

### CARACTERÍSTICAS DE LAS PRINCIPALES FORMAS DE MERCADOS

#### 1. El equilibrio de competencia perfecta <sup>57</sup>

En presencia de  $n$  firma  $i$ ,  $i = 1, \dots, n$ , caracterizadas cada una por una tecnología y por lo tanto por un costo  $C_i(q_i)$  para un nivel de producción  $q_i$ , y bajo condiciones de no interacción entre las firmas, de bienes comercializados homogéneos, de información perfecta de todos los actores y de libre entrada y salida del mercado, existe en el equilibrio *un solo precio*  $p$ , que sale de la confrontación oferta-demanda total del mercado. Este precio *es impuesto a cada productor*  $i$ , el que solo puede determinar su producción en función de  $p$  y de  $C_i(q_i)$  (fig.1)

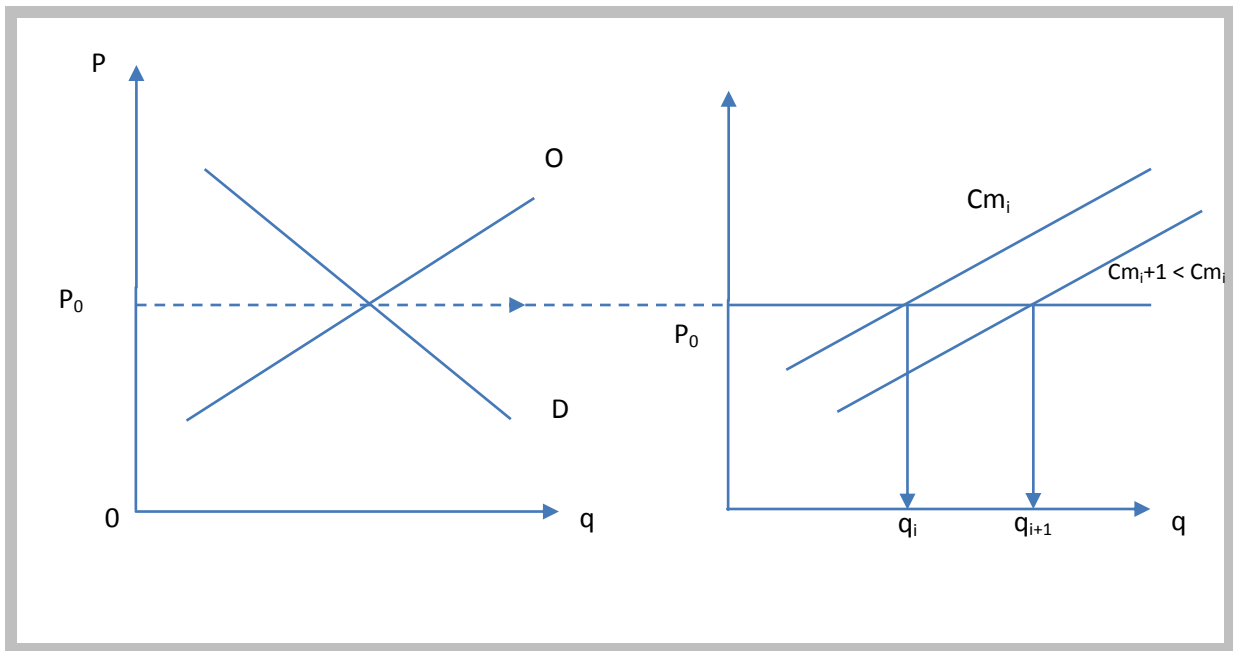


Figura 1

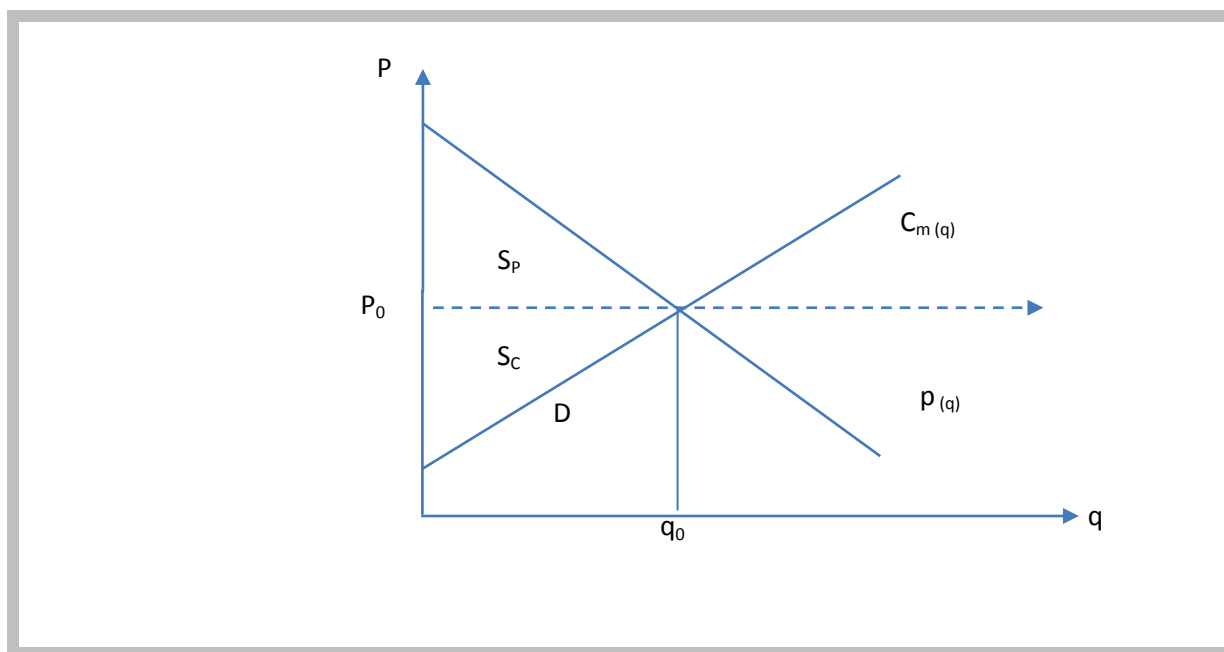
El equilibrio de mercado se establecerá en el punto  $(p_0, q_0)$  con:

$$p_0 = C_{m_i}, \forall i, i = 1 \dots n$$

<sup>57</sup> Este anexo debe leerse como un recordatorio o una descripción muy sintética de nociones útiles de microeconomía. Se podrá encontrar, por ejemplo en P. Picard (1994) una explicación clara y detallada de estos temas.

donde  $Cm_i = \frac{dC(q_i)}{dq_i}$  es el costo marginal del productor  $i$ .

Si el precio viene impuesto para cada productor (fig.1), también es impuesto para cada consumidor. En el equilibrio de corto plazo, el *productor* se beneficiaría de un *excedente*  $S_P$ , representado por la superficie que separa su costo marginal del precio, y el *consumidor* de un *excedente*  $S_C$ , igual a la diferencia entre lo que está dispuesto a pagar por las cantidades sucesivas  $q$  y el precio *único*, válido para cada cantidad (fig. 2).



**Figura 2**

La suma de  $SP$  y  $SC$  es el excedente colectivo. Se demuestra que este es máximo en situación de competencia perfecta. Cualquier otra forma de mercado (cf. infra) conducirá a un excedente colectivo menor y será por lo tanto menos eficaz.

## 2. El equilibrio de monopolio

La empresa monopolística es la única que está en condiciones de satisfacer la demanda del mercado y puede por lo tanto fijar su precio  $p$ . Sin embargo podrá determinarlo teniendo en cuenta la curva de demanda  $p(q)$  y por lo tanto la sensibilidad del precio, para cada cantidad ofrecida a la demanda total.

El equilibrio se ubicará para un precio igual a:

$$R_m = C_m$$

Donde  $R_m$  y  $C_m$  son respectivamente el ingreso marginal y el costo marginal de monopolio (fig. 3).

Se puede observar que  $p_M > p_0$  y que  $q_M < q_0$ : el monopolio, maximizando su beneficio, practica un precio  $p_M$  superior a  $p_0$  (el precio de competencia) y ofrece una cantidad  $q_M$  inferior a  $q_0$  (la cantidad de equilibrio en competencia).

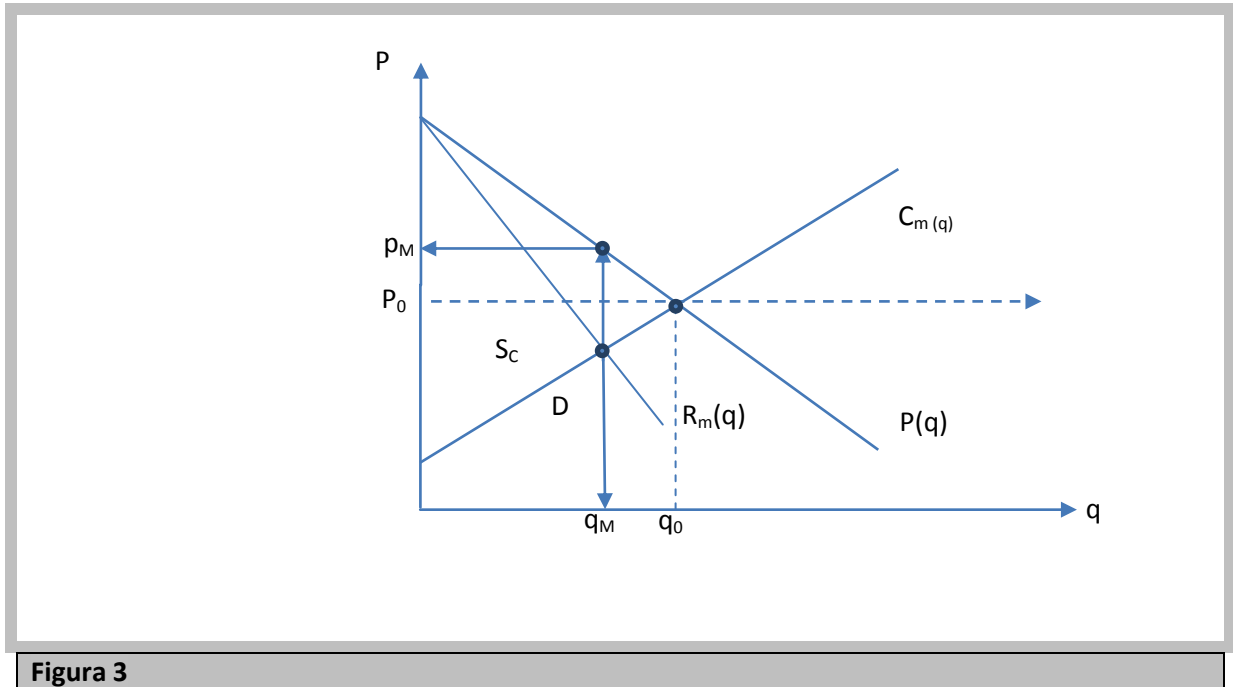


Figura 3

El precio  $p_M$  será superior al costo marginal y se demuestra que:

$$\frac{p_M - C_m}{p_M} = \frac{1}{|\varepsilon|}$$

Donde  $\varepsilon$  es la elasticidad de la demanda, es decir su sensibilidad al precio. Cuanto mayor es esta sensibilidad, más grande es  $\varepsilon$  y menos se podrá apartar el monopolio del costo marginal para fijar su precio, e inversamente.

### 3. Los equilibrios de los oligopolios

Se llama *oligopólico* a un sector de la economía cuando comprende a una cantidad de productores suficientemente pequeña para que la acción de un productor tenga alguna incidencia sobre la de sus competidores. Contrariamente a la hipótesis de la competencia perfecta hay interdependencia entre los productores, y el par precio-cantidad como así también el beneficio de cada agente depende del tipo de acciones realizadas por todos los agentes. Los mercados de competencia perfecta y los monopolios son “deterministas”, en el

sentido que las mismas hipótesis que definen a estos mercados conducen a calcular el correspondiente equilibrio.

No pasa lo mismo en un mercado oligopólico, donde es necesario plantear hipótesis específicas sobre el *comportamiento* de los actores en el juego de la competencia.

Las hipótesis estudiadas con más frecuencia tratan sobre modos de competencia donde los *precios* son las variables estratégicas (equilibrios de Bertrand), o donde el papel estratégico corresponde a las *cantidades* comercializadas. (equilibrios de Cournot y de Stackelberg).

#### 4. La hipótesis de Cournot

Si  $q_1$  y  $q_2$  son las respectivas producciones, el precio estará dado por:

$$p = p(q_1 + q_2) \quad (1)$$

donde  $p$  es la función de demanda,

El ingreso, como el beneficio, de cada duopolio depende de su producción, *pero también* del otro:

$$R_1 = q_1 \cdot p(q_1 + q_2) \quad (2)$$

$$R_2 = q_2 \cdot p(q_1 + q_2)$$

o

$$\pi_1 = R_1(q_1, q_2) - C_1(q_1) \quad (3)$$

$$\pi_2 = R_2(q_1, q_2) - C_2(q_2)$$

Donde  $C_1$  y  $C_2$  son los respectivos costos de producción.

La hipótesis de comportamiento de Cournot consiste en que cada actor maximiza su beneficio bajo la hipótesis que su propia decisión de producción, por ejemplo  $q_1$ , no modificara la cantidad puesta en el mercado por su competidor  $q_2$ .

Entonces puede escribirse ( $i = 1,2$ )

$$\text{Max}_{q_i} \pi \rightarrow \frac{\partial \pi_i}{\partial q_i} = \frac{\partial R_i}{\partial q_i} - \frac{\partial C_i}{\partial q_i} = 0 \quad (4)$$

y

$$\frac{\partial R_i}{\partial q_i} = \frac{\partial C_i}{\partial q_i}$$

Cada monopolio maximiza su beneficio en relación a la única variable sobre la que puede actuar ( $q_i$ )



El *mercado estará en equilibrio* si existe un par  $(q_1, q_2)$  tal que cada actor maximiza su beneficio, siendo la producción del otro un dato: cada jugador hará “lo mejor posible” teniendo en cuenta lo que el otro también hace “lo mejor que puede” (equilibrio llamado de Nash). La solución de (4) nos da el equilibrio.

También se introduce la *función de reacción*, que expresa la producción de un productor en función de la del otro.

$$\begin{aligned} q_1 &= \psi(q_2) \\ q_2 &= \psi(q_1) \end{aligned} \tag{5}$$

Para cualquier valor de  $q_2$ ,  $\psi_1$  dará el valor de  $q_1$  que maximiza  $\pi_1$ . Lo mismo sucede para  $q_1$ . Es la expresión analítica del principio de Nash (fig. 4).

El equilibrio de Cournot es el par  $(q_1^c, q_2^c)$  situado en la intersección de dos funciones de reacción que satisface a ambas.

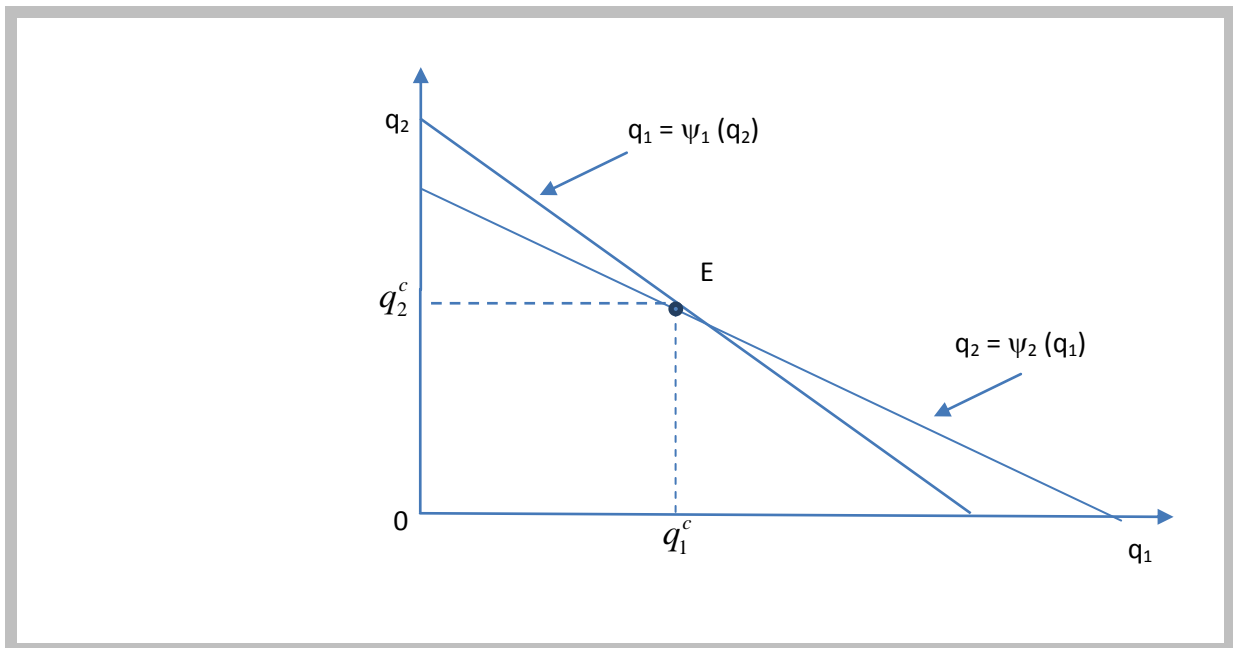


Figura 4

### 5. La hipótesis de Stackelberg

En forma general, el beneficio de cada productor es función de los dos niveles de producción (equilibrio (3)):

$$\begin{aligned} \pi_1 &= f_1(q_1, q_2) \\ \pi_2 &= f_2(q_1, q_2) \end{aligned} \tag{6}$$

Stackelberg distingue a los dos jugadores: uno es el *líder*, el otro el *seguidor*. El líder L, elige su nivel de producción  $q_L$  primero; anticipa la reacción del *seguidor*. El *seguidor* reacciona a la decisión del líder para maximizar su beneficio considerando  $q_L$  fijo; maximiza  $\pi_F = f_F(q_L, q_F)$  y elige  $q_F = \psi_F(q_L)$ . como su mejor reacción a la producción del líder. El líder anticipa esta reacción y maximiza:

$$\pi_L = f_L[q_L, \psi_F(q_L)] \quad (7)$$

En (7)  $\pi_L$  es función de  $q_L$  solamente y será maximizada en relación a  $q_L$ . El beneficio máximo  $\pi_F$  del seguidor se calculara llevando  $q_L^*$  (producción optima obtenida en (7)) con la función de reacción de F,  $\psi_1(q_1^*)$ .

Se demuestra que si L desea ser el líder y F acepta por razones que le son propias el beneficio  $\pi_L > \pi_F$ . Si los dos aceptan jugar el papel de líder se ira hacia un exceso de producción y a una guerra de precios (duopolio de Bowley).

### 6. La hipótesis de Bertrand

La anticipación llamada de “Bertrand” se basa en la hipótesis según la cual las empresas deciden el precio al que venden sus productos:

- como en el equilibrio de Cournot, se supone que cada firma considera la decisión de la otra como un dato exógeno; en este caso, cada competidor anticipa que el otro mantendrá el precio fijado (en Cournot, la cantidad), independientemente del precio que el determina; el paradigma es idéntico al de Cournot, pero la variable de decisión difiere: en este caso es el precio en lugar de las cantidades;
- las hipótesis de Cournot y de Bertrand son simétricas; no es el caso de la hipótesis de Stackelberg, que postula una asimetría entre los agentes: el *líder* y el *seguidor*.

\*

El beneficio  $\pi$  del que se habla en este anexo y, salvo indicación en contrario, en el texto, es el *beneficio económico*. Se distingue del *beneficio contable* por la consideración de los costos de oportunidad, dentro de los cuales se incluye el costo de capital. Así, comprobar por ejemplo que el beneficio es positivo ( $\pi > 0$ ) significa que los beneficios contables de una empresa remuneran a los propietarios de esta empresa (capital) a una tasa superior a la de las colocaciones alternativas, e inversamente si  $\pi < 0$ . Particularmente, un beneficio económico nulo  $\pi = 0$  significa que los propietarios de la empresa o los accionistas en un sector de actividad perciben una tasa de rendimiento igual, ni mas ni menos, a la de la inversión alternativa: de alguna forma, resulta indiferente invertir en este sector o en cualquier otro.

**EL PETRÓLEO**

3.1	Especificidades de la industria petrolera	172
3.2	Las grandes etapas de la industria petrolera	178
3.3	Los determinantes del precio del petróleo: Factores económicos y geopolíticos	187
3.4	Contratos petroleros y mecanismos de cobertura	212
	Anexo 1	229
	Anexo 2	230
	Anexo 3	231
	Anexo 4	232
	Anexo 5 Los Modelos de Hotelling en tiempo discreto	233
	Bibliografía	242

La industria petrolera está constituida por el conjunto de actividades que consisten en extraer, transformar, transportar, refinar y distribuir el petróleo a lo largo de una cadena que va desde el pozo (onshore u offshore) hasta el consumidor final. En la práctica, se extrae el petróleo crudo y se consumen productos petroleros (gasolinas, gas oil, fuel oil, etc.). Analizaremos sucesivamente las especificidades de la industria petrolera, la evolución histórica del mercado petrolero internacional, los determinantes del precio del petróleo y los mecanismos financieros que permiten protegerse contra la volatilidad de los precios. El petróleo es la principal fuente de energía consumida a escala mundial y su carácter de recurso agotable plantea la cuestión de su “justo precio”.

### **3.1 LAS ESPECIFICIDADES DE LA INDUSTRIA PETROLERA**

La industria petrolera es una industria mundial, multiproductos, fuertemente intensiva en capital, y con fuertes disparidades, tanto a nivel de la variedad de petróleos crudos que hay presentes en la naturaleza, como a nivel del costo de acceso a este recurso

#### **3.1.1 Una industria mundial**

El petróleo constituyó el factor esencial del proceso de internacionalización del abastecimiento energético. Hasta 1850, el consumo de energía de un país dependía fundamentalmente de las cantidades de energía que se podían movilizar sobre su propio territorio (leña, biomasa y carbón principalmente). A fines del siglo XIX, se había desarrollado el comercio internacional de carbón, sin por ello dar origen a un verdadero mercado internacional. La industria del carbón continuaba siendo una industria de pequeñas y medianas empresas y el comercio internacional se limitaba a intercambios de proximidad, dado el alto costo de transporte. Durante mucho tiempo la industria del carbón se adaptó a la demanda antes que suscitarla.

La industria del petróleo, por el contrario, se lanzó rápidamente a la búsqueda de potenciales clientes. Esta industria, cuyo mercado inicial (el kerosene) no ofrecía grandes perspectivas, se benefició de la falta de dinamismo de la industria carbonífera para monopolizar el mercado del carburante automotor. Los primeros motores de combustión interna funcionaban con gas de hulla y solo más tarde apareció el motor a petróleo. Producto fácil de manipular y transportar o almacenar, el petróleo reemplazó progresivamente al carbón en la mayor parte de los usos, gracias a una política comercial agresiva. En sus inicios americana, la industria petrolera se transformó rápidamente en internacional.

La rápida penetración del petróleo en el balance energético mundial se explica por la conjunción de tres factores principales:

- una flexibilidad excepcional en la utilización en la mayor parte de sus potenciales usos, a la que es conveniente agregar la existencia de numerosos usos específicos (mercados cautivos);
- una estrategia comercial agresiva por parte de las compañías multinacionales presentes en la cadena petrolera;

- un ventajoso costo de producción que la hizo un temible competidor de las otras fuentes de energía, en particular luego del descubrimiento de yacimientos gigantes en zonas de fácil acceso (esencialmente en Medio y Cercano Oriente); el bajo costo de transporte por barco de este producto líquido favoreció la explotación de los yacimientos generalmente alejados de los centros de consumo.

### **3.1.2 Una industria multiproductos**

Como lo mencionan R. Stobaugh y D. Yergin (1983), “la industria petrolera norteamericana nació a mediados del siglo XIX cuando el kerosene comercial comenzaba a reemplazar el aceite de ballena, combustible caro, como fuente de iluminación doméstica”. Se dice generalmente que el nacimiento de la industria petrolera fue el 27 de agosto de 1859, día en el que el “coronel” Edwin Drake logró extraer petróleo en Titusville, Pennsylvania. Este petróleo al principio sirvió como lubricante para las máquinas y como combustible de iluminación. Los principales mercados del petróleo crudo fueron, luego de ser refinado:

- el kerosene, para las necesidades de iluminación. El petróleo competía con el gas manufacturado pero fue progresivamente reemplazado en este uso por la electricidad, luego del descubrimiento de la lámpara incandescente por parte de Tomás Edison;
- los lubricantes para el engrase de las máquinas;
- el fuel oil para el transporte marítimo;
- la gasolina para el transporte automotor (sobre todo después de la Primera Guerra Mundial), y luego para el transporte aéreo (aero kerosene o jet fuel);
- el fuel oil pesado para la producción de electricidad y para los usos industriales de “calor”;
- la petroquímica (en particular después de la Segunda Guerra Mundial) para la producción de materiales plásticos, textiles sintéticos, fertilizantes, etc.

La existencia de una pluralidad de productos y por lo tanto de mercados llevó a los productores a implementar una política de precios adaptada a cada uno de estos mercados “pertinentes”. Pluralidad de mercados es sinónimo de pluralidad de rentas cuando, sobre estos mercados, la elasticidad-precio de la demanda es muy variable. Los precios de los productos petroleros serán evidentemente mayores en aquellos usos donde la demanda es cautiva (transporte) y menores donde la competencia es mayor por la presencia de una mayor cantidad de sustitutos (fuel industrial).

### **3.1.3 Una industria fuertemente intensiva en capital**

La industria petrolera evolucionara muy rápidamente de una estructura competitiva a una estructura oligopólica. Este proceso de concentración se debe a las características técnico-económicas de la industria; necesita importantes capitales para financiar las inversiones a lo largo de la cadena petrolera, ya sea en la exploración producción, transporte o refinación. Es una actividad con una fuerte aleatoriedad en el segmento de la exploración-producción. Una campaña exploratoria es cara y pese al progreso tecnológico observado en actividades

como la sísmica en tres dimensiones o la perforación horizontal, los riesgos de perforar sin encontrar petróleo continúan siendo elevados (en promedio, un pozo en cuatro es productivo). Es una actividad en la cual las economías de escala son importantes ya que los costos fijos son muy altos. Todas estas características constituyen fuertes “barreras a la entrada” que hacen que, rápidamente, solamente las empresas que tienen un sostén financiero importante podrán invertir al principio de la cadena, “aguas arriba”. Los riesgos van decreciendo en las actividades de transporte y refinación, pero las economías de escala subsisten.

### 3.1.4 Una industria con fuertes disparidades

El petróleo crudo no es un producto homogéneo y su costo de producción es variable en el tiempo y en el espacio.

#### A *Las variedades de petróleo crudo*

La calidad de un crudo depende de dos factores principales: su densidad y su tenor en impurezas (azufre, particularmente). Las distintas categorías de crudos se clasifican según su grado de densidad comparada con el agua. Se considera por convención que el agua tiene una densidad igual a 10 grados API (American Petroleum Institute). Los crudos más livianos que el agua tendrán un grado API mayor, determinado por la fórmula:

$$d = \frac{141,5}{131,5 + \text{gradoAPI}}$$

donde  $d$  representa la densidad física del crudo. Cuanto mayor es el grado API del crudo más ligero es este. Existen en la naturaleza, identificados, más de 200 tipos de crudos. Los ligeros tienen mayor valor que los pesados, en la medida que la proporción de productos “blancos” (gasolinas, gas oil) que se obtienen en la refinación son sensiblemente mayores que los que se obtienen a partir de crudos pesados. La explicación es que estos productos “blancos” se venden mejor que los productos “negros” (fuel pesado y bitumes) que. En el mercado, compiten con otras fuentes de energía, y en particular con el carbón.

Los crudos ligeros se benefician, por lo tanto, de una “renta diferencial” por su calidad respecto de los crudos pesados. Se puede modificar la proporción de productos blancos y negros en la refinación pero solamente dentro de ciertos límites (por ejemplo a través del cracking catalítico), y mediante operaciones costosas.

A título de ejemplo, en la Tabla 3.1 a continuación se observa el rendimiento medio de algunos crudos en la refinación:

Tabla 3.1 Rendimientos en refinería			
Estructura de los productos	Crudo ligero de Argelia	Brent del Mar del Norte	Crudo medio de Arabia Saudita
Gasolinas y GLP	38%	30%	18%
Fuel Oil domestico y Gas Oil	39%	45%	27%
Fuel pesado y bitumes	23%	25%	55%
Densidad	0.806	0.837	0.893
Grado API	44	37.5	27

Fuente: AIE, 2007

La estructura de la demanda mundial de productos refinados es relativamente cercana a la que se obtiene de la refinación del crudo ligero de Argelia, el que tendrá sobre el mercado un valor mayor que un crudo pesado procedente de Arabia Saudita o de Venezuela, de los que se obtiene en refinería una baja proporción de productos blancos, para los cuales la demanda es relativamente cautiva, y una alta proporción de productos negros cuya valorización es baja.

### ***B Disparidades en el costo técnico de producción***

El costo de acceso al petróleo crudo es muy variable según se trate de un crudo onshore extraído en el Cercano Oriente (2 a 5 u\$/barril) o de un crudo obtenido en el offshore profundo del Mar del Norte o del Golfo de Guinea, cuyo costo de producción puede alcanzar los 30 a 40 u\$/barril (según datos a 2008). La tabla 3.2 que se presenta a continuación muestra que el costo de acceso a petróleos no convencionales es aún mayor. El progreso técnico permitió reducir a lo largo del tiempo este costo de acceso y es posible observar que entre el precio medio de venta del crudo y el costo de acceso, el margen es confortable. Esto corresponde a una renta de rareza, o a una renta oligopólica o monopólica según el caso, siendo el petróleo un recurso no renovable (cf. infra y 2.3.6). Algunos petróleos se benefician además de una renta diferencial de tipo geológico (petróleo de acceso fácil y poco costoso), o de una renta de proximidad, en la medida que los lugares de producción son cercanos a los centros de consumo. A ello se puede agregar una renta diferencial de seguridad, algunos petróleos se extraen en regiones políticamente seguras. El temor a una fuerte dependencia del petróleo de Cercano Oriente, región políticamente inestable, explica que los países importadores de la OCDE hayan buscado poner en explotación el petróleo del Mar del Norte, o el de Alaska, regiones en las que el costo de acceso es sensiblemente superior pero que son políticamente seguras.

La historia del petróleo muestra que existe una permanente carrera entre la búsqueda de yacimientos de acceso cada vez más difícil y la puesta a punto de nuevas tecnologías que permitan reducir el costo de acceso. Esto otorga rentas a algunos operadores (rentas tecnológicas, por ejemplo) pero, sea cuales fueran las estrategias adoptadas, las fuerzas de la competencia existen y, en el largo plazo, la industria petrolera debe tener en cuenta las cinco “fuerzas competitivas” analizadas por Porter:

- la competencia entre empresas que ya están en el mercado (insiders);
- la amenaza de nuevos entrantes al mercado (outsiders);
- la amenaza de los sustitutos;

- el poder de negociación de los clientes;
- el poder de negociación de los proveedores.

Debe tenerse en cuenta también el contexto “regulatorio” en el cual se desenvuelven las actividades de exploración – producción, en particular el contexto fiscal. Una fiscalidad atractiva va a producir incentivos para invertir en la exploración petrolera, mientras que los riesgos de inestabilidad política tendrán el efecto contrario.

Como ejemplo, el progreso técnico permitió a nuevos entrantes (como Petrobras, la compañía nacional brasilera) a acceder a petróleo en el mar en aguas profundas. Si repasamos los registros de producción alcanzados en aguas profundas vamos a encontrar: 312 metros en el Golfo de México en 1978; 1.027 metros en 1994 frente a las costas brasileras; 2.197 metros en 2002 nuevamente en el Golfo de Mexico, 2.800 metros en aguas profundas del mar territorial brasilero, etc.

La información de la tabla 3.2, a continuación, permite hacerse una idea del nivel precios necesarios para hacer rentable la producción petrolera:

<b>Tabla 3.2</b>	
<b>Costos de Acceso al Petroleo</b>	
<b>Origen del petroleo</b>	<b>Precio minimo del petroleo</b>
	<b>u\$/barril</b>
Medio Oriente (onshore)	15 (entre 2 y 25)
Offshore profundo	35
Offshore muy profundo	40
Petroleo extra pesado (Canada, Venezuela)	40
Petroleo del Artico	60
Esquistos bituminosos (EE. UU.)	70

Fuente: AIE, 2007

La noción de “reservas” es un concepto relativo sobre el plano económico, ya que el volumen de “reservas probadas” va a depender del precio director del petróleo sobre el mercado (un alza de precios incrementa en forma automática el volumen de reservas recuperables) y del progreso técnico que permite disminuir el costo de acceso a este petróleo. Las “reservas probadas” son las reservas técnicamente accesibles y económicamente recuperables. La relación R/P (reservas probadas/producción anual) da una imagen instantánea de la cantidad de años de producción que quedan con el stock en tierra actual, pero esta relación va a variar en la medida que se produzcan nuevos descubrimientos y evolucione el precio del petróleo (cf. Tabla 3.3). Las reservas probadas mundiales estaban estimadas a principios de 2009 en 1.200 miles de millones de barriles (1.200 Gb), que equivale a una relación R/P de 44 años; las reservas por descubrir estaban estimadas en otros 1.000 Gb y se calcula que la mejora de la tasa de recuperación, gracias al progreso técnico, permitiría producir 900 Gb suplementarios. Las reservas que se han consumido desde el inicio de la historia del petróleo hasta nuestros días fueron, a escala mundial, del orden de los 1.000 Gb (fuente: Agencia Internacional de la Energía, AIE). En la actualidad, uno de cada cinco barriles proviene de los veinte mayores yacimientos descubiertos en el mundo (en el Golfo Pérsico, en Mexico, en Venezuela, en Brasil, en



Argelia, en Rusia, en Azerbaiyán, y en Kazakstán). Pero no se debe perder de vista que el volumen de reservas declarado por algunos Estados debe ser tomado con precaución; algunos Estados sobreestiman sus reservas, otros las subestiman, por razones estratégicas. El nivel de cuotas asignadas por la OPEP a cada país miembro es función de su nivel de reservas probadas, lo que hace que algunos países tiendan a revalorizar sus reservas para beneficiarse con una cuota más alta de producción.

Para algunos autores, la relación R/P debería reducirse en el futuro ya que nuestro planeta se aproxima al pico de producción de petróleo “peak oil”, situación en la que los nuevos descubrimientos ya no permiten compensar la extracción que se realiza sobre el stock en tierra. Otros autores interpretan que la reciente alza del precio del petróleo, y de la energía en general, era previsible, conduciendo a un pico de la demanda “peak demand” en los próximos años. La mejora de los rendimientos a lo largo de la cadena energética facilitaría estos fenómenos (cf. Cuadro 3.1).

Tabla 3.3			
Evolucion de la Relacion Reservas Probadas (1995) / Producción mundial de petróleo			
Anos	Reservas probadas	Producción anual	Relacion R/P
	Millones de toneladas	Millones de toneladas	Anos
1920	n/d	95	-
1940	4,500	n/d	-
1950	11,000	500	22
1960	40,000	1,000	40
1970	73,000	2,400	30
1990	137,000	3,000	46
2000	138,600	3500	40
2005	174,300	3,950	44

Fuente: datos del IFP y de la AIE

### CUADRO 3.1 El “peak oil”

La tesis del Dr. Hubbert, geólogo texano de la R.D. Shell, luego profesor en Stanford, Berkeley es la siguiente:

- Toda producción de un yacimiento petrolero sigue una evolución que se puede graficar mediante una curva de Gauss: alcanzara su máximo cuando la mitad de la reserva haya sido extraída. Para conocer la fecha del “peak oil” de una región alcanzaría teóricamente con conocer el volumen de las reservas probadas, como así también las cantidades extraídas desde el comienzo de la explotación. *El pico se alcanza cuando las cantidades extraídas son iguales a las que restan por extraer.* El problema es que no se conoce con precisión el volumen de las reservas probadas (depende en gran medida del precio del crudo y de la intensidad del progreso técnico). Para King Hubbert, una buena aproximación de la producción se obtiene desfasando la curva de los descubrimientos unos 35 años. De esta forma pudo predecir en 1959 que la producción de petróleo en los Estados Unidos llegaría a su máximo a inicios de los años 1970, lo que así ocurrió. La pregunta es si es posible hacer una extrapolación al mundo entero? La AIE dice que las

reservas probadas superan los 1.100 Gb, mientras que la ASPO (Asociación para el Estudio del Peak Oil), que es una asociación que agrupa a los geólogos “pesimistas”, este volumen no superaría los 780 Gb a escala global. Algunos creen que el “peak oil” se alcanzó en el 2010, otros lo predicen para el 2030 y hay algunos que sostienen que se producirá en el 2050. “La edad de piedra no se terminó porque se terminaron las piedras”! La era del petróleo no terminara porque falte el petróleo sino que finalizara simplemente el día en el que su extracción se haya transformado en excesivamente costosa respecto a sus potenciales sustitutos” (C. Yamani).

- Las *reservas probadas* son aquellas formadas por las cantidades de petróleo técnicamente explotable y rentable económicamente, con una probabilidad del 90%. Las *reservas probables*, son aquellas integradas por las cantidades de petróleo que se producirán con una probabilidad del 50%. Las *reservas posibles* están constituidas por el petróleo que queda hipotéticamente en tierra y no será producido si el precio de venta no se incrementa fuertemente para poder pagar los costos muy altos de extracción, con una probabilidad del 10%.
- La estimación de las reservas que hacen las compañías y los Estados es en general “estratégica”. Según el caso, pueden estar sobreestimadas o subestimadas. En ciertas ocasiones algunos se niegan a suministrar la información. En 2002 el Parlamento de Rusia (la Duma) voto una ley que penaliza con siete años de prisión a quien revele el volumen de reservas de petróleo y de gas rusas. Por su parte, una cantidad importante de países del Cercano Oriente revalorizaron sus reservas en 1985. Hay que decir que el sistema de cuotas de producción que otorga la OPEP tiene en cuenta las reservas declaradas.

### 3.2 LAS GRANDES ETAPAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA

El mercado petrolero debe ser un mercado “regulado” o es suficiente con someterse solamente a los mecanismos del mercado? La demanda de petróleo es poco elástica, al menos en el corto plazo, mientras que la oferta petrolera puede variar rápidamente, bajo el efecto de descubrimientos imprevistos y aleatorios, pero también por estrategias más o menos eficaces de restricción de la oferta. Ello explica la fuerte volatilidad de los precios observados a lo largo de la historia del petróleo y las tentativas de las compañías o de los Estados por atenuar esta volatilidad en distintas épocas. Se observa también una alternancia de periodos en los que reina una competencia destructiva con periodos en los que el mercado se carteliza. La historia del petróleo es ante todo la de una lucha contra la baja de precios, más que un combate por controlar sus alzas.

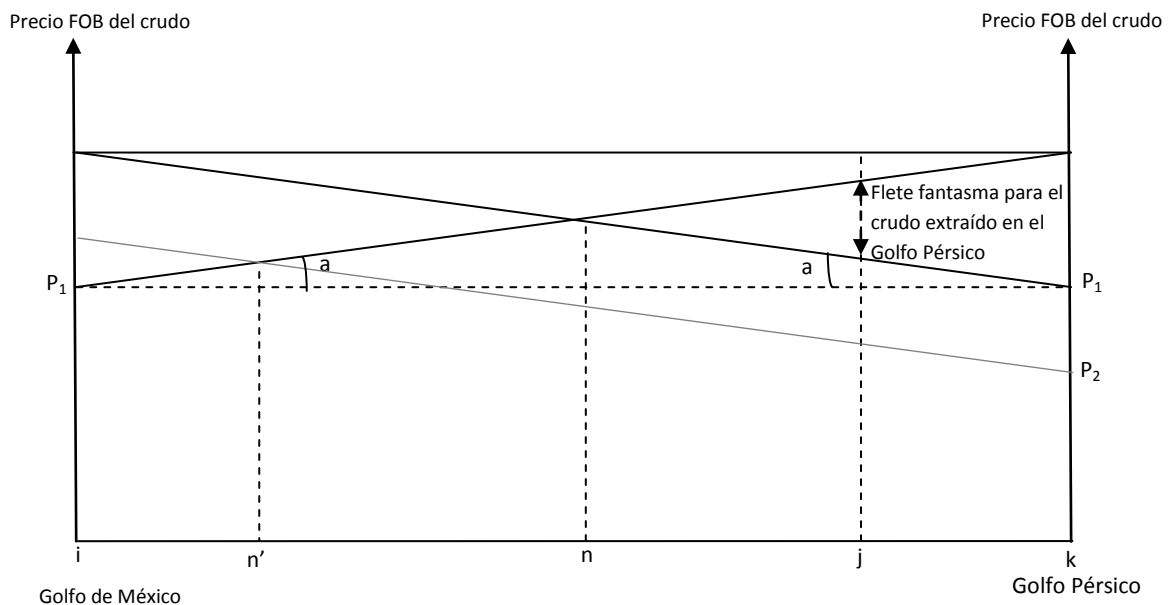
Las tablas 3.5 y 3.6 permiten apreciar las principales etapas de la industria petrolera desde 1859 y de las decisiones tomadas por la OPEP desde su creación en 1960. Se observa una sucesión de situaciones donde se alterna competencia “a la Bertrand”, monopolización, cartelización, o equilibrio del tipo Stackelberg en el cual la OPEP sería a veces el “líder”, y otras el “seguidor” (ver anexo del capítulo 2).

- 1) De 1859 a 1870 la industria petrolera es esencialmente norteamericana y se caracteriza por una competencia anárquica con una volatilidad de precios muy fuerte inducida por la importante variación provocada por los descubrimientos casi diarios;

- 2) De 1870 a 1911, la industria petrolera que continua siendo principalmente norteamericana, tiende a transformarse en un monopolio bajo los efectos de la estrategia conducida por el grupo de D. Rockefeller, fundador de la Standard Oil. Despreocupándose de la producción, actividad considerada extremadamente aleatoria, D. Rockefeller monopoliza el transporte y la refinación del petróleo crudo, consideradas actividades de paso obligatorio (“essential facility”). Pero la Standard Oil se va a tropezar con la Ley Sherman, votada en 1890 por el Congreso de los Estados Unidos, y será desmantelada en 33 sociedades independientes luego de la decisión de la Corte Suprema de los Estados Unidos en 1911;
- 3) De 1911 a 1928 el mercado petrolero se internacionaliza y se transforma en competitivo, pero esta competencia más o menos destructiva opera esta vez entre empresas multinacionales. En este periodo se desarrollan las grandes compañías anglo-sajonas, la Standard Oil de New Jersey (futura Exxon); la Royal Dutch Shell; la Anglo Persian Oil Company (futura British Petroleum, hoy BP); la Gulf Oil; la Socony Mobil Oil; la Standard Oil of California (Socal, futura Chevron) y la Texaco. Los descubrimientos fuera de los Estados Unidos (en Cercano y Extremo Oriente) permitirán a estas empresas acceder a petróleo cada vez menos costoso. La baja del costo marginal de largo plazo de acceso al crudo va a incentivar a estas sociedades a ponerse de acuerdo para evitar una competencia destructiva y permitirle de obtener substanciales beneficios. Una industria que funciona en fase de costos marginales decrecientes está sometida a fuerzas de cartelización, los que están en el mercado (insiders) buscan evitar la entrada de nuevos actores (outsiders) con rendimientos cada vez mayores en términos de costos;
- 4) De 1928 a 1960, la industria petrolera mundial, fuertemente internacionalizada estará dominada por el “Cartel de las Siete Hermanas”. El 17 de septiembre de 1928, en un encuentro de caza en Achnacarry, Escocia, los presidentes de las tres mayores compañías petroleras (H. Deterding por la Shell, Teagle por la Standard Oil de Nueva Jersey y Cadman por la Anglo-Iranian, futura BP) llegan a un acuerdo para disciplinar el mercado mundial y poner fin a la guerra de precios que estaba causando estragos en las cuentas de las empresas petroleras. Este acuerdo informal será rápidamente ratificado por las otras cuatro “hermanas”. Se trata de un auténtico acuerdo de cartel, ya que se decidió fijar las cantidades de petróleo a producir y el precio al que esta producción debía ser vendida. Estas siete sociedades controlaban en ese momento el 90% del comercio internacional de petróleo, y más de tres cuartos de las actividades de refinación y de distribución de los productos petroleros. El acuerdo consistía en implementar la regla conocida como de las “posiciones adquiridas”, lo que significaba congelar las partes de mercado que al momento del acuerdo tenía cada compañía. Preveía al mismo tiempo fijar un único precio del crudo a escala mundial, según el mecanismo llamado de “Golfo Plus” (ver Cuadro 3.2). Este principio es simple: para calcular el precio de cualquier cargamento petrolero en cualquier punto del planeta, era suficiente con suponer que este cargamento provenía de la costa este de los Estados Unidos (golfo de México), remitirse a la cotización de la publicación Platt’s (un diario comercial de Cleveland que publicaba los precios diarios del petróleo crudo) y agregar un costo de transporte correspondiente a la distancia que separaba al Golfo de México del punto considerado. Alineando artificialmente los precios internacionales sobre el costo marginal del petróleo norteamericano, este sistema permitía mantener la

competitividad del petróleo producido en los Estados Unidos otorgando una renta confortable a las multinacionales que tenían acceso al crudo más barato fuera de los Estados Unidos. Permitía también facturar a las compañías petroleras un transporte fantasma cuando este petróleo, producido por ejemplo en Cercano Oriente, era vendido en la zona próxima a los campos de producción, ya que se suponía que el barril de petróleo había atravesado el Atlántico. Este sistema llamado “cotización única, punto de base único” será reemplazado en 1943 por un sistema “cotización única, doble punto de base” (ya no se suponía que todo el petróleo vendido provenía de los Estados Unidos sino que podía originarse en el Golfo de México o en el Golfo Pérsico). En estas circunstancias se presentaba un “punto neutro” donde los dos precios CIF se igualaban, ya que el precio FOB del crudo se mantenía fijo en la cotización suministrada por el Platt’s de Cleveland. En 1943 este “punto neutro” se situaba a la altura de la isla de Malta. A todos los países ubicados al oeste de Malta les convenía abastecerse desde los Estados Unidos, mientras que todos los países situados al este de Malta tendrían preferencia por comprar el petróleo del Golfo Pérsico. Progresivamente, a partir de 1947, las compañías petroleras van a encontrar conveniente extender la zona de influencia del petróleo producido en el Golfo Pérsico. Para ello bastaba con bajar el precio FOB del petróleo producido en el Golfo Pérsico, induciendo a un desplazamiento del “punto neutro” hacia el oeste (sistema llamado de “doble cotización, doble punto de base”). De esta forma, desde principios de 1950 el punto neutro va llegando a la costa este de los Estados Unidos: el petróleo producido en el Golfo Pérsico estaba en condiciones de competir con el petróleo producido en los Estados Unidos. Los “pequeños” productores americanos de petróleo van a presionar a su gobierno para limitar esta competencia. Bajo esta presión el gobierno americano va a aplicar cuotas a la importación, bajo el principio de la seguridad de abastecimiento, lo que tendrá como efecto la desconexión del mercado americano del mercado mundial de crudo. La guerra de precios retornará bajo estas circunstancias hacia fines de los años 1950 debido a los importantes descubrimientos sucedidos en esa época.

**CUADRO 3.2**  
**El “Cartel de las siete Hermana” y el sistema “Golfo Plus”**



El precio CIF de un cargamento de petróleo crudo vendido en el punto j se fija de la siguiente forma:

1. Cotización única, punto de base único (1928 - 1943)

$$P_j = P_1 + aD_{ij}$$

(este sistema ocasiona la facturación de un flete fantasma si el crudo proviene del Golfo Pérsico).

2. Cotización única, doble punto de base (1943 - 1947)

$$P_j = P_1 + aD_{kj} \text{ si el punto j es cercano al golfo Pérsico}$$

$$P_j = P_1 + aD_{ij} \text{ si el punto j es cercano al golfo de México}$$

Los precios se igualan en el “punto neutro” (isla de Malta)

3. Doble cotización, doble punto de base (1947 - 1950)

$$P_j = P_2 + aD_{kj} \text{ Para el crudo extraído en el golfo Pérsico}$$

$$P_j = P_1 + aD_{ij} \text{ para el crudo extraído en el golfo de México}$$

Si  $P_2 < P_1$ , el “punto neutro” se desplaza hacia el oeste (n’), llegando a la costa este de los Estados Unidos a principios de 1950.

- 5) De 1960 a 1973, la industria petrolera mundial se caracteriza por la abundancia de la oferta y una guerra de precios recurrente que conduce al despilfarro. Cinco países productores crean la OPEP en 1960, preocupados porque esta guerra de precios reduce regularmente sus ingresos por regalías (Arabia Saudita, Kuwait, Irak, Irán y Venezuela). Estos cinco países serán luego acompañados por Qatar (1961), Indonesia (1962), Abu Dabi (1962), Argelia (1969), Nigeria (1971), Ecuador

(1973) y Gabón (1975). Indonesia dejó de formar parte de la OPEP en 2009 ya que no es más un país exportador de petróleo. Ecuador y Gabón abandonaron la OPEP a principios de los años 1990; Ecuador se reincorporará en los 2000 con un nuevo ingresante: Angola. Al principio las reivindicaciones de la OPEP fueron modestas y se limitaron exclusivamente a los precios. No buscaban tomar el control de la producción, la que estaba a cargo de las empresas multinacionales dentro de un régimen muy ventajoso de concesiones. Ciertamente hubo tentativas para tomar este control: el caso exitoso de México en 1938 (nacionalización del petróleo por el presidente Cárdenas) y el caso parcialmente abortado en Irán en 1951 (nacionalización del presidente Mossadegh, destituido en 1953). Junto con las reivindicaciones de la OPEP, las multinacionales tuvieron que enfrentar la competencia de las “independientes”, compañías en general anglo-sajonas que buscaban apoderarse de partes de mercado (Amoco, Arco, Conoco, Getty Oil, Occidental, Sinclair, etc.). Algunas empresas públicas de países importadores de petróleo, como la Compañía Francesa de Petróleo (TOTAL) en Francia o la ENI en Italia, con Enrico Mattei, también contestaban el poder de mercado del Cartel de las Siete Hermanas. Pero lo que va a cambiar esta situación es la ley de la oferta y la demanda. El fuerte crecimiento económico de los años 1960 y comienzo de los años 1970 produjo un fuerte aumento de la demanda de petróleo, mientras este petróleo se mantuvo barato, mientras que la oferta presentó dificultades para hacer frente a esta progresión. El temor de escasez a principio de los años 1970 va a relanzar el debate sobre el agotamiento del petróleo y a reforzar el poder de mercado de los países productores, particularmente los países de la OPEP que son poseedores de tres cuartos de las reservas probadas;

- 6) De 1973 a 1981, los dos shocks petroleros van a ser la resultante de un conjunto de factores que interactúan en forma simultánea: fuerte crecimiento de la demanda de petróleo, incremento del costo de acceso a nuevos petróleos (el costo marginal de largo plazo tiende a aumentar), toma de conciencia de los países productores que constatan que el mercado les resulta favorable, acontecimientos políticos que van a jugar como “detonadores” (la guerra de Yom Kippur para el primer shock en 1973-1974, y la revolución iraní seguida por la guerra entre Irán e Irak para el segundo shock 1979-1981). En la tabla 3.4 a continuación se observa que el alza de los precios del petróleo era ineluctable en 1973-1974 debido a la presión ejercida por la demanda. En 1979 el mercado había vuelto a ser ligeramente excedentario y el alza de precios no se justificaba. Pero los acontecimientos políticos van a ocultar este fenómeno haciendo temer una nueva escasez de la oferta. La especulación va a relanzar el alza de precios pero, rápidamente, los excedentes de petróleo van a revertir esta tendencia y conducirán a un contra shock petrolero.
- 7) De 1981 a 1986 el mercado internacional petrolero será fuertemente excedentario: el alza de precios redujo la demanda de petróleo y favoreció el ingreso en el mercado energético de sus substitutos (carbón, gas natural, nuclear, hidroelectricidad). La caída de los precios resultante obligará a los países de la OPEP a implementar cuotas de producción a partir de 1983, aunque cada país se comportara como un “free rider”, sobrepasando su cuota. Arabia Saudita jugará el papel de “productor pulmón” (swing producer) reduciendo su oferta para equilibrar el mercado, pero sin éxito. A fines de 1985, el ministro saudita de petróleo desencadenará una guerra de precios inundando el mercado, con el objetivo de

recuperar una importante parte del mercado. Luego de la renuncia y reemplazo de C. Yamani en 1986, la guerra de precios termina y el precio del petróleo vuelve a ubicarse en promedio en un valor considerado remunerador (18 u\$/barril, contra 7-8 u\$/barril en 1986).

	1970 - 1973			1973 - 1979			1979 - 1983		
	P	C	Saldo	P	C	Saldo	P	C	Saldo
Estados Unidos	-26	123	-149	-40	50	-90	4	-168	172
OCDE (sin Estados Unidos)	45	203	-158	80	-15	95	42	-232	274
Países en desarrollo (sin OPEP)	14	69	-55	100	45	55	110	33	77
TOTAL	33	395	-362	140	80	60	156	-367	523

- 8) De 1986 a 2004 el precio de petróleo oscilaba entre 15 y 40 u\$/barril, al ritmo de las tensiones políticas (disparada de precios en el momento de la invasión a Kuwait por parte de Irak, el 2 de agosto de 1990, caída de precios al fin de la primera guerra del Golfo, enero de 1991 con el objeto de liberar Kuwait). La segunda guerra del Golfo en marzo – abril 2003 va a causar un nuevo incremento de los precios, pero el mercado se mantendrá estructuralmente excedentario.
- 9) Luego de 2004, el mercado comienza a orientarse al alza (con un pico de 147 u\$/barril a mediados de 2008), en particular porque la demanda de petróleo es impulsada por el fuerte crecimiento asiático (China e India). La crisis económica de 2008 – 2009 va a atenuar e incluso revertir esta tendencia. Los precios caerán por debajo de los 40 u\$/ barril a fines de 2008, antes de volver a estabilizarse alrededor de los 80 u\$/barril en promedio en 2009. La debilidad del dólar va a atenuar significativamente el alza del precio nominal del petróleo (cf. infra para ver los determinantes del precio del petróleo). Recordemos que en términos reales (teniendo en cuenta la inflación), solamente en las cercanías de los 100 u\$ (2009)/barril el precio del petróleo va a reencontrarse los valores máximos que había alcanzado en 1981.

Periodo	Características	Hechos destacados
1859 - 1870	<ul style="list-style-type: none"> <li>La industria petrolera es “americana”</li> <li>Competencia anárquica con una volatilidad de los precios diarios del crudo muy fuerte (los precios varían en un rango de 1 a 100)</li> </ul>	
1870 - 1911	<ul style="list-style-type: none"> <li>La industria petrolera continúa siendo “americana”;</li> <li>Estrategia de monopolización del transporte y de la refinación por parte de D. ROCKEFELLER a través de la Standard Oil de Ohio creada en 1870 (D. ROCKEFELLER considera la producción demasiado aleatoria y emplea la técnica de “fijar precios” (posted prices) para comprarle su crudo a los pequeños productores que no tienen otra opción). En 1883, la</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En 1880, la S.O. controla el 80% de la refinación y 90% del transporte por oleoductos en los EE.UU.</li> <li>Se vota la ley SHERMAN en 1891 que condena a “cualquier coalición susceptible de restringir el comercio y los intercambios”</li> <li>En 1911, la Corte Suprema de los EE.UU. condena a la Standard Oil por abuso de posición dominante y ordena su desmantelamiento en 33 sociedades independientes.</li> </ul>

	S.O. de Ohio pasa a ser la S.O. de New Jersey.	
1911- 1928	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La industria petrolera se “internacionaliza”;</li> <li>• Se abre una nueva época de competencia entre empresas multinacionales (con una franja competitiva formada por pequeñas empresas en los Estados Unidos).</li> <li>• Creación de la Royal Dutch Shell, empresa anglo-holandesa presidida por DETERDING, de la Anglo Persian Oil (futura British Petroleum) dirigida por CADMAN, de la Gulf Oil fundada por la familia MELLON en Pensilvania, y de la Texaco creada por dos financistas de Texas: J. CULLMAN y A. SCHLAET;</li> <li>• Estas cuatro sociedades entran en competencia con tres de las mayores sociedades surgidas del desmembramiento de la Standard Oil de New Jersey, la nueva S.O.de New Jersey (futura Exxon) presidida por TEAGLE, la Socony Mobil Oil y la Standard Oil de California (Socal, futura Chevron). Estas siete sociedades van a formar el “Cartel de las Siete Hermanas”.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La Anglo Persian Oil Company que será luego la Anglo Iranian y más tarde British Petroleum, obtiene una concesión muy extensa en Persia;</li> <li>• La industria petrolera mundial funciona en situación de costos marginales de largo plazo decrecientes; el costo de acceso al petróleo fuera de los Estados Unidos tiende a disminuir. Ello favorece una guerra de precios y va a incitar a algunos operadores a ponerse de acuerdo para controlar la baja de los precios del petróleo.</li> </ul>
1928 - 1960	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se consolida el proceso de cartelización de la industria petrolera mundial bajo la dirección de las siete hermanas, que tiene como objeto limitar la sobreproducción y la guerra de precios, recurriendo a dos instrumentos:</li> <li>• 1 – el racionamiento de la producción (instauración de cuotas). Se aplica la regla de las posiciones adquiridas fuera de los Estados Unidos. Se fijan las partes de mercado a respetar. En los Estados Unidos se desarrolla una estrategia de conservación de las reservas propias (a través de la Oficina de Minas en Washington);</li> <li>• 2 – la fijación de precios comunes únicos para el crudo de acuerdo al sistema “Golfo Plus”;</li> <li>• De 1928 a 1943, el sistema es de cotización única con punto de base único (cualquier cargamento de petróleo vendido en el mundo se supone que proviene del Golfo de México y es vendido sobre la base del precio FOB Cleveland informado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se firman los “Acuerdos de la línea roja” el 31/7/1928 entre Shell, la Anglo Iranian, la francesa CFP, la Standard Oil, la Mobil Oil y M. GULBENKIAN (Señor 5%) para intervenir conjuntamente en el Imperio Otomano. Esto anticipa los acuerdos de Achnacarry...</li> <li>• Firma de los Acuerdos de Achnacarry el 17/9/1928 en Escocia. Los Presidentes DETERDING, TEAGLE y CADMAN se ponen de acuerdo para fijar los precios del cartel (con instauración de cuotas de producción). Este Acuerdo es ratificado por las otras cuatro “Majors”. Se crea el “Cartel de las Siete Hermanas” (nombre dado al grupo por Enrico MATTEI).</li> <li>• En 1952 las siete Majors controlan el 90% del abastecimiento de petróleo fuera de los Estados Unidos (y fuera también del bloque comunista) y el 75% de la refinación y distribución;</li> <li>• En 1933, la SOCAL obtiene una enorme concesión en Arabia Saudita</li> </ul>



	<p>por el Platt's). Como consecuencia se factura un flete fantasma cuando el crudo es vendido en regiones cercanas al Cercano Oriente;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• De 1943 a 1947 el sistema es de cotización única con doble punto de base (golfo de México y golfo Pérsico). El precio FOB continua siendo único y sigue siendo informado por el Platt's, pero se suprime el flete fantasma (luego del Informe Brewster);</li> <li>• De 1947 a 1959, el nuevo sistema es de doble cotización y doble punto de base. Las siete "Majors" buscaran inundar el mercado de Estados Unidos con petróleo producido en Cercano Oriente, ello produce una reducción del precio FOB del crudo extraído en la zona del Golfo Pérsico. El "punto neutro" (lugar donde se iguala los precios CIF de los crudos extraídos en el Golfo Pérsico y en el Golfo de México) se desplaza hacia el oeste y llega a la costa este de los Estados Unidos en 1949. Para proteger a los productores de Texas, el gobierno americano ordena la aplicación de un sistema de cuotas de importación.</li> </ul>	<p>y se asocia con la Texaco para fundar la ARAMCO (Arabian American Oil Company). La S.O. y Mobil se sumaran a la ARAMCO en 1940, rompiendo de esta forma el acuerdo llamado de la "línea roja";</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• En 1938 se nacionaliza el petróleo en México, por parte del presidente Lázaro Cárdenas, y se crea PEMEX;</li> <li>• EN 1943 Venezuela limita la duración de sus concesiones y en 1948 impone la regla de la distribución 50/50 de los beneficios;</li> <li>• En 1951, se nacionaliza el petróleo iraní por el presidente MOSSADEGH, pero esta decisión se revierte en 1953 (compromiso con la creación de la NIOC, National Iranian Oil Company).</li> </ul>
1960 - 1970	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Crecen los peligros para la continuidad del Cartel de las siete Hermanas;</li> <li>• Penetración en el mercado mundial de petróleo crudo de las empresas "independientes" (Amoco, Arco, Conoco, Getty, Occidental, Phillips, Sun, Sinclair, Tenneco...);</li> <li>• Aparecen las empresas publicas en los países europeos (Elf en Francia, Eni en Italia);</li> <li>• Reivindicaciones crecientes por parte de los países productores: se cuestiona el sistema de concesiones;</li> <li>• Las Majors ya no son capaces de controlar los precios y el mercado vuelve a ser excedentario (los precios caen). Petróleo abundante y barato en un contexto de costos decrecientes;</li> <li>• A principios de los años 1970 el costo marginal de largo plazo del petróleo vuelve a ser creciente;</li> <li>• Aumento del costo marginal de largo plazo del petróleo;</li> <li>• Fuerte crecimiento de la demanda de</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El 15 de septiembre de 1960 se funda la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en Bagdad por parte de cinco países: Arabia Saudita, Venezuela, Irán, Irak, y Kuwait ( con el liderazgo de J.P. PEREZ ALFONSO de Venezuela y A. TARIKI de Arabia Saudita);</li> <li>• La OPEP adopta una estrategia defensiva (evitar la caída de los precios y por lo tanto de sus ingresos bajo forma de regalías), pero luego pasa a una estrategia ofensiva en la medida que el mercado comienza a ser más demandante (anticipación al agotamiento del petróleo, fuerte crecimiento de la demanda de crudo, aumento de los costos de acceso al crudo);</li> <li>• La OPEP va a aprovechar las tensiones políticas (guerra de Kippur en ocasión del primer shock 1973-1974, y revolución iraní en el segundo 1979-1981) para obtener aumentos de precios del petróleo (en</li> </ul>

	<p>petróleo crudo a escala mundial;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Caída de la relación Reservas/Producción (temor al agotamiento de los recursos petroleros.</li> </ul>	<p>un principio en consenso con las compañías petroleras, luego de forma unilateral);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cuando el mercado vuelve a ser oferente en 1981-1983 como consecuencia de una desaceleración de la demanda, la OPEP va a dudar entre dos estrategias: la defensa de un precio remunerador mediante la aplicación de cuotas, o la defensa de sus partes de mercado al costo de una caída de sus ingresos.</li> </ul>
Situación a fines de 2009	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El petróleo representa cerca del 34% del balance de energía primaria mundial;</li> <li>• La OPEP solo representaba en 2008 el 36% y en 2009 el 38% de la producción mundial petrolera. Los productores de la OPEP son en orden decreciente: Arabia Saudita, Irán, Venezuela, los Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, Nigeria, Irak, Libia, Argelia, Indonesia y Qatar;</li> <li>• Luego de haber superado los 75 u\$/barril durante el 2006, el petróleo cayó a 58 u\$ a fines de ese año;</li> <li>• El precio del petróleo va a crecer en forma regular en 2007 para superar la barrera de los 100u\$/barril a principios de 2008 y llegar a 147 u\$ en julio de ese año antes de volver a caer a 40 u\$ a fines de 2008, en el 2009 el precio fluctuó alrededor de los 70 u\$, y en 2011 en promedio volvió a superar la barrera de los 100 u\$.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Las inversiones en exploración-producción han sido estimadas en 270 mil millones de u\$ en 2006;</li> <li>• La distribución geográfica de estas inversiones de E&amp;P es la siguiente: 90 mil millones en América del Norte, 47 en Rusia y China, 40 en el Mar del Norte, 35 en América Latina y 58 en el resto del mundo.; muchos observadores estiman que las inversiones resultan insuficientes frente a una demanda en expansión;</li> <li>• Los temores de escasez a fines de 2007 e inicios de 2008, ligados sobre todo a una fuerte demanda en Asia (particularmente China) vuelven a poner sobre la mesa los anticipos al alza, pero el menor crecimiento económico (crisis financiera y económica) desde 2008 hará bajar el precio del crudo, el que durante 2009 se va a negociar entre 50 y 80 u\$/barril. Merece destacarse que la debilidad del u\$ (1€ equivalía a 1,45 u\$ a mediados de 2009) contribuye a disminuir los precios del petróleo en términos reales para las economías importadoras de la OCDE.</li> </ul>

<b>Tabla 3.6</b>		
<b>Evolución del precio del petróleo en el largo plazo: las decisiones de la OPEP</b>		
<b>Año</b>	<b>Contexto</b>	<b>Decisiones</b>
De 1948 a 1959	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los precios oficiales del crudo oscilan alrededor de los 2 u\$/barril,</li> <li>• Caen los precios en 1959</li> </ul>	
1960 Conferencia de Bagdad (14/9/1960)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nuevas bajas de los precios fijados (del orden del 18%)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Creación de la OPEP</li> </ul>
1962 Conferencia de Ginebra (junio 1962)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los precios quedan congelados alrededor de 1,80 u\$/barril</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se elimina la fiscalización de los honorarios;</li> <li>• Supresión de los descuentos oficiales</li> </ul>
1965 Conferencia de Trípoli	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobreproducción petrolera</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fracasan los planes de limitar la producción de petróleo crudo</li> </ul>

1968 Conferencia de Viena (junio 1968)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Creación de la OAPEP en Kuwait (formada por diez miembros, de los cuales siete son países árabes miembros de la OPEP)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se adopta el principio de la explotación directa del crudo por parte de los países productores (principio de asociación, sin excluir totalmente el régimen de concesiones);</li> <li>Primeras tomas de participación de la OPEP en el capital de las sociedades extranjeras concesionarias</li> </ul>
1970 Conferencia de Caracas (diciembre 1970)		<ul style="list-style-type: none"> <li>Se adopta la resolución N° 120 que reivindica las negociaciones globales con las compañías concesionarias</li> </ul>
1971 Acuerdos de Teherán (febrero 1971)  Acuerdos de Trípoli (abril 1971)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nacionalización del petróleo y del gas en Argelia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aumento de los precios fijados (2,15 u\$/barril para el Arabian Light),</li> <li>Aplicación de un calendario de alzas (revisión anual de precios),</li> <li>Armonización de los diferenciales de calidad,</li> <li>Aumento de la tasa de impuestos sobre los beneficios (de 50% a 55%)</li> </ul>
1972 Acuerdos de Ginebra I (enero 1972)  Acuerdos de New York (octubre 1972)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Declaración de M. Akins en Argelia (mayo de 1972) anunciando un alza inevitable de los precios del crudo,</li> <li>Nacionalización de la IPC</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aumento de los precios fijados (2,33 y luego 2,48 u\$/barril para el Arabian Light),</li> <li>Las tomas de participación de los países productores en el capital de las sociedades extranjeras se fija en el 25% debiendo aumentar progresivamente hasta llegar al 51%.</li> </ul>
1973 Acuerdos de Ginebra II (junio 1973)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fin del periodo de negociaciones e inicio de la era de las decisiones unilaterales de la OPEP (decisión del 16 de octubre de 1973),</li> <li>Guerra de Kippur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aumento de los precios fijados ( 2,90 u\$/barril para el Arabian Light),</li> <li>Sofisticación de la indexación de precios del crudo sobre una canasta de 11 monedas.</li> </ul>
Conferencia de Kuwait (octubre 1973)  Conferencia de Teherán (diciembre de 1973)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nacionalización del petróleo en Libia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nuevo aumento de los precios fijados (5,12 u\$/barril del AL);</li> <li>La OPEP decide una reducción del 5% y luego del 25% de su producción. Embargo a los Estados Unidos, Países Bajos, Portugal y Sudáfrica;</li> <li>Continúan incrementándose los precios fijados a 10,65 u\$/barril del AL, y retorno a niveles “normales de producción.</li> </ul>
1974 Conferencia de Quito (junio 1974)  Conferencia de Viena (septiembre 1974)  Conferencia de Abu Dhabi (diciembre de		<ul style="list-style-type: none"> <li>La tasa reconocida de regalías pasa de 12,5% a 14,5%;</li> <li>Aumento de las tomas de participación por Kuwait (61%), Qatar (60%), Nigeria (55%), Arabia Saudita (60%), Abu Dhabi y Barhein (60%),</li> <li>Se levanta el embargo,</li> <li>Las regalías pasan a 16,67%,</li> <li>La tasa del impuesto sobre los beneficios de las sociedades pasa del 55% al 65,75%,</li> <li>La regalías siguen creciendo al 20%,</li> <li>La tasa del impuesto sobre los beneficios de las sociedades aumenta al 85%,</li> <li>Nueva alza del precio fijado (11,25 u\$/barril para el AL),</li> <li>Algunos países llevan la toma de</li> </ul>

1974)		posesión al 100%: Qatar, Kuwait.
1975 Conferencia de Viena (septiembre 1975)		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se abandona el sistema de precios fijados por el sistema de precios oficial,</li> <li>• Aumenta el precio oficial del Arabian Light (11,51 u\$/barril),</li> <li>• La toma de posesión al 100% se generaliza en el seno de la OPEP, en particular en Arabia Saudita y Venezuela.</li> </ul>
1976 Conferencia de Doha (diciembre 1976)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Divergencias en el seno de la OPEP (Arabia Saudita y los EAU de un lado, el resto de los países del otro).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementación de un sistema de doble precio oficial del crudo: 12,09 u\$/barril para el AL (Arabia) y 12,70 u\$/barril (precio de referencia ficticio para el AL) (los otros países de la OPEP).</li> </ul>
1977 Conferencia de Estocolmo		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Retorno a la unicidad de precios del crudo de referencia (Arabia Saudita y EAU incrementan sus precios un 5%) quedando en 12,70 u\$/barril para el Arabian Light.</li> </ul>
1978 Conferencia de Taf (mayo 1978) Conferencia de Abu Dhabi (diciembre 1978)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Revolución en Irán,</li> <li>• Temores de escasez,</li> <li>• Alza del precio spot en Rotterdam.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se crea un grupo de trabajo para elaborar una “estrategia de largo plazo” de la OPEP.</li> <li>• Programa escalonado para el alza del precio oficial: 13,33 u\$/barril del AL a partir del 1 de enero de 1979</li> </ul>
1979 Conferencia de Ginebra (marzo 1979)  Conferencia de Ginebra (junio 1979)  Conferencia de Caracas (diciembre 1979)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Escalada de precios;</li> <li>• Arabia Saudita pierde su papel de líder y ya no controla los aumentos de precios,</li> <li>• Intervención de los países de la OPEP sobre el mercado libre para obtener precios más remuneradores que los precios oficiales (25% del petróleo de la OPEP se comercia en el mercado libre; y el 40% del crudo de esta organización si no se cuenta a Arabia Saudita);</li> <li>• Subvención a las importaciones de petróleo en los Estados Unidos (más política de desregulación de los precios internos)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alza del precio oficial a 14,55 u\$/barril para el AL;</li> <li>• Nuevamente incremento del precio oficial (el crudo de referencia es llevado a 18 u\$/barril);</li> <li>• Se amplía el intervalo de precios de la OPEP (de 18 u\$ a 23,5 u\$);</li> <li>• Nuevo incremento de precios del Arabian Light (24 u\$/barril);</li> <li>• Alzas de precios dispersas con una cuasi libertad de flotación de precios para cada miembro (intervalo de 34 a 30 u\$/barril),</li> </ul>
1980 Conferencia de Argel (junio 1980)  Conferencia de Bali (diciembre 1980)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conflicto bélico entre Irán e Irak;</li> <li>• El crudo saudí cotiza a 40 u\$/barril en el mercado libre</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incremento de precios del crudo de referencia a 28 u\$/barril (llevado a 26 u\$ al 1° de enero en forma retroactiva por Arabia Saudita);</li> <li>• Implementación de un precio máximo (37 u\$ precio válido para cualquier tipo de crudo);</li> <li>• Vuelve a incrementarse el crudo de referencia a 32 u\$/barril (llevado a 30 u\$ en forma retroactiva al 1° de septiembre);</li> <li>• Precio máximo fijado en 40 u\$/barril.</li> </ul>
1981 Conferencia de Ginebra (octubre 1981)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Histeria sobre los precios: esconde los síntomas de un cambio de tendencia en el mercado petrolero;</li> <li>• Reducción del 10% de la producción de la OPEP;</li> <li>• Desregulación acelerada de los precios en los Estados Unidos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fijación del precio de referencia en 34 u\$/barril (luego de varios meses de desacuerdos) a partir del 1° de noviembre y hasta fines de 1982;</li> <li>• Arabia Saudita impone una producción máxima de 8,5 Millones de barriles por día (Mb/d) para el crudo extraído por la ARAMCO</li> </ul>
1982 Conferencia de Viena (marzo 1982)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mercado con excedentes importantes;</li> <li>• La OPEP tiende a transformarse en un verdadero Cartel y Arabia Saudita retoma su papel de líder.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aplicación de cuotas de producción (producción máxima de la OPEP fijada en 17,5 Mb/d (de los cuales 7 Mb/d producidos por Arabia Saudita);</li> </ul>

Conferencia de Viena (diciembre 1982)		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se mantiene el precio de referencia en 34 u\$/barril;</li> <li>• Reducción de los diferenciales de precios respecto al crudo de referencia;</li> <li>• Se fija un nuevo máximo para la producción para 1983: 18,5 Mb/d;</li> <li>• Se mantiene la estructura de precios vigente.</li> </ul>
1983 Conferencia de Londres (marzo 1983)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No hay acuerdo en el seno de la OPEP en enero sobre la distribución de cuotas nacionales;</li> <li>• Se reduce el peso de la OPEP en la producción mundial de petróleo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nuevo máximo de producción: 17,5 MB/d con fijación de cuotas nacionales para 1983;</li> <li>• Cae el precio del crudo de referencia que pasa de 34 u\$ a 29 u\$/barril (Arabia había reducido su precio a 30 u\$ a partir del 1° de febrero).</li> </ul>
1984 Conferencia de Ginebra (octubre 1984)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mercado petrolero excedentario</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reducción de la producción máxima de la OPEP a 16 Mb/día desde el 1° de noviembre;</li> <li>• El precio de referencia a 29 u\$/barril debe ser defendido.</li> </ul>
1984 Conferencia de Ginebra (enero 1985)  Conferencia de Ginebra (julio 1985)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desacuerdos en el seno de la OPEP sobre la estrategia a seguir;</li> <li>• Arabia Saudita reduce su producción para equilibrar el mercado (swing producer);</li> <li>• La producción de Arabia Saudita cae de 4,9 Mb/d en el 2° trimestre del año a 2,3 Mb/d en el 3° trimestre;</li> <li>• La OPEP abandona su disciplina y busca reconquistar una “parte de mercado justa”.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Disminuye el precio del crudo de referencia (Arabian Light) a 28 u\$/barril (Argelia, Libia e Irán no se asocian a esta decisión);</li> <li>• Se mantienen sin cambios las cuotas de producción;</li> <li>• Reducción del precio del Arabian Light a 26,5 u\$/barril;</li> <li>• Supresión del precio oficial. Cada país miembro retoma su libertad en materia de fluctuación de precios y cantidades.</li> </ul>
1986 Conferencia de Brioni (junio 1986)  Conferencia de Ginebra (agosto 1986)  Conferencia de Ginebra (diciembre 1986)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• “Guerra de precios” impulsada por Arabia Saudita ansiosa por retomar una parte de mercado justa;</li> <li>• La producción de la OPEP sube a 19 Mb/d – 20 Mb/d.;</li> <li>• Se desmoronan los precios del crudo sobre el mercado libre a 15 u\$ y luego a 7,5 u\$/barril en julio de 1986;</li> <li>• Los precios vuelven a subir hasta los 15 u\$/barril;</li> <li>• Relevamiento el 29 de octubre del Jeque Yamani (se abandona la política de la guerra de precios considerada muy costosa por la OPEP);</li> <li>• El peso de la OPEP en la producción se redujo al 28% contra el 54% que tenía en 1973.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fracaso de la Conferencia de Brioni (no hay acuerdos sobre cuotas ni sobre precios);</li> <li>• Acuerdo provisorio en el seno de la OPEP: se vuelve en dos meses (7 de octubre) a los antiguos techos de producción; el acuerdo es reconducido en octubre de 1986.</li> <li>• Acuerdo entre 12 de los 13 países de la OPEP (excepto Irak): 1) la producción de la OPEP será fijada en un máximo de 15,8 Mb/d a partir del 1/1/1987 (con cuotas nacionales de producción); 2) retronó al sistema de precios oficiales (el crudo de referencia AL queda fijado en 18 u\$/barril; el diferencial máximo entre los crudos es limitado a 2,65 u\$). La ARAMCO (todavía norteamericana, será luego nacionalizada) firma un contrato de abastecimiento con Arabia Saudita a 18 u\$/barril a partir de febrero 1987. Apoyo “objetivo” de las compañías petroleras a la nueva estrategia de la OPEP.</li> </ul>
1987 Conferencia de Viena (diciembre 1987)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A principios de 1987, con el rigor del clima invernal en el Hemisferio Norte, los precios del mercado llegan a 19 u\$/barril;</li> <li>• En julio 1987, aumentan las tensiones en las relaciones franco-iraníes; se producen incidentes en el estrecho de Ormuz;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La OPEP está en camino de ganar su apuesta (una estrategia de limitación de la oferta resulta siempre más eficaz que una estrategia de guerra de precios). La pregunta es si este éxito será duradero;</li> <li>• El barril de petróleo pasa los 20 u\$ sobre los mercados a término (20,32 u\$ el WTI)</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En Agosto 1987, distensión en el mercado del crudo; Arabia Saudita se compromete en una estrategia de “desestabilización” de Irán (acciones desde la Liga Árabe, reducción de los ingresos petroleros);</li> <li>• Mercado excedentario.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• el 28 de julio en Nueva York);</li> <li>• El incremento de precios de julio alienta un exceso sobre las cuotas de producción en el seno de la OPEP, y produce una nueva caída de precios a 18,5 u\$/barril; los compradores de petróleo se sienten seguros, pero los productores se mantienen divididos. La caída de precios está diseñada para perjudicar a Irán en la continuación de la guerra con Irak;</li> <li>• Desacuerdo sobre los precios. Los precios spot caen a 15,5 u\$/barril.</li> </ul>
1988-89	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se reintegra Irán a las cuotas OPEP a partir de 1989;</li> <li>• Oferta excedentaria</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Le cuesta a la OPEP respetar las cuotas de producción;</li> <li>• El precio del petróleo se mantiene entre 13 u\$ y 20 u\$/barril.</li> </ul>
1990	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El 2 de agosto de 1990, Irak invade Kuwait.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En julio de 1990, se realiza la conferencia de la OPEP, en un contexto de sobreproducción. La OPEP mantiene el techo en 22,5 Mb/d con el objeto de incrementar el precio de 18 u\$ a 21 u\$/barril, pero fracasa;</li> <li>• Se produce un embargo sobre el petróleo iraquí. Arabia Saudita y Venezuela compensan la ausencia de producción de Kuwait y de Irak;</li> <li>• El precio del petróleo se dispara y sobrepasa los 40 u\$/barril. En 1990, los precios se estabilizan entre 25 y 27 u\$/barril.</li> </ul>
1991	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El 17 de enero se inicia la primer guerra del Golfo (operación Tormenta del Desierto). Irak se retira de Kuwait.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El petróleo cae por debajo de los 30 u\$/barril;</li> <li>• La OPEP llega a un acuerdo para mantener el techo de producción en 22,5 Mb/d (sin contar a Irak).</li> </ul>
1993	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ecuador se retira de la OPEP el 1º de enero;</li> <li>• El crecimiento económico es bajo, y la demanda de petróleo está deprimida.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los países de la OPEP exceden las cuotas atribuidas;</li> <li>• El precio del crudo cae por debajo de los 15 u\$/barril.</li> </ul>
1994-1997	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mercado petrolero excedentario</li> <li>• Gabón se retira de la OPEP en 1995.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los precios del petróleo oscilan entre 15 u\$ y 25 u\$/barril (de acuerdo a la evolución de las tensiones políticas);</li> </ul>
1998	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se reanudan las exportaciones de petróleo desde Irak (operación “petróleo contra alimentos” impulsada por las Naciones Unidas).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los precios del petróleo caen a un intervalo de entre 10 u\$ y 15 u\$/barril).</li> </ul>
1999-2000	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se recupera la demanda de petróleo (en sintonía con la recuperación económica).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fuerte recuperación de los precios del petróleo luego de un acuerdo entre los países de la OPEP y los países productores no miembros de la Organización (México, Rusia y Noruega);</li> <li>• Los precios del crudo superan los 30 u\$/barril en el 2000, para luego caer por debajo de ese nivel a fines del mismo año.</li> </ul>
2001	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La demanda de petróleo se vuelve a contraer como consecuencia de los atentados del 11 setiembre en New York.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La OPEP reduce su producción un 20% intentando controlar la caída de los precios;</li> <li>• El barril de petróleo cae a 20 u\$.</li> </ul>
2002 - 2003	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La OPEP contiene la sobreproducción;</li> <li>• Se inicia la segunda guerra del Golfo en marzo – abril de 2003 (Estados Unidos e</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A comienzos de 2002 los grandes productores no OPEP (Rusia, México y Noruega) se asocian a los esfuerzos de la</li> </ul>

	Inglaterra invaden Irak, cae el régimen de Saddam Hussein).	OPEP para reducir la producción de petróleo; <ul style="list-style-type: none"> <li>El precio del petróleo supera los 30 u\$s/barril en marzo 2003.</li> </ul>
2004-2005	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuerte demanda mundial de petróleo: en particular en Estados Unidos y Asia (en 1999, China importaba 36 millones de toneladas de petróleo, 78 millones en 2003 y casi 120 en 2004);</li> <li>La OPEP consigue respetar una disciplina de cuotas;</li> <li>Cae la producción de petróleo en los Estados Unidos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los precios del petróleo comienzan a subir como consecuencia de las anticipaciones ligadas al agotamiento de los recursos;</li> <li>Los precios del crudo superan los 40 u\$s/b a principios de 2005 y los 60 u\$s/barril en septiembre del mismo año.</li> </ul>
2006	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tensiones políticas (Cercano Oriente, problema nuclear con Irán);</li> <li>Fuerte demanda de petróleo en Asia (China e India) y caída de la producción en América del Norte;</li> <li>A fines de 2006, el consumo mundial se estabiliza y vuelven las tensiones políticas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El precio del crudo supera los 75 u\$s/barril a mediados de 2006;</li> <li>El precio del crudo cae por debajo de los 60 u\$s/barril en octubre 2006;</li> <li>La OPEP se esfuerza por controlar el “deslizamiento” de los precios en Doha el 19/10/2006 (a fines del 2006, la OPEP representa menos del 40% de la producción mundial de crudo con 28 MB/d (excluido Irak).</li> </ul>
2007	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuerte crecimiento de la demanda de petróleo (en particular en Asia).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El precio del crudo vuelve a 75 u\$s/barril en el mes de julio.</li> </ul>
2008	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuerte crecimiento de la demanda de petróleo (especialmente en China e India) en el 1º semestre;</li> <li>En el 2º semestre la fuerte crisis económico-financiera reduce el crecimiento en el mundo (afecta muy fuertemente a China);</li> <li>El barril de petróleo cae por debajo de los 40 u\$s/barril.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Conferencia de la OPEP en Jiddah (Arabia Saudita) el 22 junio 2008. Arabia aumenta su producción en 500.000 b/día entre mayo y junio; el barril supera los 140 u\$s en julio pese al alza de la producción decidida por la OPEP;</li> <li>Reunión de la OPEP en Viena el 24 octubre y en Orán el 17 diciembre. La OPEP reduce su producción en 1,5 Mb/d en octubre y 2,2 Mb/d en diciembre para frenar la caída de los precios</li> </ul>
2009	<ul style="list-style-type: none"> <li>En marzo 2009, el barril cotiza a 47 u\$s, pero remonta a 71 u\$s a partir de agosto;</li> <li>En 2009, el barril se negocia a un precio cercano a los 80 u\$s.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>En marzo 2009, la OPEP decide dejar las cuotas sin cambios;</li> <li>La OPEP se reúne en Luanda (Angola) el 22 diciembre, decide continuar con sus cuotas sin cambios (24,84 Mb/d, sin contar Irak) y se regocija del fracaso relativo de la Conferencia sobre cambio climático en Copenhague, donde existía una propuesta de tasar los usos petroleros vía una “tasa carbono”.</li> </ul>

### 3.3 LOS DETERMINANTES DEL PRECIO DEL PETRÓLEO: FACTORES ECONÓMICOS Y GEOPOLÍTICOS.

Es difícil anticipar la evolución de los precios del petróleo, debido a los numerosos factores explicativos que interfieren en este campo. Solo es posible enumerar los diferentes determinantes identificados en la literatura y ver en que medida ellos juegan o han podido jugar un papel. En este punto hemos podido identificar nueve factores que, a diversos grados, pueden ser considerados como explicativos. Estos nueve factores son los siguientes: agotamiento cercano de las reservas, disponibilidad de la oferta de petróleo y su costo de acceso, la tasa de utilización de las capacidades de producción, la capacidad de absorción

de las economías exportadoras, el ritmo de crecimiento de la demanda de petróleo, el poder de mercado de algunos operadores, la especulación sobre los mercados, la evolución del precio del dólar y las tensiones políticas.

Recordemos (ver la figura 3.1) que en moneda corriente, el precio medio del petróleo de referencia (Arabian Light, Brent o WTI según los períodos) fue de 2 u\$/barril antes del primer shock petrolero de 1973-1974, superando los 12 u\$/barril luego del primer shock y alcanzando el máximo de 40 u\$ luego del segundo shock de 1979-1980, antes de volver a descender a menos de 10 u\$ como consecuencia del contra-shock de 1986. Luego llegó nuevamente a los 40 u\$ en momentos de la primer guerra del Golfo, cayendo de nuevo a 10 u\$ en 1998-1999, en ocasión de la crisis económica asiática. Luego del 2000 su precio creció casi en forma continua: los 40 u\$ se superaron en mayo 2004, los 50 u\$ en septiembre 2004, los 70 u\$ en 2005 luego del huracán Katrina en el Golfo de México, y el umbral de los 100 u\$/barril se alcanzó el 2 enero de 2008. El precio se disparó en 2008 hasta llegar al pico máximo de 147 u\$ a principios de julio de ese año. Luego los precios comienzan a disminuir en forma sensible, por los temores vinculados a la crisis económica y a la desaceleración de la demanda en Asia, antes de desplomarse por debajo de los 40 u\$ a fines del 2008, en plena crisis económico-financiera. En 2009, los precios oscilaron entre 70 u\$ y 80 u\$/barril. En dólares constante de 2008, solamente hacia los 90 y 100 u\$/barril nos reencontramos con los niveles máximos alcanzados en ocasión del segundo shock petrolero (40 u\$ de ese momento). En los años 2010-2011, los precios han continuado su crecimiento, siendo los valores promedio del orden de los 100 a 110 u\$/barril en el último año, según hablemos del WTI, del Brent o de la canasta de precios de la OPEP. Debemos mencionar que a comienzos de la era petrolera estos niveles de precios ya habían sido registrados, en 1869, en momentos en que los precios del petróleo en los Estados Unidos eran muy volátiles.

### **3.3.1 El agotamiento de las reservas**

Tomar en cuenta una renta de rareza (agotamiento) en las anticipaciones de precios puede explicar el alza de los precios del crudo? El petróleo, como la mayor parte de los otros recursos energéticos, es un recurso agotable y ello le da un estatus particular.

Los trabajos de Hotelling (ver 2.3.5) (1931) sentaron las bases de la teoría de los recursos no renovables, en un momento en el cual el temor del agotamiento se sentía fuertemente en los Estados Unidos. Un stock de recursos agotables en tierra es un activo cuyo rendimiento es igual a la ganancia de capital que otorga el aumento de su valor con el transcurso del tiempo. Todo lo que puede hacer el propietario es postergar la extracción, es decir substituir una venta inmediata por una venta futura, o por el contrario acelerar su extracción, lo que equivale a substituir una venta futura por una venta inmediata. En presencia de mercados a término completos, la tasa de crecimiento del valor unitario del stock es igual a la tasa de rendimiento de cualquier otro activo, en particular de una tasa de interés (Solow, AER, 1974). El precio de mercado de este recurso debe tomar en cuenta no solamente su costo de extracción, sino también el costo de la opción constituida por este valor en tierra sacrificado (Gaudet y Hung, 1987). Ello conduce a dos conclusiones operativas (Percebois, 1997):



- existe en el caso de un recurso cuya cantidad está físicamente limitada una diferencia entre el ingreso marginal y el costo marginal, y esta diferencia corresponde al “costo del uso” (renta de rareza);
- el beneficio marginal del propietario de este recurso agotable debe crecer a lo largo del tiempo, al ritmo de la tasa de interés considerada como tasa de actualización. Es diferente para este propietario transformar su stock en tierra en un flujo monetario en el momento  $t$ , con un beneficio marginal igual a  $\pi$  que hacer esta operación en el momento  $(t + n)$  con un beneficio marginal igual a  $\pi(1+a)^{t+n}$  donde  $a$  es la tasa de actualización igual a la tasa de interés.

Hotelling deduce el sendero óptimo de evolución del precio del recurso siguiendo la estructura del mercado:

- en competencia pura y perfecta, el precio neto de los costos de extracción de un recurso no renovable debe crecer al ritmo de la tasa de actualización;
- en situación de monopolio (privado), el ingreso marginal neto de los costos de extracción de un recurso no renovable debe crecer al ritmo de la tasa de actualización. El precio de equilibrio difiere del precio de competencia al tomar en cuenta una renta de monopolio positiva porque la elasticidad-precio de la demanda en valor absoluto supera a la unidad (Newberry, *Economic Journal*, septiembre 1981). Es el interés del monopolio fijar desde el inicio un precio más alto e incrementar luego este precio en una proporción inferior a la tasa de interés del mercado. De esta forma, el monopolio será el “amigo de la conservación” de las reservas ya que a un precio mayor la demanda será menor. El agotamiento del recurso se demorará por esta política. Pakravan (1981) (ver Cuadro 3.3) demostrará que, en ciertas condiciones, el precio de equilibrio del petróleo debe crecer dos veces menos rápido en situación de monopolio que en una situación de competencia (en el caso que las reservas son conocidas, donde la demanda se anula cuando el precio llega a un precio máximo que coincide con el agotamiento de la reserva y donde el costo de producción es una función decreciente del nivel de la reserva).

La demostración de este resultado puede verse en forma intuitiva, como lo hace Hamilton (2008): llamamos  $\lambda_t$  a la renta de rareza igual a la diferencia entre el precio  $P_t$  y el costo marginal de producción  $M_t$ , es decir  $\lambda_t = P_t - M_t$ . Si quien posee el recurso produce este petróleo y coloca la renta a una tasa de interés  $i$ , su beneficio será igual el año siguiente a  $\lambda(1+i)$ . Si este beneficio es superior a la renta que este podría obtener demorando la producción, es decir  $\lambda(1+i) > \lambda_{t+1}$ , el productor tendrá interés en producir hoy antes que mañana y si fuera el caso contrario preferiría demorar la producción. El óptimo requiere que  $\lambda_{t+1} = \lambda(1+i)$ , es decir  $P_{t+1} - M_{t+1} = (P_t - M_t)(1+i)$ . La renta debe crecer al ritmo de la tasa de interés.

Se puede utilizar este enfoque en términos de renta de rareza para interpretar el primer shock petrolero. A principios de los años 1970, la demanda mundial de petróleo aumentaba a una velocidad sensiblemente mayor que la oferta disponible sobre el mercado, debido a un sostenido crecimiento económico en los países de la OCDE. La OPEP, cada año debía encontrar 100 millones de toneladas suplementarias para equilibrar el mercado. La relación

Reservas/Producción que era de 40 años en los años 1960, cayó a 30 años a principios de 1970. Anticipándose al fin de la era del petróleo, el mercado consideraba ineluctable el alza de precios. Las tensiones políticas (guerra de Kippur) fueron la excusa para provocar este alza de precios en forma más brutal y en un período más corto que el previsto.

Es posible considerar que la teoría del “peak-oil”, muy popular en los últimos años en algunos medios, retoma este enfoque para explicar el alza continua de precios del crudo observada luego del 2004 (con excepción de la caída que se produjo en el año 2008 a causa de la crisis económico-financiera de las “subprime”). Esta teoría del “peak-oil” fue desarrollada por King Hubbert, un geólogo texano de la Shell, en los años 1950. Parte de una constatación: la producción de cualquier yacimiento petrolero tiende a seguir una curva del tipo de Gauss. Esta alcanza su máximo cuando la mitad de la reserva ha sido producida. Para conocer la fecha a la que se llega al “peak-oil”, es suficiente teóricamente conocer el volumen de reservas disponibles y la cantidad extraída desde el inicio de la explotación. Para Hubbert, una buena aproximación de la curva se obtiene al decalar la curva de evolución de los descubrimientos de los últimos 35 años (ver el Cuadro 3.1). Para la ASPO (Asociación para el Estudio del Peak-Oil) el pico de la producción petrolera mundial se situaría entre los años 2010 y 2015 en un nivel del orden de los 90 millones de barriles/día (la producción en 2010 fue de 82,1 millones de barriles día<sup>1</sup>). La toma de conciencia de un riesgo de agotamiento de este tipo puede explicar el alza de los precios observada en estos últimos años?, En cierta forma, el mercado estaría anticipando nuevamente el fin de la era del petróleo.

Mirado con un poco más de atención, el alza de precios del petróleo estaría respetando en el largo plazo la tesis desarrollada por Hotelling. Si razonamos en moneda constante (u\$s 2008), como lo hace Hamilton (2008), para el caso del WTI, podemos verificar que el precio del petróleo era ligeramente inferior a 20 u\$s/b en 1970y que se situaba en aproximadamente 120 u\$s en el primer trimestre de 2008. Ello nos da una tasa de crecimiento del orden del 1% por trimestre, es decir de alrededor del 4% anual para el período 1970-2008. Descartamos aquí el costo de producción y asimilamos el precio de mercado al precio neto de costos. Mientras el costo marginal de producción del petróleo era bajo, se podía admitir que era el precio del petróleo el que debía crecer al ritmo de la tasa de interés de la economía. Actualmente este costo marginal es alto (costo de producción del petróleo no convencional) y esta asimilación ya no tiene sustento. De repente, la renta percibida por los productores de bajo costo es más una renta diferencial que una renta de rareza en el sentido de Hotelling. En el largo plazo, si despreciamos el costo marginal de producción, lo que es discutible, todo sucede como si el precio del petróleo fuera creciendo al ritmo de la tasa de actualización generalmente utilizada en los países de la OCDE (4 a 5% en moneda constante). Recordemos que esta tasa del 4% es la que propuso la comisión Lebègue para Francia y adoptada en la actualidad por los poderes públicos (4% sobre 30 años y 2% para periodos posteriores). El alza de precios no se produce de forma progresiva y regular, como lo sugiere la teoría de Hotelling, sino por escalones. Puede ser entonces que se trate de una coincidencia? Los partidarios de esta teoría encuentran en todo caso, en este comportamiento, argumentos para sostenerla. Puede objetarse que no alcanza con comparar

---

<sup>1</sup> BP Statistical Review 2011

el precio del petróleo en dos fechas suficientemente alejadas elegidas en forma arbitraria para justificar la teoría de Hotelling. En un artículo publicado en 2007, Gaudet sostiene, apoyado en datos estadísticos, que en el periodo 1870-2004, la tasa de crecimiento del precio del petróleo fluctúa en los Estados Unidos alrededor de un promedio nulo. Para este investigador, no alcanza para invalidar la tesis de Hotelling, pero es importante reconocer que sus conclusiones no son admitidas por todos.

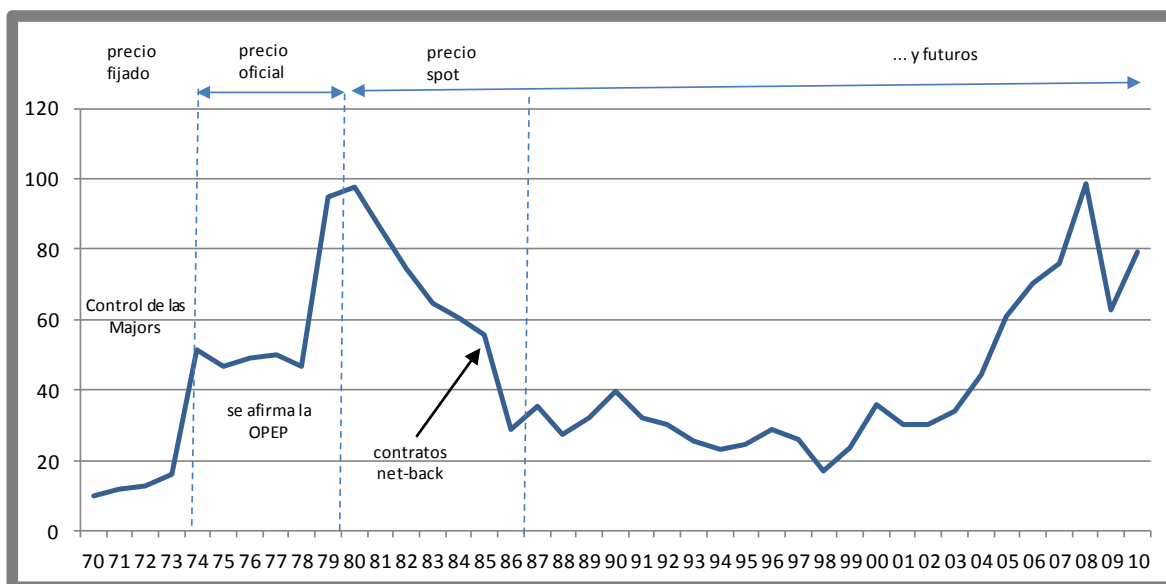


Figura 3.1 Precio del crudo en el largo plazo (después de 2004 los precios se dispararon hasta alcanzar los 147 u\$s/barril en julio 2008 antes de volver a caer a menos de 40 u\$s/barril a fines de 2008 y estabilizarse en 80 u\$s en 2010  
Fuente: BP Statistical Review

Los detractores de la tesis de Hotelling recuerdan que la hipótesis fundamental planteada por el autor es que la cantidad de reservas es conocida a priori. Pero el concepto de reservas recubre realidades cambiantes. Las reservas probadas son, para el economista, reservas técnicamente explotables y económicamente rentables, al precio vigente en el mercado, con una probabilidad del 90% al 95%. En la actualidad estas son de 1.100 miles de millones de barriles (1.100 Gb), lo que equivale a una relación Reservas/Producción R/P del orden de los 44 años. Las reservas probables son los volúmenes de petróleo que se producirían con una probabilidad del 50% en función de la tecnología disponible en el futuro y si el precio del petróleo es suficiente para cubrir los costos. Las reservas posibles son aquellas que quedan hipotéticamente y solo serían producidas cuando el precio del petróleo crezca lo suficiente como para cubrir los elevados costos de extracción de estos recursos, con importantes progresos tecnológicos. El umbral de probabilidades para que estas reservas sean accesibles es muy bajo, del orden del 5% al 10%. Solamente las reservas probadas son la que están contabilizadas en las proyecciones, y su volumen varía en función del precio director de la energía y del progreso tecnológico verificado. Este volumen crece cuando el precio del petróleo aumenta o cuando nuevas tecnologías permiten acceder a nuevos yacimientos. Como lo recuerdan Babusiaux y Bauquis (2007), el progreso técnico desplaza la frontera entre petróleo convencional y petróleo no convencional, y de repente la distinción entre ambos se desvanece. Existe un “continuo de recursos hidrocarbúricos”.

En los años 1970, los yacimientos en el mar situados a profundidades mayores a los 200 metros eran considerados como petróleo no convencional. Hoy sabemos ir a buscarlo a profundidades cercanas a los 3000 metros. También hay que tener en cuenta los combustibles de síntesis obtenidos a partir del carbón (*coal to liquid*) y del gas natural (*gas to liquid*) como así también los biocombustibles. De esta forma, Canadá tiene el 14% de las reservas probadas mundiales de petróleo si contamos las arenas asfálticas, rentables hoy a partir de 50 a 60 u\$/barril. Las reservas probables mundiales están estimadas en 300 Gb, mientras que las reservas posibles son del orden de los 900 Gb. Los recursos petroleros superan, en total, los 2.300 Gb si sumamos las reservas probadas, probables y posibles. Los esfuerzos de exploración y desarrollo tienden a modificar sensiblemente el volumen de reservas probadas y la relación R/P que era de 22 años en los 1950, y de 40 años a principios de los 1960, cayo a 30 años a principios de los 1970 para recuperarse nuevamente a 40 años a principios de los 2000.

La elasticidad de las reservas al precio del petróleo es baja, del orden de 0,1, y sin duda se debe a la existencia de un progreso técnico autónomo antes que un progreso técnico inducido lo que explica la evolución de esta relación en el tiempo. Existen límites geológicos respecto a la cantidad de petróleo recuperable y los partidarios del “peak oil” muestran que la renovación de las reservas se produce solamente en un tercio por nuevos descubrimientos y en dos tercios por la revalorización de los antiguos descubrimientos. Esta revaluación es a veces estratégica, a veces política, cuando las empresas petroleras o los Estados están interesados en mostrar niveles de reservas sobrestimadas o a la inversa. Las anticipaciones al descenso de esta relación provocan el incremento del precio del petróleo en el mercado.

Algunos autores intentaron levantar esta hipótesis restrictiva realizada por Hotelling respecto al conocimiento previo de las reservas existentes. Pakravan (1977), Pindyck (1978) o Fishelson (1983) hacen la hipótesis que los esfuerzos de investigación y desarrollo (I-D) buscan modificar el nivel de las reservas probadas, y suponen, además, que el costo de producción del petróleo es una función decreciente del volumen de reservas disponibles en un instante dado (Hotelling suponía que el costo era independiente de la cantidad de reservas). Consideran que las reservas potenciales son, de hecho, ilimitadas y que un esfuerzo de I-D permitiría siempre encontrar nuevo petróleo hasta el momento en el que aparezca una nueva “tecnología de apoyo”.

Cuanto más importante es el esfuerzo exploratorio, más alto es el volumen de las reservas y menor el costo de producción. El resultado es que, bajo ciertas condiciones, el precio del petróleo podría disminuir y no crecer, contrariamente a la tesis desarrollada por Hotelling, y entonces el precio del petróleo seguirá un sendero en forma de U (ver Cuadro 3.3). Para Pakravan, la exploración introduce incertidumbre en la evolución del precio del petróleo. Fishelson demuestra que el precio del petróleo baja si el ritmo de nuevos descubrimientos es sensiblemente mayor que la tasa de crecimiento de la demanda. Pindyck introduce, sin embargo, la hipótesis según la cual el esfuerzo exploratorio está sometido a la ley de rendimientos decrecientes, lo que conduciría a dos situaciones posibles. Si el stock inicial de las reservas es importante, el costo de producción del petróleo en tierra será bajo, el productor estará interesado en demorar su esfuerzo exploratorio, las ganancias obtenidas por la reducción de los costos exploratorios actualizados será mayor que las debidas a la

reducción de los costos de producción. La actividad exploratoria se reiniciara cuando las reservas tiendan a agotarse, pero debido a los rendimientos decrecientes de esta actividad de búsqueda, los precios del petróleo necesariamente aumentarían, y el valor de los costos actualizados de exploración serán superiores a los costos de producción. En estas condiciones las reglas de Hotelling se verifican. Por el contrario, si el stock inicial de las reservas es bajo, la actividad exploratoria debe comenzar rápidamente ya que los costos de producción y, como consecuencia el precio del petróleo, serán elevados. Ello permitirá reducir los costos de producción, y por lo tanto el precio del crudo, pero llegara necesariamente un momento en el que el costo de producción volverá a crecer, ya que las reservas tienden a bajar como consecuencia de la ley de rendimientos decrecientes observada en la actividad exploratoria. El precio del petróleo sigue en este caso una curva en U, lo que no es contemplado en la tesis de Hotelling.

Estos resultados son contestados por otros autores que cuestionan la hipótesis de Pindyck (ver Cuadro 3.4) según la cual el costo de producción depende únicamente de la cantidad de reservas probadas. Estos adoptan una función de costos que depende del volumen de reservas probadas y al mismo tiempo el de las reservas potenciales. Es posible explotar un yacimiento recientemente descubierto antes que un yacimiento antiguo ya conocido y, en consecuencia, la explotación se hará siempre con costos marginales crecientes, lo que confirma la tesis de Hotelling.

Si razonamos en moneda constante (u\$s 2008), el precio del petróleo a tenido tendencia a seguir una curva en U entre 1980 y 2008 cuando bajo regularmente, de casi 100 u\$s en 1980 a 20 u\$s entre 1986 y 1999 (con una excepción en el momento de la guerra del Golfo en 1990), antes de volver a subir regularmente a partir del 2000 pasando los 120 u\$s/barril en 2008. Importantes esfuerzos de exploración se realizaron luego del segundo shock petrolero en los países “no OPEP” e importantes progresos tecnológicos permitieron disminuir el costo de acceso a los nuevos petróleos (por ejemplo, sísmica 3D y perforaciones horizontales). El costo de producción de las arenas asfálticas de Alberta bajo fuertemente, disminuyendo en forma sensible el umbral de competitividad de este petróleo considerado no convencional en el momento de partida. Destacamos que la tesis de una curva en U en el periodo considerado no es completamente incompatible con la presentada precedentemente, que observa que los precios del petróleo crecieron en promedio durante el periodo al ritmo de la tasa de actualización, si tomamos en consideración el primer shock petrolero si tomamos 1980 como año de partida y 2008 como año final. Pero, en ambos casos, el razonamiento solo es valido al interior de un periodo particular, entre dos años tomados como límites, y no año por año; la selección del periodo no es neutra lo que elimina la pertinencia de la tesis defendida. En todos los casos, la existencia de una renta de rareza parece ser un determinante importante en el precio del petróleo sobre el mercado internacional, ya que el precio del mercado es generalmente bastante superior al costo marginal de producción.

**CUADRO 3.3**  
**El modelo de Pakravan (1981)<sup>2</sup>**

**1. Modelo bajo hipótesis de competencia pura y perfecta**

Con esta hipótesis, el precio de venta del recurso, supuesta exógena, es independiente del volumen evacuado por la empresa. Esta última busca maximizar su valor, igual a la suma actualizada de sus beneficios futuros. Se ve por lo tanto frente al problema de optimización siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Max} \int_0^T P(t)q(t) - q(t)C(r(t))e^{-at} dt \\ \frac{dr}{dt}(t) = -q(t) \quad (1) \\ r(0) = r_0 \quad (2) \\ \frac{dC}{dr} < 0 \quad (3) \end{aligned}$$

con  $q(t)$ , la tasa de extracción en  $t$ ,  $r(t)$  las reservas en  $t$ ,  $C(t)$  el costo medio de extracción de un barril cuando las reservas son iguales a  $r$ ,  $a$  es la tasa de actualización de la empresa.

Destacamos que el término  $q(t)C(r(t))$  implica que en cada instante el costo total de producción es proporcional a la cantidad extraída. Las ecuaciones (1), (2) y (3) tienen el siguiente significado respectivamente:

- las reservas disminuyen en una cantidad igual a la cantidad producida;
- el volumen inicial de las reservas es conocido e igual a  $r_0$ ,
- cuando las reservas disminuyen, el costo unitario de producción aumenta.

Se supone que la producción terminara en el momento  $T$  (conocido).

Siendo  $\lambda(t)$  el multiplicador de Pontriagyn (por ej., la variable dual) asociado a la variable de estado  $r(t)$  del problema considerado.  $\lambda(t)$  representa el crecimiento del valor de la empresa si las reservas en  $t$ , correspondientes al sendero óptimo de producción aumentan en un barril (el sendero óptimo de producción en el intervalo  $[t, T]$  queda entonces modificado). Por esta razón, consideramos que  $\lambda(t)$  representa el valor de mercado en  $t$  (actualizado al momento 0) de un barril de reservas. Si existiera un mercado de reservas, y si el precio de un barril observado sobre este mercado fuera diferente a  $\lambda(t)e^{at}$ , la empresa podría incrementar su valor vendiendo o comprando sobre este mercado. En otras palabras, el sendero de producción que vamos a determinar es realmente óptimo (y estable) solo si el valor de mercado de un barril de reservas se establece en  $t$  igual a  $\lambda(t)e^{at}$ .

El hamiltoniano  $H(q, r, y, t)$  del problema se escribe en el momento  $t$  de la siguiente forma:

$$(P(t)q(t) - q(t)C(r(t)))e^{-at} - \lambda(t)q(t)$$

La interpretación económica de este hamiltoniano es la siguiente: durante el corto instante de tiempo  $[t, t+\delta]$ , la cantidad extraída, igual  $q(t)\delta$ , genera (en valor actual) un beneficio inmediato igual a:

$$\delta(P(t)q(t) - q(t)C(r(t)))e^{-at}$$

Sin embargo, esta producción genera paralelamente una reducción  $\lambda(t)q(t)\delta$  del valor de mercado de las reservas en poder de la empresa. El hamiltoniano tiene en cuenta estos dos efectos contradictorios.

Siendo en  $t$ ,  $q^*(t)$  la cantidad extraída óptima y  $r^*(t)$  la cantidad correspondiente de reservas en poder de la empresa. Las condiciones necesarias de optimalidad son las siguientes:

$$\frac{\partial H}{\partial q} = (P(t) - C(r^*(t)))e^{-at} - \lambda(t) = 0 \quad (4)$$

$$\frac{\partial \lambda}{\partial t}(t) = -\frac{\partial H}{\partial r} = q^*(t) \frac{dC}{dr}(r^*(t))e^{-at} \quad (5)$$

(4) implica que en el óptimo, el valor de mercado de un barril de reservas es igual a la renta (beneficio) generado por la producción de un barril.

El término  $\frac{\partial \lambda}{\partial t}(t)$  en (5) puede ser interpretado de dos formas diferentes: como la disminución a lo largo del tiempo del valor de mercado de un barril de reservas, o como la pérdida de valor sufrida por la empresa si retardara por un instante corto la producción de un barril de reservas. Si se elige la segunda interpretación, (5) indica que el sobrecosto soportado por la empresa corresponde al incremento del costo unitario de producción observado en ese corto instante de tiempo.

Derivando (4) en relación al tiempo, obtendremos:

$$\frac{\partial P}{\partial t}(t) + q^*(r) \frac{dC}{dr}(r^*(t)) = ae^{at} \lambda(t) + \frac{d\lambda}{dt}(t)e^{at}$$

Reemplazando  $\lambda(t)$  y  $\frac{d\lambda}{dt}(t)$  en (4) y (5), esta ecuación se escribirá de la siguiente forma:

$$\frac{\partial P}{\partial t}(t) = a(P(t) - C(r^*(t))) \quad (6)$$

Según (6), en un instante corto de tiempo, el incremento del precio de venta será igual al producto de la colocación de la renta (por ej.: precio neto del costo de producción colocado a la tasa de interés instantánea  $a$ ).

Consideremos el caso particular del costo unitario de producción  $c$  constante a lo largo del tiempo; (6) nos lleva a la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial P}{\partial t}(t)e^{-at} - aP(t)e^{-at} = ace^{-at} \quad (7)$$

Integrando (7) en relación al tiempo  $t$ , obtenemos:

$$e^{-at}P(t) = ce^{-at} + k \quad (8)$$

La constante de integración  $k$  es determinada escribiendo (8) en  $t=0$ , o sea:

$$P(t) = c + k$$

Siendo finalmente (8) igual a:

$$P(t) - c = (P(0) - c)e^{at}$$

Donde encontramos la regla de Hotelling: el valor actual de la renta es constante a lo largo del tiempo.

## 2. Modelo con hipótesis de monopolio privado con la demanda como función lineal del precio.

El precio es ahora una función lineal de la demanda. Siendo como en el caso anterior  $q^*(t)$  la cantidad extraída óptima y  $r^*(t)$  la cantidad correspondiente de reservas, la condición de optimalidad (5) no se modifica y (4) será en estas condiciones:

$$\frac{\partial H}{\partial q} = \left( P(q^*(t)) + (q^*(t)) \frac{dP}{dq}(q^*(t)) - C(r^*(t)) \right) e^{-at} - \lambda(t) = 0 \quad (4')$$

(4') indica que, a cada instante, el valor de mercado de un barril de reservas es igual al beneficio marginal generado por el ultimo barril producido (por ej.: la renta).

Si derivamos (4') respecto de  $t$ , tendremos:

$$\frac{d(P(q^*))}{dt}(t) + \frac{dq^*}{dt}(t) \frac{dP}{dq}(q^*(t)) + q^*(t) \frac{dq}{dt}(t) \frac{d^2P}{dq^2}(q^*(t)) + q^*(t) \frac{dC}{dr}(r^*(t)) = ae^{at} \lambda(t) + \frac{d\lambda}{dt}(t)e^{at}$$

Con la siguiente hipótesis:

$$\frac{d^2P}{dq^2}(q^*(t)) = 0$$

Además:

$$\frac{dq^*}{dt}(t) \frac{dP}{dq}(q^*(t)) = \frac{d(P(q^*))}{dt}(t)$$



La ecuación anterior se puede escribir ahora:

$$2 \frac{d(P(q^*))}{dt}(t) + q^*(t) \frac{dC}{dt}(r^*(t)) = ae^{at} \lambda(t) + \frac{d\lambda}{dt}(t)e^{at}$$

Remplazando  $\lambda(t)$  y  $\frac{d\lambda}{dt}$  en (4') y (5) esta ecuación quedara de la siguiente forma:

$$\frac{d(P(q^*))}{dt}(t) = \frac{a}{2} \left( P(q^*(t)) + q^*(t) \frac{dP}{dq}(q^*(t)) - C(r^*(t)) \right)$$

Esta ecuación indica que en el caso del monopolio privado, el incremento del precio será igual a la mitad del producto de la colocación instantánea de la renta.

(2) Axel Pierru, IFP

(3)  $-\lambda(t)q(t)\delta$  representa el impacto en el largo plazo (por ej.: en el intervalo [t,T]) de la decisión de producción realizada en t. Gracias a  $\lambda(t)$ , el problema dinámico inicial se descompone en una sucesión de problemas estáticos.

### CUADRO 3.4 El modelo de Pindyck (1978)<sup>4</sup>

La empresa, que tiene reservas probadas, elige a cada instante cual va a ser el nivel de su esfuerzo de exploración, por ejemplo la cantidad de pozos de exploración que va a perforar. Este esfuerzo exploratorio permitirá transformar el recurso existente en reservas (probadas) adicionales. El nivel optimo de exploración es la resultante de un arbitraje entre demorar este esfuerzo (para disminuir su costo actualizado) o adelantarlo (para incrementar las reservas y beneficiarse de este forma de costos de producción menores). La depleción del recurso se traduce por una baja del rendimiento físico de la exploración: un esfuerzo de exploración dado genera un volumen de reservas adicional que es una función decreciente de la cantidad de reservas adicionales ya descubiertas.

La empresa, que se supone aquí que esta en competencia pura y perfecta, se enfrenta al siguiente problema de optimización:

$$\text{Max} \int_0^{\infty} (P(t)q(t) - q(t)C_1(r(t)) - C_2(w(t)))e^{-at} dt$$

$$\frac{dr}{dt}(t) = F(w(t), x(t)) - q(t)$$

$$\frac{dx}{dt}(t) = F(w(t), x(t))$$

$$r(0) = r_0, x(0) = 0$$

$$\frac{dC_1}{dr} < 0, \frac{dC_2}{dr} > 0, \frac{\partial F}{dw} > 0, \frac{\partial F}{dx} < 0$$

Con  $q(t)$  como la tasa de extracción en  $t$ ,  $r(t)$  las reservas en  $t$ ,  $C(r)$  el costo medio de extracción de un barril cuando las reservas son iguales a  $r$ ,  $w(t)$  el nivel del esfuerzo exploratorio,  $C_2(w(t))$  el costo del nivel  $w$  del esfuerzo exploratorio,  $x(t)$  las reservas adicionales acumuladas durante  $[0, t]$ ,  $F(w, x)$  las reservas adicionales generadas por el nivel  $w$  de esfuerzo exploratorio para unas reservas adicionales acumuladas iguales a  $x$ , y  $a$  la tasa de actualización de la firma.

La empresa debe simultáneamente determinar la tasa de extracción óptima  $q^*(t)$  y el nivel óptimo de su esfuerzo exploratorio  $w^*(t)$ . Sea  $\lambda_1(t)$  y  $\lambda_2(t)$  los multiplicadores de Pontriagyn respectivamente asociados a las variables de estado  $r(t)$  y  $x(t)$ . El hamiltoniano  $H(q, w, r, x, \lambda_1, \lambda_2, t)$  del problema se escribe en el momento  $t$  de la siguiente forma:

$$(P(t)q(t) - q(t)C_1(r(t)) - C_2(w(t)))e^{-at} + \lambda_1(t)(F(w(t), x(t)) - q(t)) + \lambda_2(t)F(w(t), x(t))$$

Las condiciones necesarias de optimalidad son las siguientes:

$$\frac{\partial H}{\partial q} = (P(t) - C_1(r^*(t)))e^{-at} - \lambda(t) = 0 \quad (9)$$

$$\frac{\partial \lambda_1}{\partial t}(t) = \frac{\partial H}{\partial r} = q^*(t) \frac{\partial C_1}{\partial r}(r^*(t))e^{-at} \quad (10)$$

$$\frac{\partial H}{\partial w} = \frac{\partial C_2}{\partial w}(w^*(t))e^{-at} + \lambda_1(t) + \lambda_2(t) \frac{\partial F}{\partial w}(w^*(t), x^*(t)) = 0 \quad (11)$$

$$\frac{\partial \lambda_2}{\partial t}(t) = -\frac{\partial H}{\partial x} = (\lambda_1(t) + \lambda_2(t)) \frac{\partial F}{\partial x}(w^*(t), x^*(t)) \quad (12)$$

Las ecuaciones (9) y (10) son parecidas a las ecuaciones (4) y (5) del modelo de Pakravan, se interpretan de forma similar:

$$\lambda_1(t) + \lambda_2(t) = \frac{\frac{\partial C_2}{\partial w}(w^*(t))}{\frac{\partial F}{\partial w}(w^*(t), x^*(t))} e^{-at} \quad (13)$$

El termino de la derecha  $\frac{\partial C_2}{\partial w} / \frac{\partial F}{\partial w}$  en la ecuación (13) representa el costo marginal de descubrimiento (por ej. El gasto suplementario dividido por el volumen adicional suplementario de reservas, cuando el nivel de exploración se incrementa en una unidad). Según la ecuación (12) en el óptimo el nivel de esfuerzo exploratorio en cada instante  $t$ , el incremento  $\lambda_1(t) + \lambda_2(t)$  del valor

de la firma producido por el descubrimiento de un barril suplementario,  $r$  y  $x$  aumentan simultáneamente en una unidad, es igual al costo marginal de descubrimiento (actualizado).

Combinando las ecuaciones (11) y (12) obtenemos:

$$-\lambda_2(t)e^{at} = P(t) - \frac{\frac{\partial C_2}{\partial w}(w^*(t))}{\frac{\partial F}{\partial w}(w^*(t), x^*(t))} - C_1(r^*(t)) \quad (14)$$

En la ecuación (14),  $-\lambda_2(t)e^{at}$  representa la diferencia entre el precio de venta de un barril y su costo marginal de producción a partir del recurso (costo de descubrimiento más costo de producción),  $-\lambda_2(t)$  representa por lo tanto la renta asociada a un recurso no renovable.

Diferenciando la ecuación (9) respecto del tiempo, utilizando (10) y reemplazando  $\frac{dr^*}{dt}(t)$  por  $F(w^*(t), x^*(t)) - q^*(t)$ , obtenemos:

$$\frac{dP}{dt}(t) = a \left( P(t) - C_1(r^*(t)) + F(w^*(t), x^*(t)) \frac{dC_1}{dr}(r^*(t)) \right) \quad (15)$$

La ecuación (15) llama a los siguientes comentarios:

En principio, si el costo de extracción es independiente del volumen de reservas (por ej.  $\frac{dC_1}{dr} = 0$ ) las variaciones de precios siguen las reglas de Hotelling, con un precio sin embargo, menor que en ausencia de exploración (a reservas iniciales iguales).

Remarquemos luego que los términos  $C_1(r^*(t))$  y  $F(w^*(t), x^*(t)) \frac{dC_1}{dr}(r^*(t))$  son ambos negativos y da valores absolutos tanto más altos cuanto menor es el volumen de las reservas. Para un nivel de reservas suficientemente bajo, tenemos:

$$\frac{dP}{dt}(t) < 0$$

En este caso, el precio del barril, inicialmente elevado, comienza por bajar, un esfuerzo importante de exploración permite paralelamente de incrementar las reservas. Ineluctablemente, la depleción del recurso, que se traduce por una baja del rendimiento físico del esfuerzo exploratorio, provoca luego una disminución de la reserva y un alza del precio. El sendero seguido por el precio del barril tiene en este caso una forma de "U" ("U shaped Price").

(4) Axel Pierru, IFP

### **3.3.2 Los determinantes vinculados a la oferta disponible: estructura de la producción, tasa de utilización de las capacidades disponibles y costo de acceso al crudo**

Hay que recordar que, a escala mundial, la oferta de petróleo creció significativamente luego del primer shock petrolero ya que paso de 56 Mb/d (equivalente a 2800 Mtep/año) en 1973 a 87 Mb/d en 2008 (equivalentes a 4350 Mtep/ año). Pero la estructura de la oferta se ha modificado fuertemente en ese lapso de tiempo. La participación de los países de la OPEP paso del 55% al 40% en el periodo, mientras que tres cuartos de las reservas probadas están localizadas en el seno de la OPEP. La OPEP que representa el 86% de las exportaciones mundiales de petróleo en el momento del primer shock petrolero, solo representaba el 53,2% en 2008. La parte de la producción realizada por las cinco Majors (Exxon-Mobil, Chevron-Texaco, BP, R-D Shell y Total) no supera el 12% en 2008. Recordemos que Exxon absorbió a Mobil, Gulf Oil desapareció y Chevron y Texaco se fusionaron de forma que las “Siete hermanas” solamente son cinco en la actualidad (si incluimos a Total). Estas cinco Majors han realizado, sin embargo, el 30% de las inversiones mundiales en exploración-producción, contra solamente 8% a 10% en los países de la OPEP en el periodo 2005-2007. La parte de los países de la OPEP debería disminuir en el futuro, si tenemos en cuenta el agotamiento tendencial observado en América del Norte o en el Mar del Norte. El relevo será tomado por la OPEP, o por países como Rusia, Brasil, Azerbaiyán o Kazakstán. Según el panorama 2008 del Instituto Francés del Petróleo (IFP), la parte de la OPEP en la producción mundial seria del orden del 48 % en 2012.

Luego de 1991, la producción mundial de petróleo se realizo con una tasa de utilización de las capacidades de producción superior al 90%. Esta cifra era del 88% en 1981 y había caído al 81% luego del contra shock en 1986. La Agencia Internacional de Energía (AIE) estima que esta tasa fue cercana al 96% en 2007, lo que explica las tensiones sobre el mercado internacional. Estudios econométricos realizados por Gately (2004) y por Ayouz-Reymondon (2008) tienden a demostrar que la elasticidad precio de la oferta de petróleo es muy baja en el corto plazo, y no supera 0,6 en el largo plazo. Ello puede explicar parcialmente el alza de los precios observada luego de 2007, teniendo problemás la OPEP para incrementar su producción por falta de capacidades disponibles.

El progreso técnico permitió reducir fuertemente el costo de acceso al crudo en los años 1980-1990, lo que explica por ejemplo que los petróleos extra-pesados de la cuenca del Orinoco, en Venezuela, que hasta los años 1990 estaban considerados como explotables solamente si el barril superaba los 40 u\$s, volvieron a ser rentables con un barril a 20 u\$s a fines de los 1990. Pero las cosas tienden a cambiar luego del 2000, y el costo de acceso al crudo creció bajo el efecto de dos factores: costos directos más altos y restricciones medioambientales más fuertes. Según CERA (2008), el costo de los proyectos exploración-producción habría superado el índice 100 en 2000 a escala mundial a 210 en 2008. Es particularmente cierto en el offshore profundo debido al alza do costos de las empresas parapetroleras vinculadas a la demanda de servicios y al incremento del precio del acero. De esta forma, el costo marginal del petróleo, que se estimaba a 15 u\$s/barril a principios de 2000, habría superado los 30 y hasta los 40 u\$s/barril en 2008. El aumento de los costos de exploración-producción en un contexto en el cual las tasas de utilización de las

capacidades disponibles son altas, inciden en el alza de las anticipaciones de los precios sobre el mercado.

### **3.3.3 Los determinantes vinculados a la demanda**

Para muchos analistas, es en el fuerte aumento de la demanda de petróleo, proveniente de los países de Asia (China e India) especialmente, donde hay que buscar la causa principal del alza de precios observada en los años 2007-2008. La elasticidad-precio de la demanda de petróleo es baja en el corto plazo si nos referimos a numerosos trabajos econométricos: Hamilton (2008) la estima en -0,26 en los Estados Unidos, un valor cercano a las estimaciones realizadas por Edelstein y Kilian (2007) o las más antiguas de Dahl y Sterner (1991). La elasticidad-precio a largo plazo sería mayor, y muchos trabajos la sitúan en -0,5, o incluso un poco mayor (Roya y alii en 2006, y Dahl y Sterner en 1991). Esto se debe a que el petróleo tiene usos cautivos (en el sector transportes) y que la substitución entre fuentes energéticas requiere generalmente una renovación de los equipamientos.

Ganely y Huntington (2002) estimaron la elasticidad-precio a largo plazo de la demanda de petróleo en -0,3 en el sector transportes y -0,6 en los otros sectores. La elasticidad-precio sería menor en los países emergentes que en los países industrializados. Ello se debería a que en los países en desarrollo de Asia, el precio de los productos petroleros utilizados en el transporte están muy ampliamente subvencionados (Krichene, 2002). Estos precios administrados y subvencionados provocan efectos perversos. “Las decisiones recientes de incrementar los precios en países como India, Indonesia o China se deben principalmente al hecho que las empresas refinadoras de estos países no se ven incitadas a producir por encima de un cierto nivel de precios del crudo, ya que se ven imposibilitadas de transferir sobre los productos refinados el alza de su costo de abastecimiento” (Ayouz-Reymondon, 2008, p.41).

La elasticidad-ingreso de la demanda de petróleo parece ser sensiblemente mayor que la elasticidad-precio, por supuesto en valor absoluto. Esto se verificaría particularmente en los países emergentes. Gately y Huntington (2002) estimaron esta elasticidad en 0,55 para 25 países de la OCDE en el periodo 1971-1997, pero sube a 1,17 en 11 países en desarrollo en el mismo periodo. China contribuyó significativamente por sí misma al aumento de la demanda mundial, ya que los requerimientos chinos pasaron de 4,18 Mb/d en 1997 a 7,86 Mb/d en 2007. China se ha transformado de esta forma en el segundo mayor consumidor del mundo, luego de los Estados Unidos, siendo solamente el quinto productor mundial luego de Arabia Saudita, Rusia, Estados Unidos e Irán. Hoy en día se cuentan 20 automóviles por cada 1000 chinos, contra 900 autos por cada 1000 americanos. Pero al ritmo actual de crecimiento económico chino, (una tasa de crecimiento del PBI del 111,6% en 2006, y del 12% en 2007), las necesidades de petróleo de este país podría alcanzar los 20 Mb/d en 2020, siendo el sector transportes el mayor contribuyente a este crecimiento de la demanda.

### **3.3.4 El poder de mercado de los productores**

El ejercicio del poder de mercado no es una novedad en la industria petrolera. Solo basta recordar la estrategia de David Rockefeller quien, desde 1879, había monopolizado entre

80% y 90% del transporte y refinación del petróleo crudo en los Estados Unidos, antes que se votara en 1890 la Ley Sherman, que permitió luego a la Corte Suprema ordenar el desmantelamiento de la Standard Oil en 33 compañías independientes. Fue necesario esperar, sin embargo, hasta 1991 para que esta decisión pudiera hacerse efectiva. Otro antecedente notable fue el acuerdo de Achnacarry en 1928, que permitió a las “Siete Hermanas” constituir un cartel cuyos efectos se hicieron sentir hasta principios de los años 1960, cuando fue creada la OPEP. Este sistema llamado de “Gulf Plus” imponía como regla que la venta por el cartel de cualquier barril de petróleo en el mundo (90% del comercio internacional de petróleo) se haría sobre la base de un precio único bajo la hipótesis que este barril provenía de la “costa este” de los Estados Unidos. El sistema “precio único, punto de base único” fue reemplazado por un sistema “precio único, doble punto de base” (golfo de México y Golfo Pérsico), y este dejó su lugar al sistema “doble precio, doble punto de base”, que llevó a una guerra de precios a fines de los años 1950. La creación de la OPEP en 1960, en principio fue una estrategia “defensiva”, cuyo objetivo era luchar contra la caída de los precios y como consecuencia de las regalías que percibían los estados nacionales. Solamente en el momento del primer shock petrolero la OEP tomó conciencia de su poder. La revolución iraní en 1979 le dio la ocasión de probar este poder de mercado.

El segundo shock petrolero (1979-1981) puede ser interpretado como la voluntad de los países de la OPEP de aprovechar un contexto político favorable y de una anticipación de los precios del crudo al alza para introducir una renta de monopolio en el precio de equilibrio del petróleo, además de la renta de agotamiento o rareza que había introducido en ocasión del primer shock. Pero muy rápidamente, la OPEP va a ser víctima de un efecto de tijeras. La estabilización de la demanda mundial debido a la política de sustitución entre formas de energía y a los esfuerzos por realizar economías de energía, en un momento en el cual la oferta NOPEP (no OPEP) se pudo desarrollar gracias a precios de mercado remuneradores, se va a traducir por una caída de las partes de mercado de la OPEP. La participación de la OPEP en la producción mundial era del 54% en 1973, cayendo al 47% en 1979 y al 39% en 1980, antes de llegar a un mínimo del 30% en 1985. El alza del precio del dólar entre 1980 y 1986 atenuó ciertamente un poco el defecto de ganancia a nivel de los ingresos, pero la realidad fue que la OPEP con el 30% ya no controlaba el mercado. Luego de adoptar una estrategia ofensiva, la OPEP optó por desarrollar una estrategia defensiva a partir de 1982. Era necesario elegir entre dos opciones: una estrategia de defensa de los precios del mercado, lo que obligaba a implementar cuotas de producción a sus miembros, que fue la estrategia adoptada a partir de 1983, o una defensa de estrategia de sus partes de mercado, lo que obligaba a optar por una guerra de precios destinada a sacar del mercado a los productores NOPEP cuyos costos de producción eran largamente superiores a los de los países de la OPEP. Esta estrategia se impulsó a fines del 1985 por parte del ministro saudí de petróleo, el Jeque Yamani, y resultó un fracaso relativo. Luego de la aplicación de cuotas en 1983, la mayoría de los países de la OPEP se comportaron como “free riders” (ver Cuadro 3.5) y Arabia Saudita tuvo que asumir el papel de “productor pulmón”, reduciendo regularmente su oferta para equilibrar el mercado en un contexto en el cual todos los otros oferentes (en el seno de la OPEP o fuera de ella) tendían a incrementar la suya. Llegará un momento, en 1985, en el cual Arabia Saudita producía menos petróleo que Inglaterra en el Mar del Norte. La tentación de no respetar las cuotas es fuerte, sobre todo con un precio de mercado remunerador. Como lo recuerda S. Boussena,

“la OPEP es fuerte cuando los precios son bajos, y ella es débil cuando los precios son altos”. La dimisión de Yamani a fines de 1986, y la voluntad de Arabia Saudita de defender un precio más remunerador permitió que el barril subiera a 18 u\$s – 20 u\$s en 1987, luego de haber llegado al piso de 7 u\$s/barril en julio de 1986. Solamente en momentos de tensión política (guerra del Golfo) o en ocasión de acontecimientos excepcionales (tormentas que pusieran en peligro las instalaciones de producción o refinación), los precios del petróleo van a volver a subir pero, hasta fines de 1990, se mantendrán relativamente estables y bajos.

### CUADRO 3.5 Cartel y “free riding” en la industria petrolera

Los productores de petróleo pueden estar interesados en ponerse de acuerdo para fijar cuotas de producción que, reduciendo la oferta, conducirán a precios de equilibrios mayores. Pero luego, la tentación será muy fuerte para cada uno de ellos por sobrepasar sus cuotas, y de esta forma obtener un mayor beneficio. Si cada uno se comporta como un “free rider” (pasajero clandestino), entonces el sistema se encamina hacia un precio de equilibrio más bajo y todos resultan perdedores. Hay entonces un conflicto entre los incentivos sociales por cooperar y los incentivos privados para no hacerlo. Un ejemplo numérico simple permitirá comprender este fenómeno.

Supongamos que dos países se reparten la producción mundial de petróleo. El costo de producción es el mismo en ambos ( $c = 20$  u\$s/b). La función de demanda es de la forma  $p = b - aq$  con  $a = 0,4$ , y  $b = 200$ . Tendremos entonces  $p = 0$  para  $q = 500$  millones de barriles y  $q = 0$  para  $p = 200$  u\$s/b.

Supongamos ahora que el país 1 es al principio el único productor. La búsqueda de beneficio máximo  $\pi_1 = pq_1 - cq_1 = [b - c]q_1 - aq_1^2$ , lo lleva a operar para lograr el par  $(p_1, q_1)$  siguiente:  $q_1 = 225$ ,  $p_1 = 110$  y  $\pi_1 = 20.250$  millones de u\$s.

Supongamos que el país 2 entra en el mercado adoptando un comportamiento del tipo “Nash-Cournot”. Va a intentar maximizar su beneficio considerando como dato exógeno la cantidad producida por el país 1, es decir:

$$\pi_2 = pq_2 - cq_2 = [b - a(q_1 + q_2)] q_2 - cq_2$$

lo que da para  $\frac{d\pi_2}{dq_2} = 0$ :  $q_2 = 112,5$  millones de barriles,  $p_2 = 65$  u\$s/b y  $\pi_2 = 5.062,5$  millones de u\$s.

El precio del barril cayó sobre el mercado, el beneficio del país 1 pasa de 20.250 millones de \$ 10.125 millones de \$. A su vez, el país 1 se va a adaptar al nuevo contexto considerando  $q_2$  como un dato, siendo  $\pi_1 = pq_1 - cq_1 = [b - a(q_1 + q_2)] q_1 - cq_1$ , lo que da para  $\frac{d\pi_1}{dq_1} = 0$ :  $q_1 = 168,75$  millones de barriles,  $p_1 = 87,5$  u\$s/b y  $\pi_1 = 11.390$  millones de u\$s. De golpe, el beneficio del país 2 va a pasar de 5.062 millones de \$ a 7.593 millones de \$ porque el precio del petróleo se incremento. De esta forma vamos hacia un equilibrio de Nash – Cournot, pero los dos países pueden cooperar y seleccionar un par  $(p, q)$  que maximice el beneficio total que ellos comparten. La cooperación

terminara dando para este ejercicio  $q_1 = q_2 = 112,5$  millones de barriles,  $p = 110$  u\$/b y  $\pi_1 = \pi_2 = 10.125$  millones de u\$.

El problema es que cada uno puede intentar engañar al otro y producir más para ganar más. Si los dos países adoptan este mismo comportamiento desviante, la producción va a crecer y el precio va a caer. El beneficio obtenido por cada uno será inferior al que hubiera sido si se hubiera respetado el acuerdo. Cada uno esta interesado en “desviar”, esperando que el otro respete el acuerdo. Cuanto mayor es el número de participantes en el acuerdo, la tentación de producir desvíos será más fuerte.

Las tablas siguientes muestran una síntesis de resultados cuantificados:

Etapas	$q_1$	$q_2$	$q_T$	$p$	$\pi_1$	$\pi_2$	$\pi_T$
	Millones de barriles			u\$/b	Millones de u\$		
1	225	-	225	110	20250	0	20250
2	225	112.5	337.5	65	10125	5063	15188
3	168.75	112.5	281.25	87.5	11391	7594	18984
4	168.75	168.75	337.5	65	7594	7594	15188
$q_T = q_1 + q_2$							
$\pi_T = \pi_1 + \pi_2$							
Estrategia	$q_1$	$q_2$	$q_T$	$p$	$\pi_1$	$\pi_2$	$\pi_T$
	Millones de barriles			u\$/b	Millones de u\$		
Cooperacion + cooperacion	225	-	225	110	20250	0	20250
Cooperacion + trampa	225	112.5	337.5	65	10125	5063	15188
Trampa + Cooperacion	168.75	112.5	281.25	87.5	11391	7594	18984
Trampa + Trampa	168.75	168.75	337.5	65	7594	7594	15188

La estrategia “trampa + trampa” es una estrategia dominante. El precio del petróleo tendrá grandes posibilidades de estabilizarse en 65 \$/b.

La OPEP comprendió muy bien que la estrategia de retención de la oferta podía ser remuneradora, con la condición que las fuerzas centrifugas no pusieran en peligro el acuerdo entre los operadores. A diferencia del Cartel de las Siete Hermanas, que era relativamente homogéneo desde el punto de vista de sus intereses, el cartel de la OPEP era efectivamente heterogéneo, algunos países tenían un plan de valorización de sus reservas petroleras de corto plazo (Irán, Argelia), mientras que otros optaban por una valorización de más largo plazo, prefiriendo aumentos de precios más limitados a fin de no incentivar a los compradores a realizar sustituciones (Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos). Es un ejemplo de aplicación e los resultados formulados por Pakravan (1981), que muestran que en la hipótesis en la que el costo de producción es decreciente de las reservas y donde la demanda es una función lineal del precio (hipótesis realizadas por Kay y Mirrlees en 1975



para adaptar el modelo de Hotelling), el ritmo de crecimiento del precio del petróleo es, en situación de monopolio, dos veces menor que el que prevalecería en situación de competencia pura y perfecta, siendo el nivel de precios al principio sensiblemente mayor en el primer caso. Es la consecuencia de la hipótesis según la cual, en ambos casos, la demanda se anula para el mismo nivel de precio límite (a la fecha de agotamiento del recurso), siendo la demanda sin embargo menor en situación de monopolio, en cada periodo, ya que el precio es constantemente mayor que en situación de competencia. De golpe, el ritmo de crecimiento de este precio mayor es menor que en competencia y el agotamiento se ve demorado (ver Cuadro 3.3).

Como se ha visto, el mercado petrolero conoció múltiples configuraciones que son bien analizadas por la teoría económica: el monopolio (Rockefeller), el cartel (las Siete Hermanas y la OPEP, en particular luego de 1983), la competencia destructiva (guerra de precios en 1959 o en 1985-1986), el equilibrio de Stackelberg caracterizado por un líder (el cartel) y un seguidor (la franja competitiva), situación que parece corresponder al actual equilibrio del mercado...El tema es saber quien es hoy en día el líder: la OPEP en su conjunto, solamente los países del Golfo Pérsico, o el mercado (ver Cuadro 3.6). Arabia Saudita es el único país exportador capaz de incrementar rápidamente su producción de petróleo (por encima de los 10 Mb/d) y de reducirla sin demasíados perjuicios para su economía, al menos en el corto plazo...Hay quienes piensan que el mercado y Arabia forman en conjunto el precio. Como lo han escrito Babusiaux y Bauquis, “de acuerdo a una broma atribuida a Robert Mabro, Arabia y el mercado comparten, por mitades, la formación del precio del crudo; el primero, las dos cifras antes de la coma, el segundo las dos cifras siguientes”. Si planteamos como hipótesis que Arabia Saudita es el único líder en este equilibrio de Stackelberg, su preocupación debería ser la maximización de su beneficio, lo que implica igualar su ingreso marginal  $R_S$  con el costo marginal del petróleo. Utilizando el enfoque de Hamilton (2008) y llamando  $P$  al precio del petróleo,  $C_S$  el costo marginal del crudo saudí,  $e_t$  la elasticidad-precio de la demanda total de petróleo en el mercado y  $\alpha$  la parte de mercado de Arabia, obtenemos:

$$R_S = \frac{\partial(P(Q), Q)}{\partial Q} = P \left( 1 + \frac{Q \partial(P)}{P \partial Q} \right) = P \left( 1 + \frac{1}{e_t} \right) = C_S$$

Con 
$$\frac{P}{C_S} = \frac{1}{1 + \frac{\alpha}{e_t}}$$

y 
$$e_s = \frac{e_t}{\alpha}$$

Suponemos aquí  $\alpha < [e_t]$ , lo que implica que la parte de mercado de Arabia es inferior que la elasticidad-precio de la demanda en el mercado, en valor absoluto. En ausencia de renta de agotamiento (rareza), este resultado da el “mark-up” buscado por Arabia Saudita. Si tomamos una elasticidad-precio de corto plazo igual a  $-0,26$  (cf. arriba) y sabiendo que  $\alpha =$

0,12, obtenemos  $P/C_S = 1,86$ . Si  $C_S = 15$  u\$/barril, obtenemos un precio para el crudo igual a 28,4 u\$/b. Para  $C_S = 30$  \$ (si incluimos un costo de agotamiento en el costo marginal), obtenemos un precio igual a 56,8 \$. Si la elasticidad-precio de la demanda disminuye, el precio  $P$  tendera a incrementarse. Para  $e_t = -0,15$ , llegamos a  $P = 5(C_S) = 75$  \$ si  $C_S = 15$  \$. Cuando la elasticidad-precio de la demanda de petróleo en el mercado tiende hacia la parte de mercado de Arabia Saudita, el precio  $P$  tendera a infinito. Podemos pensar entonces, como lo sugieren Hughes, Knitel y Sperling (2008), que la caída de la elasticidad-precio de la demanda en el mercado mundial, en virtud del peso creciente que toman los países de Asia cuya demanda es más rígida que la de los países de la OCDE, podría explicar parcialmente el alza del precio del crudo observada en 2007-2008, en la hipótesis que el enfoque adoptado por Hamilton fuera pertinente.

### CUADRO 3.6

#### Teoría de la empresa dominante: el caso de la OPEP

Como lo presentan J.P. Pauvels, F. Coppens y C. Swartenbroeckx, “la teoría de la empresa dominante tiene en cuenta  $n$  productores competitivos cuya producción agregada es, sin embargo, insuficiente para satisfacer la demanda total del mercado. En consecuencia, se debe llamar obligatoriamente a un productor complementario, denominado el productor dominante o empresa dominante. Dado que la empresa dominante decide la cantidad residual que esta dispuesta a entregar, tiene una influencia en el precio. Puede de esta forma, ejercer un poder de mercado.

Este poder de mercado, dependerá de varios parámetros, en particular de la participación en el mercado de la empresa dominante, pero también de la reactividad de sus competidores (es decir la elasticidad-precio de la oferta) y de la reactividad del mercado (es decir la elasticidad de la demanda del mercado).

La fijación del precio por la empresa dominante se realiza maximizando su beneficio, igualando su ingreso marginal a su costo marginal. Si se trata de la explotación de un recurso no renovable,, se debe agregar además una renta por agotamiento.”

Podemos considerar que, en el mercado petrolero, la OPEP juega el papel de la empresa dominante frente a la franja competitiva no OPEP. La OPEP tiene un buen conocimiento de la demanda mundial de petróleo y de la oferta procedente de los países no miembros de la OPEP. Como consecuencia adapta su comportamiento buscando maximizar su beneficio (ver Hamilton, 2008, como se indico precedentemente).

Si  $P$  es el precio del petróleo,  $C_m$  el costo marginal de producción del crudo de la OPEP,  $D_T$  la demanda total de petróleo,  $D_o$  la demanda dirigida a la zona no OPEP;  $e_t$ ,  $e_o$  las elasticidades-precio de la demanda dirigidas al mercado y a la OPEP respectivamente y  $e_n$  la elasticidad-precio de la oferta no OPEP con  $e_n > 0$ .

La búsqueda del beneficio máximo conduce a la OPEP a igualar su ingreso marginal con su costo marginal, siendo (sin incluir una renta de agotamiento):

$$P + \frac{\partial P}{\partial D_0} D_0 - C_m = 0$$

como  $e_0 = \frac{\partial D_0}{\partial P} \frac{P}{D_0}$ , se deduce:  $P = \left( \frac{1}{1 + \frac{1}{e_0}} \right) C_m$  (1)

con  $e_0 < 0$

El cálculo de la elasticidad-precio de la demanda dirigida a la OPEP depende de la elasticidad-precio de la demanda dirigida al mercado, pero también a la parte del mercado que tienen los países no-miembros de la OPEP.

Tenemos:  $e_T = \frac{\partial D_T}{\partial P} \frac{P}{D_T}$  con  $D_T = D_0 + D_n$

y como  $e_n = \frac{\partial D_n}{\partial P} \frac{P}{D_n}$  podemos deducir:  $e_T = \left( e_0 \frac{D_0}{P} + e_n \frac{D_n}{P} \right) \frac{P}{D_T}$

si  $e_T D_T = e_0 D_0 + e_n (D_T - D_0)$ , se deduce:  $e_0 = e_T \frac{D_T}{D_0} - e_n \frac{D_T - D_0}{D_0}$

$$e_0 = e_T \frac{1}{\text{parteOPEP}} - e_n \left( \frac{1}{\text{parteOPEP}} - 1 \right) \quad (2)$$

Las relaciones (1) y (2) permiten simular diversos equilibrios de Mercado. Conociendo su parte de mercado y las elasticidades-precio de la demanda total  $e_T$  y de la oferta no-OPEP  $e_n$ , la OPEP puede calcular la elasticidad-precio de su propia demanda, mediante la relación (2). En una segunda etapa, conociendo su costo marginal  $C_m$ , la OPEP puede calcular el precio  $P$  que maximiza su beneficio, con la relación (1). La OPEP puede además agregar a este precio una renta de agotamiento  $\lambda$  que tiene en cuenta el agotamiento del recurso. Evidentemente, debe esperarse una reacción de la zona no OPEP, que modificara la parte de mercado de la OPEP. Se procede entonces por iteraciones sucesivas hasta alcanzar un punto de equilibrio.

J.P Pauvels y alii simularon la evolución del precio optimo para la OPEP en un contexto de empresa dominante utilizando los siguientes valores para los distintos parámetros:  $e_T = -0,4$ ;  $e_n = 0,2$  a  $0,5$  (suponiendo que la demanda de petróleo crece un 2% por año hasta el 2020). La zona no OPEP se comporta en este caso como un “seguidor”, y la OPEP toma el papel de “líder”. Gracias al petróleo no convencional, la zona no OPEP puede incrementar sensiblemente su oferta, lo que justifica una elasticidad-precio de la oferta no OPEP igual a 0,5. Los autores comprueban con estas hipótesis que la estrategia de empresa dominante es sustentable con una parte de mercado cercana o superior al 40% (lo que se verifico en los años 1970, 1980 y luego del 2000), pero que es más difícil si la parte de mercado es inferior al 30% (que fue la situación observada en momentos del contra shock petrolero de 1986). Como la AIE estima que la parte de mercado de la OPEP se ubicara en el

47% en 2020 (y será mayor en 2030) , la OPEP será la empresa dominante en el futuro y podrá jugar el papel de “price leader” (ver J.P. Pauvels y alii, “*Le défi pétrolier. Questions actuelles du pétrole et du gaz*”, Ediciones Vuibert, Paris, 394p.).

### 3.3.5 Los determinantes vinculados a la especulación y al precio del dólar

Existe un debate teórico respecto del impacto que pueden tener los productos derivados (futuros, opciones) en la evolución de los precios del petróleo sobre el mercado “físico”. Para unos, estos instrumentos juegan un papel estabilizador, para otros, por el contrario, contribuirían a incrementar la volatilidad de los precios (cf. Cuadro 3.7). En mayo de 2008, los volúmenes comercializados en el mercado de futuros fueron 13,8 veces mayores que los intercambiados sobre el mercado físico al contado (Ayouz y Reymondon, 2008). Los precios futuros tienen influencia sobre los precios de contado o es al revés? En otras palabras, la especulación explica parcialmente el alza de precios observada en 2007 e inicios 2008 en el mercado *spot*? Las investigaciones llevadas a cabo en los Estados Unidos por la Commodity Futures Trading Commission no pudieron demostrar una influencia decisiva de los mercados de futuro sobre los mercados de contado, de acuerdo a Ayouz y Reymondon. Es necesario, sin embargo, ponernos de acuerdo sobre que entendemos por especulación, y poder disociar las estrategias de cobertura de las estrategias puramente especulativas. Un estudio del FMI (2006) muestra que las transacciones importantes observadas en el mercado de futuros corresponderían a motivos precautorios antes que a acciones puramente especulativas. Este punto de vista ha sido corroborado por Kilian (2000), que considera que los operadores están dispuestos a pagar una “prima de seguridad” para protegerse contra tensiones futuras potenciales. Esta disposición los incentiva a tener más instrumentos financieros, lo que hace subir el precio sobre el mercado de físicos, y a efectuar operaciones sobre el mercado de derivados. Las posiciones en estos mercados marcan situaciones llamadas de “contango”, donde los precios futuros son mayores a los precios de contado, como de “backwardation” donde los precios futuros son menores que los de contado. Esta sería la situación observada en 2007, en la que muchos operadores anticiparon un precio de contado inferior en el futuro que el precio observado en ese momento sobre el mercado físico.

El estudio econométrico realizado por Antoshin y Samiei del FMI (2006) para el periodo 1997-2005, muestra que las transacciones realizadas en los mercados de futuros reaccionan, a veces amplificando, a las fluctuaciones observadas en el mercado físico de contado. La causalidad sería entonces en el sentido “*spot* hacia mercado de futuros” y no en el sentido contrario. En caso de alza de precios sobre el mercado *spot*, los especuladores piensan que el aumento va a continuar y siguen el movimiento, a veces amplificándolo. Para otros autores, sin embargo, la causalidad estaría dirigida en el sentido contrario “mercado de futuros hacia mercado *spot*”. Anticipando el alza en el mercado de futuros, los especuladores hacen subir el precio en el mercado físico al contado a través de compras de precaución, que se traducen especialmente por una acumulación de stocks suplementaria. Desde este punto de vista, las anticipaciones serían “profecías autocumplidas” si llevan a compras sobre el mercado *spot* en el corto plazo... Pero también se puede sostener como Babusiaux y Bauquis (2007) que, en la industria petrolera, las anticipaciones son autodestructivas. En caso de una fuerte anticipación al alza de precios del petróleo, los operadores tienden a invertir másivamente en la exploración-producción, en la puesta a

punto de sustitutos del petróleo o en las economías de energía, y ello produce en el largo plazo una oferta excedentaria de petróleo, la cual induce a la baja los precios sobre el mercado *spot*. Esto contribuye a explicar el carácter cíclico de los precios del petróleo. De esta forma, la fuerte alza de los precios del petróleo luego del segundo shock petrolero, en un contexto en el cual el precio del dólar aumentaba, llevaba en su seno el germen del contra-shock observado en 1985-1986, ya que el aumento de precios favoreció las sustituciones inter-energéticas, y permitió invertir másivamente en el petróleo fuera de la zona OPEP.

Las interacciones entre el precio del dólar y el precio del petróleo son complejas, y es posible encontrar argumentos teóricos que justifican tanto una influencia del precio del dólar sobre el precio del petróleo, como la inversa. Se puede en principio encontrar argumentos que explican como el precio del dólar puede influenciar al precio del petróleo. Un artículo de Coudert, Mignon y Penot (2008) explica que en tipos de cambio flotantes, la depreciación del dólar reduce el precio real del petróleo para los importadores cuya moneda se aprecia (zona euro, por ejemplo), lo que relanza la demanda de petróleo. Como al mismo tiempo la depreciación del dólar reduce el ingreso real de los exportadores de petróleo, se plantea el peligro de la limitación de inversiones en exploración-producción y como consecuencia de reducir en el mediano plazo la oferta disponible sobre el mercado. En un contexto donde la oferta se contrae y la demanda se expande, los precios del petróleo tienden nuevamente a subir. Esto se confirma cuando los exportadores ven sus ingresos bajar en términos reales, y se ven incitados a reivindicar alzas de precios nominales del crudo para compensar la caída del precio del dólar.

Inversamente, podemos considerar que las fluctuaciones del precio del petróleo tienden a influenciar el valor del dólar. Un aumento del precio del petróleo induce una demanda creciente de dólares ya que las transacciones son efectuadas en esta moneda, lo que tiende a incrementar el valor del dólar. Ello es tan cierto cuanto la moneda de los países importadores tiende a depreciarse frente al dólar debido al incremento del déficit comercial. Este fue el caso observado en particular en ocasión del segundo shock petrolero. Es posible considerar, son embargo, que la fuerte apreciación del precio del dólar (y la depreciación del marco alemán, del yen y de la libra esterlina) observada en el periodo 1980-1985 fue la consecuencia de la política presupuestaria y monetaria llevada a cabo por los Estados Unidos y no por el alza de los precios del crudo. El relanzamiento del gasto público (gastos militares) impulsado por el gobierno federal a comienzos de 1980, en un contexto de política monetaria restrictiva, llevo a un incremento del déficit público, el que fue financiado por un recurso másivo al endeudamiento. El alza de las tasas de interés, como consecuencia de estas políticas, atrajo a los capitales extranjeros, provocando una fuerte demanda de dólares. El alza del precio del dólar fue la resultante y hubo que esperar hasta los acuerdos del Plaza de New York a fines de 1985, para que una política monetaria concertada entre los países industrializados permitiera bajar el precio del dólar. El incremento del déficit externo americano, por la importación de petróleo más costoso, pudo también tener como efecto reducir el precio del dólar, pero es indiscutiblemente el alza del déficit presupuestario (con deuda másiva del gobierno sobre el mercado financiero) que, a principios de los años 1980, hizo subir las tasas de interés y produjo un alza correlativa del precio del dólar.

Desde un punto de vista empírico, encontramos estudios que demuestran que el precio del petróleo es una variable explicativa de la evolución de largo plazo del precio del dólar. Es el caso de los estudios de Amano y van Norden (1995) y Benassy-Quere y *alii* (2007). Es también el caso del enfoque econométrico (modelización del tipo VAR) realizada por Coudert para el periodo 1974-2004, que concluye en un impacto del mismo sentido del precio del petróleo sobre el precio del dólar., o del estudio de Chen y Chen (2007) que demuestra que, en el largo plazo (1972-2005), los precios reales del petróleo tienen una influencia no despreciable sobre los tipo de cambio reales de los países del G7. Pero en ciertos periodos, podemos observar una relación en sentido inverso entre precio del dólar y precio del petróleo, como fue el caso por ejemplo luego del año 2000. Podemos concebir que una baja del precio del dólar incita a los países exportadores a intentar recuperar una parte de su poder de compra haciendo subir los precios del petróleo. Podemos pensar también que el petróleo, como otras materias primas, tiende a asemejarse al oro (ver Cuadro 2.9), un valor “refugio” en caso de caída del precio del dólar, en particular si, al mismo tiempo, el precio de las acciones también esta orientado a la baja en las Bolsas de Valores. Si las tasas de interés son bajas y si las acciones están deprimidas, extraer más petróleo en tierra para transformarlo en activos financieros, ya no resulta rentable. Es preferible en este caso restringir la oferta de petróleo y postergar su extracción, lo que hará aumentar el precio del petróleo en el mercado.

Pero Artus, en una nota de investigación publicada en marzo de 2008 por Natixis, rechaza la idea según la cual el alza de precios del petróleo seria una consecuencia del retroceso del dólar, donde los operadores se protegen contra la baja invirtiendo en compras másivas de petróleo, y los exportadores de crudo buscan recuperar sobre el precio del petróleo lo que han perdido con la baja del dólar. Para este autor, el alza del precio del petróleo y la caída del valor del dólar no están directamente vinculados pero son ambos consecuencia de una causa común, que es la crisis financiera que se inicio a mediados de 2007. Esta crisis provoco un fuerte retroceso de las compras de activos financieros en los Estados Unidos por los inversionistas no residentes, lo que redujo la demanda de dólares y como consecuencia hizo bajar el precio del dólar. Estos inversionistas postergaron sus compras y se volcaron sobre otros activos, metales preciosos y materias primas energéticas esencialmente. “No hay una correlación directa desde mediados de 2007 entre el precio del petróleo y el tipo de cambio del dólar, sino dos efectos conjuntos de cambio de la liquidez de los activos financieros de alto riesgo sobre las materias primas” (Artus, *op.cit.*). El autor deduce que esta correlación aparente entre precios del petróleo y del dólar es inestable por naturaleza. En el largo plazo, por otra parte, se puede ver que el precio del petróleo y el precio del dólar están negativamente correlacionados en ciertos periodos (en particular, durante las recesiones en los Estados Unidos), y positivamente en otros (durante los periodos de fuerte crecimiento en este país). El análisis en el largo plazo (1970-2008) muestra “que hay una vinculo estable entre ciclo económico en los Estados Unidos y dólar como consecuencia de la reacción de la política monetaria americana. Pero no hay un vinculo estable entre ciclo económico en los Estados Unidos y precio del petróleo: las recesiones en los Estados Unidos no han hecho bajar más el precio del petróleo como consecuencia del menor peso de este país en la demanda mundial de petróleo” (Artus, *op.cit.*).

### **3.3.6 Los determinantes vinculados a la “capacidad de absorción” de los exportadores y a las tensiones políticas.**

En un artículo publicado en 1989, Cremer y Salehi- Isfahani muestran que a partir de un cierto nivel de precios, la oferta de petróleo disminuye cuando el precio aumenta. Ello implica que puede existir históricamente una multiplicidad de equilibrios sobre el mercado. Es posible, apoyándose en este enfoque, formular la hipótesis que los países exportadores de petróleo tienen un objetivo implícito de ingresos petroleros a lograr, y en caso de fuerte alza de los precios del crudo, una reducción de la cantidad producida permitirá obtener el nivel de ingresos buscado. En sentido inverso, cuando se produce una fuerte baja de los precios, será necesario incrementar la cantidad vendida para alcanzar el nivel buscado de ingresos petroleros. La oferta de petróleo es en este aspecto una oferta con forma de “ángulo”: aumenta en un primer momento cuando el precio en el mercado se incrementa pero, más allá de un cierto nivel de precios, tiende a contraerse. La idea es que existiría en cada país exportador un límite a la capacidad de absorción de los ingresos obtenidos. El ingreso marginal tendría en este caso un valor bajo y el país preferiría postergar la extracción de su petróleo.

El monto elevado de los ingresos obtenidos de la venta de los hidrocarburos permitió a muchos países de la OPEP construir “fondos soberanos” que le han permitido invertir en actividades que, en el futuro, tomaran el relevo del petróleo. Estos fondos de inversión son propiedad del Estado y su objetivo es hacer fructificar los ingresos acumulados en beneficio de las futuras generaciones. Esto sería particularmente cierto para los países con un “plan de largo plazo” para la valorización de sus hidrocarburos. Estos fondos soberanos habían sido estimados en casi 2.500 miles de millones de u\$s a principios de 2008, de los cuales el 75% habrían sido generados por los ingresos del petróleo y del gas natural (fuente: Morgan Stanley). Los más importantes son los de Abu Dabi (875 mil millones de u\$s), Noruega (322 mil millones de u\$s), Arabia Saudita (300 mil millones de u\$s), Kuwait (250 mil millones de u\$s), Rusia (133 mil millones de u\$s) y Libia (50 mil millones de u\$s).

Respecto a las tensiones políticas internacionales, su vínculo con el alza de los precios del petróleo es evidente, aun si las tensiones no son la única causa, pero si la causa principal del aumento de los precios del petróleo. Este fue el caso en ocasión de los dos shocks petroleros, con el conflicto Irán-Irak o las guerras del Golfo (particularmente en 1990). Los accidentes sobre las distintas infraestructuras, los fenómenos climáticos como huracanes también tienen impacto y generan alzas de precios, como ocurrió por ejemplo en 2005 con el huracán Katrina que redujo en forma importante la capacidad de refinación en el Golfo de México... Estas tensiones se manifiestan principalmente en el mercado *spot* (un tercio del comercio) pero, a su vez, se transmiten rápidamente al conjunto de las transacciones (los dos tercios del intercambio comercial se realiza vía las transacciones OTC).

### **3.3.7 Conclusiones**

Las teorías económicas disponibles en la “caja de herramientas” de los economistas nos ayudan a comprender mejor el funcionamiento de los mercados internacionales y la formación de los precios del petróleo? La respuesta es positiva cuando analizamos las evoluciones en el pasado. Indiscutiblemente, la teoría de los recursos no renovables de

Hotelling y el enfoque en los términos de la renta de agotamiento nos ayudan a comprender las anticipaciones de los actores sobre el mercado. La teoría de la innovación también resulta útil para comprender como el progreso técnico utilizado a nivel de la exploración – producción puede reducir el costo de acceso a los hidrocarburos y al mismo tiempo invalidar, al menos durante un tiempo, la tesis de Hotelling (cf. el análisis de Pindyck). La teoría de la cartelización es de gran auxilio para entender las modificaciones observadas a lo largo del tiempo sobre los distintos mercados, caracterizadas a veces por una estructura relativamente competitiva, y otras por una estructura oligopólica generadora de rentas. Pero posiblemente es al nivel de “financiarización” de las actividades energéticas que el aporte teórico ha sido el más original estos últimos años. El desarrollo de los productos derivados, los debates sobre la especulación y el vínculo entre el precio del petróleo y la cotización del dólar suscitaron numerosos trabajos teóricos y econométricos, y provocado muchos debates. Todas estas teorías nos ayudan a anticipar la evolución de los precios del petróleo? La respuesta es mucho menos afirmativa, tan complejas son las interacciones entre todos estos factores. Una cosa es cierta: la ley de la oferta y de la demanda permite explicar en gran medida la evolución de los precios observada sobre los mercados. Las tensiones sobre los precios resultan generalmente de un crecimiento real y anticipado de la demanda más veloz que el de la oferta. Pero el alza de precios lleva en su naturaleza la opción de incrementar las inversiones que permitirán aumentar la oferta disponible, explicando el carácter generalmente cíclico de los precios de la energía. La fuerte inercia observada del lado de la oferta y del lado de la demanda y las dificultades en estimar en forma precisa el valor de las elasticidades-precio explican las dificultades en prever el ritmo al que se harán las evoluciones.

### **3.4 CONTRATOS PETROLEROS Y MECANISMOS DE COBERTURA**

La nacionalización progresiva de los recursos petroleros por parte de los países de la OPEP en el momento de los shocks petroleros obligo a las empresas multinacionales a adaptarse a las nuevas condiciones del mercado y a tejer con los países productores una nueva red de relaciones contractuales. Hasta el primer shock petrolero (1973), casi la totalidad del petróleo crudo producido en el mundo (fuera de los países de economía planificada) era objeto de contratos de comercialización de largo plazo. Este petróleo era en gran parte propiedad de las empresas multinacionales, en virtud de los contratos de concesión que las vinculaba a los Estados productores. En 1970, por ejemplo, 61% del crudo mundial (fuera de la OPEP) pertenecía a las Majors y 33% era propiedad de otras compañías petroleras (en general privadas). Solo una pequeña fracción del crudo producido (6%) era propiedad de los Estados productores. En 2008, las multinacionales no tienen más del 15% de la producción, vía los contratos de concesión todavía vigentes en los países de la OCDE, y lo esencial del petróleo producido en el mundo es a través de sociedades públicas creadas en los Estados productores (cf. tabla *infra*).

La fijación de los precios del petróleo ya no es más consecuencia de decisiones “unilaterales” que emanan ya sea del cartel de las Siete Hermanas, o de los países de la OPEP, sino que es la resultante del funcionamiento estable del mercado *spot*. La OPEP en general no hace más que adaptarse al mercado aumentando o disminuyendo en el margen su producción para orientar en el sentido deseado los precios observados en el mercado. Es



fundamentalmente la ley de la oferta y la demanda la que determina este precio, y la fuerte volatilidad observada luego del segundo shock petrolero explica la tendencia de los operadores en cubrirse, a través de los productos financieros derivados (futuros, opciones, swaps). En este sentido, el mercado mundial del petróleo se puede asimilar a un equilibrio de Stackelberg donde la OPEP sería en ocasiones el “líder” y en otras (las más frecuentes) el “seguidor”. El mercado *spot* del petróleo nació luego del embargo decidió por algunos países productores, durante el primer shock petrolero. Los países sometidos al embargo (Países Bajos, Estados Unidos,...) tuvieron que salir a buscar sus suministros sobre un mercado libre, que desde entonces no paró de desarrollarse, sobre todo cuando los países productores de la OPEP se dieron cuenta que los precios en este mercado libre eran más remuneradores que los precios negociados en el marco de los contratos de largo plazo.

#### **5.4.1 Tipología de los contratos petroleros**

##### **A *Los contratos de concesión***

El estado productor es la autoridad concedente que otorga a una compañía petrolera concesionaria (generalmente privada) el derecho de explorar y desarrollar sus descubrimientos eventuales, en condiciones bien definidas en un conjunto de especificaciones: compromiso de trabajos previendo un esfuerzo mínimo en un espacio territorial determinado (onshore u offshore), cálculo de las regalías y pago de impuestos. La empresa petrolera concesionaria soporta la totalidad de los riesgos exploratorios, pero como contrapartida es la propietaria del petróleo descubierto. El estado concedente puede atribuir la concesión en forma directa o en subastas (con sobres cerrados). Los ingresos del Estado serán de diversa naturaleza: un bono (producto de la subasta en general), cargos superficiares, cargos proporcionales a la producción (regalías), impuestos sobre las ganancias de las sociedades pagada por el concesionario. La concesión puede ser otorgada por un periodo limitado (10 a 20 años).

Antes de los shocks petroleros, el sistema de las concesiones era muy ventajoso para las empresas petroleras concesionarias: el contrato era generalmente firmado entre las partes por un plazo muy prolongado (50 años, y a veces más), y comprendía zonas de exploración inmensas. Las regalías pagadas eran irrisorias y, mediante el precio de transferencia, las empresas petroleras se acomodaban para minimizar el impuesto a las ganancias a pagar a los Estados productores (cuando este impuesto al menos existía, lo que no era siempre el caso). Luego de los shocks petroleros, el sistema de concesiones desapareció en la mayor parte de los países de la OPEP. Este sistema ha sido incluso prohibido en la Constitución de México luego de la nacionalización del petróleo en 1938. También ha sido prohibido por la Constitución de Irán. El sistema de concesiones aun subsiste sin embargo en los países de la OCDE y en otros países en desarrollo, pero se mucho más enmarcado y restrictivo para las compañías (cf. esquema más adelante). En Francia, por ejemplo, el Estado entrega cada año “permisos H” de exploración para zonas onshore (cuenca parisina o cuenca de Aquitania particularmente) como en zonas offshore (mar de Iroise en particular).

## **B Los contratos de “producción compartida” (production sharing agreement)**

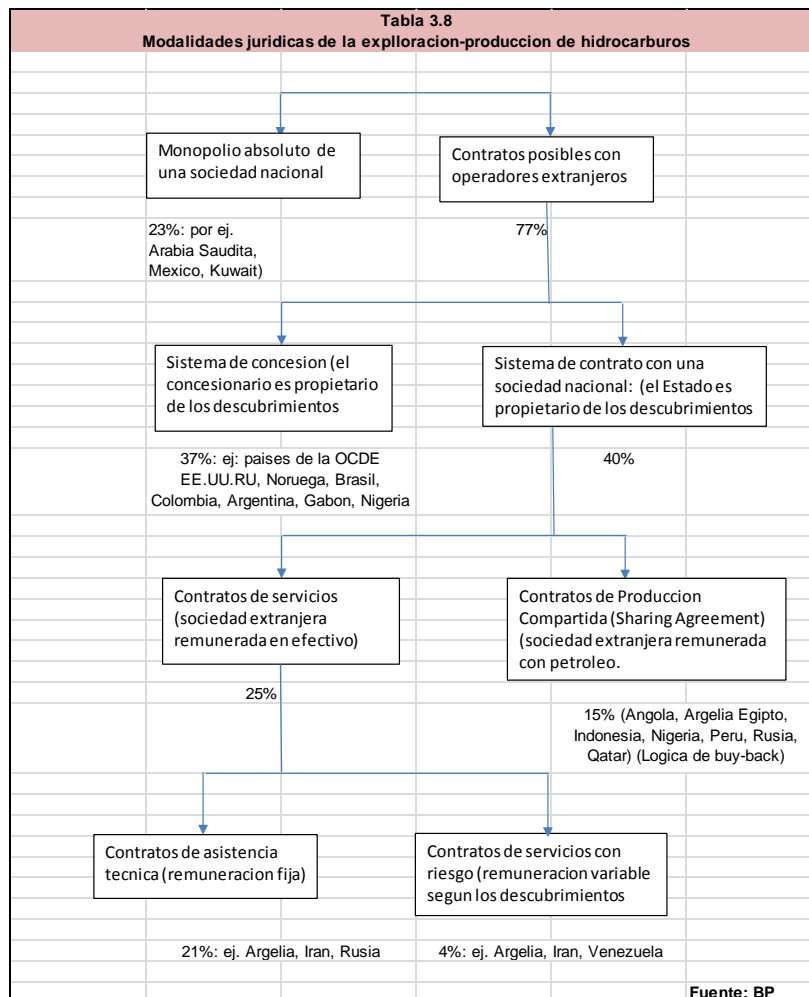
Un Estado productor otorga a una sociedad extranjera autorización para buscar y explotar petróleo, asociado a su empresa nacional, generalmente publica. El estado productor continua siendo el único propietario del petróleo descubierto, pero la empresa extranjera contratada tiene el derecho de recuperar los gastos incurridos tanto a nivel exploratorio como en la etapa de producción y, además, tiene el derecho de propiedad sobre una parte del petróleo disponible. La sociedad contratista dispone cada año de una fracción de la producción que no debe superar un porcentaje determinado (30% a 60%) para compensar los gastos realizados: es el llamado “cost oil”. Luego de deducir el “cost oil”, el resto de la producción es llamado “profit oil” y es compartido entre el Estado (mediante su empresa nacional) y la empresa contratista, de acuerdo a modalidades que han sido previstas al inicio. Este sistema se introdujo en Indonesia por primera vez en 1966 y por Perú en 1971 y fue reemplazando generalmente el tradicional sistema de las concesiones en la mayor parte de los países de la OPEP luego de los shocks petroleros. La distribución del profit-oil se realiza sobre la base del 65% para el gobierno y 35% para el contratista, y ha evolucionado hasta proporciones que hoy en día se ubican en una base 85%-15%, recuperando el Estado productor lo esencial del petróleo producido (ver sección 10.4).

Una forma particular de contratos de producción compartida es brindada por los contratos “buy-back”. Una sociedad contratista extranjera financia las inversiones de exploración – producción, recupera su apuesta mediante la atribución de una parte de la producción en caso de descubrir petróleo y recibe además una remuneración fija negociada inicialmente, independiente del precio del petróleo y de las cantidades disponibles. El mecanismo de cost-oil se mantiene, pero no el de profit-oil. Este es reemplazado por una remuneración global. Este tipo de contrato fue negociado por primera vez en 1995 entre Irán y Conoco.

**Tabla 3.7**  
**Reservas y producción de hidrocarburos por empresa (1 millón de b/día = 50 millones Tep/año)**

Nombre de la Empresa	País	Estatus (mayoría o totalidad)		Reservas Probadas de Petróleo y de Gas Natural	Producción de Petróleo
		Publica	Privada	Mil millones de barriles	Millones de b/día (datos 2005)
SAUDI ARAMCO	Arabia Saudita	X	-	305	8.7
NIOC	Iran	X	-	305	3.9
GAZPROM *	Rusia	X	-	200	0.6
IINOC	Irak	X	-	130	2.0
QP	Qatar	X	-	120	0.8
KPC	Kuwait	X	-	110	2.0
PDVSA	Venezuela	X	-	105	2.5
ADINOC	Abu Dhabi	X	-	80	2.4
SONATRACH	Argelia	X	-	40	1.3
NOC	Libia	X	-	30	1.5
ROSFNET	Rusia	X	-	25	1.5
PETRONAS	Malasia	X	-	25	0.8
EXXON-MOBIL	Estados Unidos	-	X	22	2.6
PERTAMINA	Indonesia	X	-	20	1.1
LUKOIL	Rusia	X	-	20	1.8
BP	Reino Unido	-	X	20	2.5
PEMEX	México	X	-	20	3.8
PETROCHINA	China	X	-	20	2.1
RD-SHELL	RU - Países Bajos	-	X	18	2.2
YUKOS **	Rusia	X	-	15	1.6
CHEVRON - TEXACO	Estados Unidos	-	X	15	1.7
PETROBRAS	Brasil	X	-	15	1.7
TOTAL	Francia	-	X	14	1.7

\* a través de SIBNEFT  
 \*\* Yukos actualmente ha desaparecido  
 Fuente: Energy Intelligence Agency 2005 y P. SIGONNEY, TOTAL 2005



#### 5.4.2 Mecanismos de cobertura frente a la volatilidad de los precios<sup>2</sup>

Desde principios de los años 1980, el precio del petróleo es fijado por el mercado. Este precio varía día a día en función de la ley de la oferta y la demanda, teniendo en cuenta la calidad de los crudos cotizados. Como el valor de cada crudo depende del valor de los productos que se pueden obtener en la refinación, es el precio *spot* de los productos petroleros (gasolinas, gas oil, fuel oil, etc.) el que, recorriendo el camino inverso, determina el precio del crudo. Según el mecanismo llamado de “net-back”, es suficiente conocer el precio *spot* al que se negocia diariamente los distintos productos petroleros para conocer el de cualquier crudo: se hace el promedio ponderado de los precios *spot* de los productos, siendo la ponderación determinada por el peso de cada producto que se obtiene en el proceso de refinación. Se deducen además las pérdidas de refinación y el costo de transporte internacional del producto, para conocer el precio FOB del crudo al cual será negociado. El ejemplo siguiente (ver Tabla 3.9) es una ilustración de este mecanismo.

<sup>2</sup> Esta sección está basada en el trabajo de Y. Simon y D. Lautier (2001)

Tabla 3.9 Mecanismo "net-back". Caso del Arabian Light, 34 API (25/09/09) en u\$/barril			
Producto	Precio Spot (Rotterdam)	Rendimiento de refinación (%)	Valor
Nafta Virgen	74.25	7.0%	5.20
Super	112.2	15.5%	17.39
Comun	97.65	5.6%	5.47
Gas Oil	99.75	33.0%	32.92
Fuel Oil	44.8	33.4%	14.96
TOTAL	-	94.5 (perdidas 5.5)	75.94
Costo marginal de refinación	-	-	1.50
Costo de transporte	-	-	2.50
Precio F.O.B.	-	-	71.94

La fuerte volatilidad del precio del petróleo luego del segundo shock petrolero obligo a los operadores a cubrirse recurriendo a productos financieros (futuros y opciones principalmente) como es el caso desde el siglo XIX de numerosas materias primas cuyos precios fluctúan fuertemente (trigo, maíz, café, cacao, etc.). Mientras los precios del petróleo eran “reglamentados”, fuera por el Cartel de las Siete Hermanas o por la OPEP (precios publicados, precios oficiales) este problema no existía. La volatilidad observada sobre el mercado *spot* luego del contra shock petrolero, y la existencia de anticipaciones contradictorias de los agentes respecto de la evolución previsible de los precios favorecieron la aparición de mercados de productos derivados. El desarrollo de estos mercados fue propicio a la aparición de componentes especulativos y nos podemos preguntar si estos mercados financieros juegan o no un papel estabilizador de los precios *spot* del crudo sobre el mercado físico. A continuación, con la ayuda de algunos esquemas simples, describiremos el funcionamiento de estos mercados de financieros (futuros, opciones y swaps).

#### A. *Mecanismos de cobertura: forwards, futuros, opciones y swaps*

Un contrato de “futuros físico” o “forwards” es un contrato negociado bilateralmente donde se comercian cargamentos de petróleo a un precio fijado en el momento pero cuya entrega se realizara en una fecha lejana (varios meses); las especificaciones contractuales están libremente pactadas entre las partes, pero existe en este caso un riesgo de contrapartida (falla de alguna de las partes); los contratos de futuros aparecen hacia 1840, para materias primas, en Chicago. La entrega física se concretara ala fecha convenida.

El contrato de “futuros financiero” es un contrato mediante el cual se comercian promesas de compra y venta estandarizadas, para una fecha futura y a un precio fijado en el momento. Estos contratos se negocian en una cámara de compensación que es el comprador de todos los vendedores y el vendedor de todos los compradores. No hay riesgo de contrapartida, a diferencia del caso anterior. El producto debe estar estandarizado para asegurar una buena fungibilidad de las transacciones (por ejemplo, un contrato de 1000 barriles de WTI entregables en New York por el NYMEX o de 1000 barriles de Brent entregables en Londres por el IPE). El interés por estos contratos no reside en la entrega diferida, son e la gestión del riesgo ligado a la volatilidad de los precios del crudo. Estos contratos aparecen entre 1978 y 1983 en New York, Chicago, Londres, Singapur y Rotterdam. Dos resultados son posibles:

- la entrega efectiva (sucede en el 1% de los casos en la practica);
- la compensación (en el 99% de los casos): el operador que detenta una posición vendedora para un plazo definido compra una cantidad idéntica de contratos para la misma fecha, antes del vencimiento; el operador que detenta una posición compradora vende una cantidad idéntica de contratos para la misma fecha, antes del vencimiento.

Se pueden observar dos tipos de estrategias sobre los mercados de “futuros”: la cobertura (el operador también esta activo sobre el mercado “físico”) y la especulación (el operador no es un agente activo en el mercado “físico”).

### ***B. Mercado de “futuros”***

El operador que espera la baja del precio, vende contratos a termino (short hedging); el que espera un alza de precios compra contratos a termino (long hedging).

Si el precio a termino es superior al precio al contado, el mercado esta en situación de “espera” (contango); si el precio a termino es inferior al precio de contado el mercado esta en “partida” (backwardation). La diferencia entre ambos precios es llamado la “base”.

La teoría de “partida normal” (Keynes e Hicks) explica que, en general, el precio a término es inferior al precio de contado, pues hay un excedente de cobertura contra el riesgo de baja de precios en relación a la cobertura contra el riesgo de alza de precios (cf. estudio de Litzenberg y Rabinowitz, publicado en *The Journal of Finance* en diciembre de 1995 que muestra que los precios a termino estuvieron en situación de “partida” el 77% del tiempo entre febrero de 1984 y abril de 1992).

La teoría del “almacenamiento” permite explicar las situaciones de “partida”. El precio a término es igual al precio de contado aumentado por el costo de almacenamiento del producto entre la fecha actual y la fecha de vencimiento del contrato a término. La base, sin embargo, puede ser negativa en algunos casos ya que el almacenamiento procura un beneficio de disponibilidad (ya no se trata de un costo: cf. teoría del “convenience yield” 2.5.3).

### ***C. Mercado de opciones***

Las opciones son contratos a termino que no representan compromisos firmes; son contratos del tipo “asimétrico” (las obligaciones del vendedor y del comprador no son las mismas).

Una opción confiere a su comprador, y solo a él, un derecho: el de comprar o vender el soporte de la opción (el “subyacente”) a un precio fijado con anticipación (llamado “precio de ejercicio” o “strike price”). Este derecho solo puede ser ejercido durante la vigencia de la opción (la que prevé una “fecha de ejercicio”). A su vencimiento, la opción pierde todo su valor si no ha sido ejercida. Las opciones americanas pueden ser “ejercidas” en cualquier momento hasta la fecha llamada de ejercicio; las opciones “europeas” solo pueden ser

ejercidas al vencimiento de la opción. Se negocian opciones “americanas” en Europa y opciones “europeas” en Estados Unidos.

Si la opción confiere al que la tiene una posibilidad de compra (llamada “call”); si confiere una posibilidad de venta se trata de una opción negociable de venta (llamada “put”). La opción es negociable en el mercado hasta su fecha de vencimiento (se pueden encontrar opciones no negociables llamadas bilaterales u OTC por “Over the Counter”). Por este derecho acordado a la opción, el comprador paga una suma inmediatamente aceptada por el vendedor, aunque la opción no sea ejercida. Esta suma se denomina la “prima”.

El comprador de una opción de compra puede ejercer su opción (“ejercer la opción”), comprar el subyacente, pero no está obligado a hacerlo; puede decidir “abandonar” su opción. El vendedor debe entregar obligatoriamente el subyacente al precio fijado si el comprador decide ejercer su opción. El comprador de una opción de venta puede vender el subyacente, pero tampoco está obligado a hacerlo; el vendedor debe, por el contrario, aceptar la decisión del comprador y pagar el precio previsto en el contrato. Se dice que la opción de compra es “in the money” si el precio del subyacente es superior al precio de ejercicio. La opción se dice que está “out the money” si el precio del subyacente es inferior al precio de ejercicio. Si ambos precios son iguales, se dice que la opción está “at the money”.

<b>Tabla 3.10</b>	
<b>La operacion de cobertura sobre el mercado de "futuros"</b>	
<b>Mercado Fisico</b>	<b>Mercado de Contratos</b>
<b>Situacion 1</b>	
03/01: Un trader vende un millon de barriles de crudo a un refinador para entregar el 30/06 al precio de 70 \$/barril. Este trader espera que los precios del crudo suban pues vende en descubierto y debera comprar crudo.	03/01: el trader compra 1000 contratos a termino de mil barriles con vencimiento el 30/06 a un precio de 70 \$/barril en Londres (no hay partida ni espera)
20/06: el precio del crudo cotiza a 80 \$/barril en el mercado spot; el trader compra un millon de barriles a 80 \$ (entrega en 10 dias en Rotterdam) y paga 80 millones de \$	20/06: el trader deshace su posicion vendiendo 1000 contratos a termino con vencimiento el 30/06 a un precio de 80 \$/barril (en la practica puede ser un poco mas o un poco menos)
Perdida de 10 millones de \$	Ganancia de 10 millones de \$
Cobertura perfecta: la operacion es transparente, el trader podria pedir a la camara de compensacion entregar el subyacente en Londres o Rotterdam	
En la practica hay "partida" o "espera" y hay que tener en cuenta los "llamados al margen" y los gastos financieros	
<b>Situacion 2</b>	
03/01: Un trader vende un millon de barriles de crudo a un refinador para entregar el 30/06 al precio de 70 \$/barril. Este trader espera que los precios del crudo suban pues vende en descubierto y debera comprar crudo.	03/01: el trader compra 1000 contratos a termino de mil barriles con vencimiento el 30/06 a un precio de 70 \$/barril en Londres (no hay partida ni espera)
20/06: el precio del crudo cotiza a 60 \$/barril en el mercado spot; el trader compra un millon de barriles a 60 \$ (entrega en 10 dias en Rotterdam) y paga 60 millones de \$	20/06: el trader deshace su posicion vendiendo 1000 contratos a termino con vencimiento el 30/06 a un precio de 60 \$/barril
Ganancia de 10 millones de \$	Perdida de 10 millones de \$
En este caso, la operacion de cobertura priva al operador de una ganancia de 10 millones de \$, en la realidad el operador no es prisionero de su posicion a termino y desde que anticipa la baja de precios puede liquidar su posicion en el mercado a termino.	
<b>Situacion 3</b>	
03/01: El trader vende un millon de barriles de crudo a un refinador para entregar el 30/06 al precio de 70 \$/barril. Este trader espera que los precios del crudo suban pues vende en descubierto y debera comprar crudo.	03/01: el trader compra 1000 contratos a termino de mil barriles con vencimiento el 30/06 a un precio de 70 \$/barril en Londres (no hay partida ni espera). 10/02: El trader vende 1000 contratos a termino con vencimiento 30/06 a un precio de 63 \$/barril. Pero el precio, luego de haber caido a 60 \$/barril va a volver a subir en el mercado spot en abril . 26/04: El trader compra contratos a termino con vencimiento el 30/06 a un precio de 66 \$/barril.
20/06: el precio del crudo cotiza a 80 \$/barril en el mercado spot; el trader compra un millon de barriles a 80 \$ (entrega en 10 dias en Rotterdam) y paga 80 millones de \$	20/06: el trader deshace su posicion vendiendo 1000 contratos a termino con vencimiento el 30/06 a un precio de 80 \$/barril
Perdida de 10 millones de \$ sobre el mercado fisico. El trader limita sus perdidas a 3 millones de \$ en total	La camara de compensaciones hace su balance: Perdida de $(70 - 63) = 7$ ; Ganancia de $(80 - 66) = 14$ ; Ganancia neta de 7 millones de \$

<b>Tabla 3.11</b>	
<b>La operacion de cobertura sobre el mercado de "futuros"</b>	
<b>Mercado Fisico</b>	<b>Mercado de Contratos</b>
<b>Situacion 1</b>	
03/01: Un refinador utiliza todos los meses 150.000 barriles de crudo. El precio en el mercado spot es de 56 \$/barril; dispone de stocks hasta fines de septiembre. Presupuesto 8,4 millones de \$ para septiembre. Este refinador espera un alza de precios del crudo a partir de septiembre	03/01: el refinador compra 150 opciones de compra de 1000 barriles en el NYMEX en Nueva York, cada opcion tiene un precio de ejercicio de 56 \$/barril con vencimiento el 30/09 (fecha de ejercicio). El precio de la opcion es de 3,4 \$/barril. El refinador paga la prima de $150 \times 1000 \times 3,4 = 510.000$ \$ (prima definitivamente pagada al vendedor de la opcion de compra)
01/09: El precio del crudo cotiza a 60 \$/barril en el mercado spot. Solucion 1: el refinador compra el crudo en el mercado spot y vende sus opciones en el mercado de contratos. Compra 150.000 barriles a 60 \$ entregados a fines de mes y paga 10, 2 millones de \$.	01/09: El precio de la opcion de compra con vencimiento el 30/9 tiene un precio de ejercicio de 56 \$/barril, vale ahora 12,40 \$. Vende 150 opciones de compra a 12,40 \$ y deshace su posicion: $(150 \times 1000 \times 12,4) - (150 \times 1000 \times 3,4)$ , con una ganacia de 1,35 millones de \$ en total
Perdida de 1,8 millones de \$	Ganancia de 1,35 millones de \$
El refinador limita sus perdidas en \$ 450.000	
<b>Situacion 2</b>	
01/09: El precio del crudo cotiza a 60 \$/barril en el mercado spot. Solucion 2: el refinador ejerce sus opciones en el mercado de contratos. Por error de cobertura tendria que pagar 10,2 millones \$, esperaba pagar 8,4 millones de \$ y va a pagar 8,91 millones de \$	03/01: el precio de la opcion de compra con fecha de vencimiento el 30/09 con un precio de ejercicio de 56 \$/barril, vale ahora 12,40 \$. Pide la entrega de 150 contratos (hay un problema si se cubre en New York y se encuentra en Europa). El precio de compra efectiva de su petroleo (sin costos financieros y sin costos de transporte) es $150.000 \times (56 + 3,4) = 8,91$ millones de \$
La solucion 1 es mejor que la solucion 2 (el refinador economiza $510.000 - 450.000 = 60.000$ \$. Todavia hay que tener en cuenta los costos de transporte	El costo de la cobertura es de \$ 510.000
<b>Situacion 3</b>	
03/01: El refinador utiliza todos los meses 150.000 barriles de crudo. El precio en el mercado spot es de 56 \$/barril; dispone de stocks hasta fines de septiembre. Presupuesto 8,4 millones de \$ para septiembre. Este refinador espera un alza de precios del crudo a partir de septiembre	03/01: el refinador compra 150 opciones de compra de 1000 barriles en el NYMEX en Nueva York, cada opcion tiene un precio de ejercicio de 56 \$/barril con vencimiento el 30/09 (fecha de ejercicio). El precio de la opcion es de 3,4 \$/barril. El refinador paga la prima de $150 \times 1000 \times 3,4 = 510.000$ \$ (prima definitivamente pagada al vendedor de la opcion de compra)
01/09: El precio del crudo cotiza a 40 \$/barril en el mercado spot. Solucion 1: el refinador compra el crudo en el mercado spot y abandona sus opciones en el mercado de contratos. Compra 150.000 barriles a 40 \$ a entregar a fn de mes y paga 6 millones de \$.	01/09: El precio de la opcion de compra con vencimiento el 30/9 tiene un precio de ejercicio de 56 \$/barril, vale ahora 0,40 \$. Abandona estas 150 opciones de compra y pierde la prima
Gana 2,4 millones de \$ (en relacion al presupuesto previsto)	Pierde 0,51 millones de \$
El refinador tendra una ganancia neta de 1,89 millones de \$	
<b>Situacion 4</b>	
03/01: El refinador utiliza todos los meses 150.000 barriles de crudo. El precio en el mercado spot es de 56 \$/barril; dispone de stocks hasta fines de septiembre. Presupuesto 8,4 millones de \$ para septiembre. Este refinador espera un alza de precios del crudo a partir de septiembre	03/01: el refinador compra 150 opciones de compra de 1000 barriles en el NYMEX en Nueva York, cada opcion tiene un precio de ejercicio de 56 \$/barril con vencimiento el 30/09 (fecha de ejercicio). El precio de la opcion es de 3,4 \$/barril. El refinador paga la prima de $150 \times 1000 \times 3,4 = 510.000$ \$ (prima definitivamente pagada al vendedor de la opcion de compra)
01/09: El precio del crudo cotiza a 40 \$/barril en el mercado spot. Solucion 2: el refinador compra el crudo en el mercado spot y vende sus opciones en el mercado de contratos. Compra 150.000 barriles a 40 \$ a entregar a fn de mes y paga 6 millones de \$.	01/09: El precio de la opcion de compra con vencimiento el 30/9 tiene un precio de ejercicio de 56 \$/barril, vale ahora 0,40 \$. Vende sus 150 opciones de compra y recupera: $150 \times 1.000 \times 0,40 = 60.000$ \$ y su perdida en el mercado de opciones sera: $510.000 - 60.000 = 450.000$
Gana 2,4 millones de \$ (en relacion al presupuesto previsto). Ganancia neta de 1,95 millones de \$	Perdida de 0,45 millones de \$
La solucion 4 es mejor que la solucion 3, pero hay que tener en cuenta en la practica los costos financieros y los costos de transporte	



La opción es un activo “asimétrico” ya que los derechos y obligaciones del comprador y del vendedor no son los mismos: el vendedor está obligado a seguir la decisión del comprador pero, como contrapartida, se beneficia de una prima pagada cualquiera fuera la decisión del comprador (y esta prima está muy lejos de ser simbólica).

Una opción se caracteriza por cuatro elementos:

- su naturaleza (call o put);
- el precio de ejercicio;
- la fecha de ejercicio;
- el monto de la prima

#### ***D. Mercado de swaps***

Un swap es un contrato bilateral por el cual dos partes intercambian, en una fecha dada y para una fecha futura establecida, un activo financiero a un precio fijo determinado el día de la firma contra el precio corriente del activo al momento del vencimiento establecido (llamado día o periodo de anulación).

El comprador del swap se compromete a comprar este activo a un precio fijado al momento de la firma, y a revenderlo al precio corriente constatado sobre el mercado el día de la anulación o vencimiento. El vendedor del swap se compromete a vender este activo a un precio fijado al momento de la firma, y a recomprarlo al precio corriente constatado sobre el mercado el día de la anulación o vencimiento.

En la práctica, la anulación implicará intercambiar financieramente una cantidad de dinero correspondiente a la diferencia entre el precio fijado y el precio corriente. Si el precio del mercado es superior al precio fijado inicialmente, el comprador recibe la diferencia. Si el precio del mercado es inferior al precio fijado inicialmente, es el vendedor el que recibe la diferencia. En general, el precio del mercado es un promedio de los precios indicados en el Platt's al momento de la anulación (el periodo de anulación puede ser de varios días si ambas partes están de acuerdo).

Con este sistema no existe cámara de compensación y se mantiene el riesgo de contrapartida; son contratos llamados “a medida” (tailor-made), que eliminan el riesgo de base observado en los contratos de futuros. La cobertura es perfecta, pero las cláusulas no son transparentes para el mercado. Este sistema funciona porque las anticipaciones del vendedor y del comprador son opuestas y lo que uno pierde es recuperado por el otro.

<b>Tabla 3.12</b>	
<b>La operacion de cobertura sobre el mercado de "swaps"</b>	
<b>A principios de enero un refinador espera que los precios del crudo suban</b>	<b>A principios de enero un trader espera que los precios del crudo bajen en junio</b>
<b>Situacion 1</b>	
El refinador previó comprar 100.000 barriles de crudo para fines de mayo y presupuestó para ello 7 millones de \$ (desearía un precio máximo de 70 \$/barril, pero teme que los valores suban y piensa que el precio va a ser mayor)	El trader previó vender 100.000 barriles de crudo para fines de mayo y desearía que el precio no se ubique por debajo de los 70 \$/barril (teme que los valores bajen y pretende bloquear su precios de venta). Pretende recuperar al final de la operación 7 millones de \$
El refinador compra a un trader el 03/01 un swap de crudo a entregar en mayo a un precio fijo de 70 \$/barril por 100.000 barriles.	El trader vende al refinador un swap de crudo a entregar en mayo por 100.000 barriles a un precio fijo de 70 \$/barril
<b>Caso nº 1: el barril cotiza a 80 \$/barril</b>	
El refinador debe pagar 8 millones de \$ para comprar su crudo, pero el trader se comprometió a entregárselo a 70 \$/barril. Para honrar su compromiso el trader paga al refinador: 100.000 x 10 \$ cubriendo el excedente que el refinador debe pagar sobre el spot. El refinador paga los 7 millones de \$ comprometidos	El trader vende su crudo a un precio efectivo de 80 \$/barril: vende 100.000 barriles a 80 \$ sobre el spot, por los que recibe 8 millones de \$, pero de esta suma debe deducir 1 millón de \$ pagados al refinador, por lo que le quedan 7 millones de \$.
<b>Situacion 2</b>	
El refinador previó comprar 100.000 barriles de crudo para fines de mayo y presupuestó para ello 7 millones de \$ (desearía un precio máximo de 70 \$/barril, pero teme que los valores suban y piensa que el precio va a ser mayor)	El trader previó vender 100.000 barriles de crudo para fines de mayo y desearía que el precio no se ubique por debajo de los 70 \$/barril (teme que los valores bajen y pretende bloquear su precios de venta). Pretende recuperar al final de la operación 7 millones de \$
El refinador compra a un trader el 03/01 un swap de crudo a entregar en mayo a un precio fijo de 70 \$/barril por 100.000 barriles.	El trader vende al refinador un swap de crudo a entregar en mayo por 100.000 barriles a un precio fijo de 70 \$/barril
<b>Caso nº 2: el barril cotiza a 60 \$/barril</b>	
El refinador debe pagar 6 millones de \$ para comprar su crudo, pero el trader se comprometió a entregárselo a 70 \$/barril. Para honrar su compromiso el refinador paga al trader: 100.000 x 10 \$, es decir 1 millón de \$, lo que corresponde al defecto de beneficio del trader. El costo de abastecimiento del refinador asciende a 7 millones de \$ comprometidos	El trader vende su crudo a un precio efectivo de 60 \$/barril: vende 100.000 barriles a 60 \$ sobre el spot, por los que recibe 6 millones de \$, como el refinador se comprometió a comprar el crudo a 70 \$/b, el trader va a recuperar 1 millón de \$ (suma pagada por el refinador) lo que le permitirá finalmente recibir 7 millones de \$.

### ***E. Conclusión sobre los mercados a término***

Por cada transacción sobre el mercado “físico”, los operadores se cubren sobre los mercados financieros; se comercia más de diez veces el llamado “petróleo papel” que el petróleo físico (cf. por ej.; un cargamento puede cambiar varias veces de propietario durante el viaje Ras Tanura – Rotterdam).

Algunos operadores están presentes en el mercado a término sin estar en el mercado físico (especulación, pero también búsqueda de primas sobre el mercado de opciones). Los mercados a término del petróleo crudo y de los productos petroleros se desarrollaron a partir que las anticipaciones sobre la evolución de los precios del petróleo se han vuelto contradictorias (la volatilidad de los precios del petróleo explica la utilización de los productos financieros derivados). Los especuladores son útiles al mercado al que le aportan liquidez. Entre los especuladores, se diferencia los llamados “dentistas” de los “zinzins” (inversores institucionales).

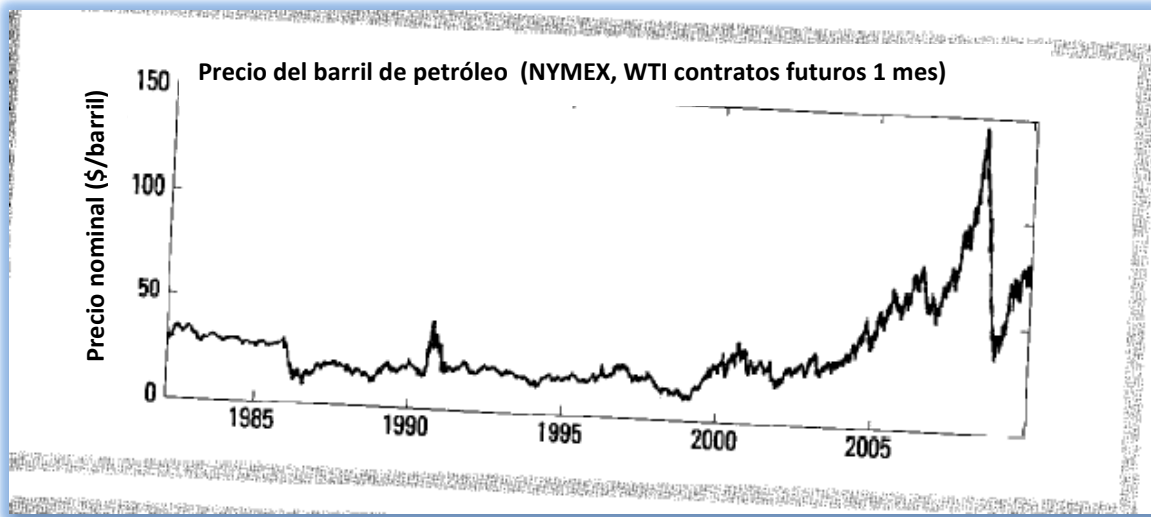
El tema es finalmente saber si son las anticipaciones sobre los mercados a término las que gobiernan o no la evolución de los precios del petróleo sobre el mercado *spot*, o si por el contrario, los precios a término siguen, a veces amplificándolos, los precios del mercado físico. La modelización de los precios del petróleo no puede, en cualquiera de estos casos, ignorar el papel que juegan los productos financieros, que pueden servir como cobertura o como instrumentos especulativos y en el cuadro siguiente se propone seguir algunas pistas para una modelización estocástica de los precios del petróleo.

#### **CUADRO 3.7 Modelización estocástica de los precios del petróleo<sup>3</sup>**

Los precios del petróleo, como los de cualquier otro activo financiero, necesitan ser modelizados para guiar las decisiones de los agentes económicos. Entre estas decisiones, las decisiones de inversión en capacidad de generación, por ejemplo, necesitan una valorización de las materias primas con varios años de anticipación. Igualmente, desde un punto de vista financiero, la valorización de opciones simples o exóticas con vencimientos más o menos largos, también se asienta sobre las características de los procesos de precios. El objetivo de este cuadro es presentar simplemente y en forma argumentada algunos procesos realistas que pueden ser utilizados para modelizar los precios del petróleo. Una discusión más profunda de este tema se puede encontrar en Geman (2005, cap. 3).

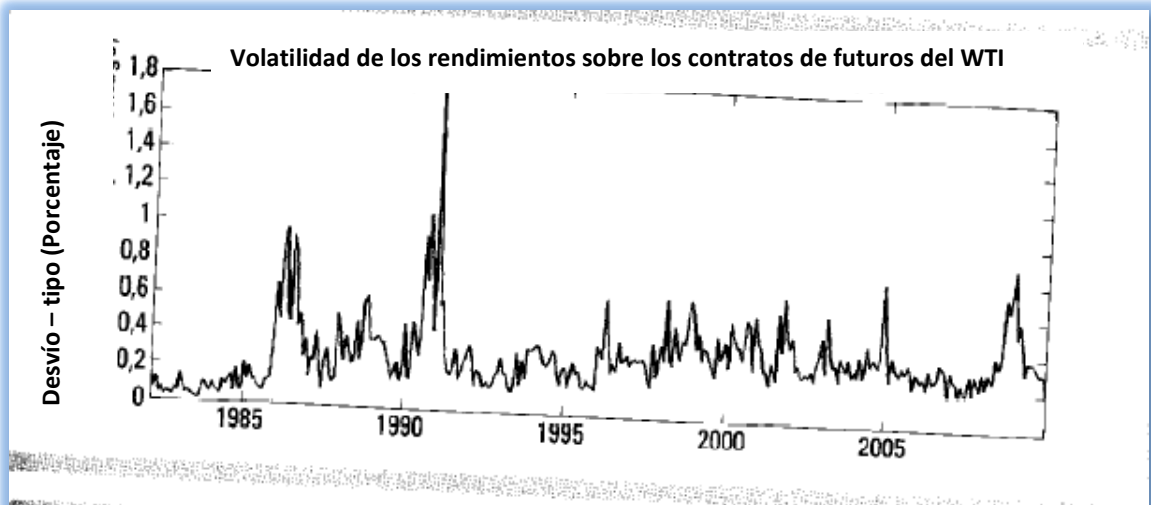
La figura 3.2 muestra los precios del petróleo en valor nominal en el período febrero 1982 – enero 2010.

<sup>3</sup> B. Sévi: Universidad Aix-Marsella II y CREDEN Universidad de Montpellier I



**Figura 3.2 – Precio del barril de petróleo**

La figura 3.3 muestra la volatilidad realizada calculada sumando los cuadrados de los rendimientos cotidianos (log diferencial) para cada mes (cf. French *et al.*, 1987). La figura muestra que la volatilidad no es constante como en el modelo utilizado en Black y Scholes (1973) por ejemplo, y que puede variar con una gran amplitud. Esta volatilidad estocástica (variable en el tiempo) será una primer característica a toar en cuenta cuando sea necesario decidir el proceso estocástico a seleccionar para modelizar el precio del petróleo.



**Figura 3.3 – Volatilidad realizada**

La figura 3.4 muestra la evolución del precio del petróleo a lo largo del día del 23 de diciembre de 2009 para los contratos futuros de WTI del mes de enero de 2010, cotizado sobre el NYMEX. A las 10.30 salta el precio de 75,35 a 76,46 dólares en pocos segundos (la escala en abcisas no es temporal sino que tiene en cuenta la cantidad de transacciones) luego del anuncio de stocks menores que los esperados por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) (estos

anuncios se hacen semanalmente a las 10:30 de los días miércoles). La figura muestra la necesidad de incorporar saltos en el proceso estocástico de los precios del petróleo.

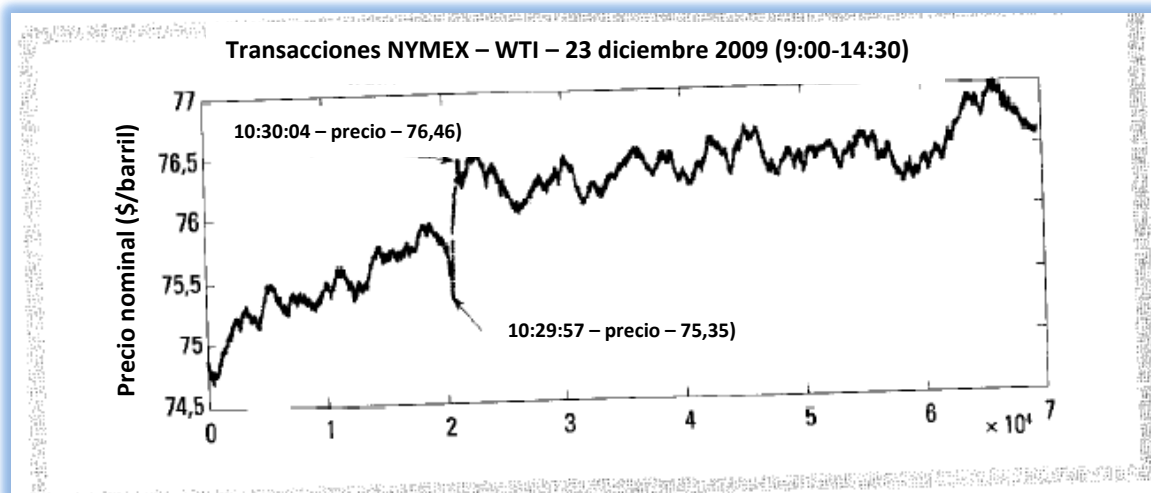


Figura 3.4 – Precio del petróleo el 23 de diciembre de 2009

La figura 3.5 finalmente, muestra el rendimiento de oportunidad (o convenience yield) calculado como la diferencia entre el valor actualizado del precio futuro a un horizonte de un mes y el precio *spot*, disminuido por una tasa de interés sin riesgo. Para un activo financiero, este rendimiento de oportunidad es por definición nulo, sino existiría la posibilidad de arbitrajes. Para un activo físico, como el petróleo, este rendimiento puede ser no nulo, testimoniando así el interés de los agentes por el bien físico en lugar de colocar una posición larga sobre el contrato a término. El rendimiento de oportunidad queda así representado, se puede observar su gran variabilidad a lo largo del tiempo y también una tendencia a volver a un nivel de equilibrio nulo (en parte visible aquí, pero confirmado sobre otros períodos: ver Gibson y Schwarz (1990) o Hilliard y Resi (1998) para períodos anteriores).

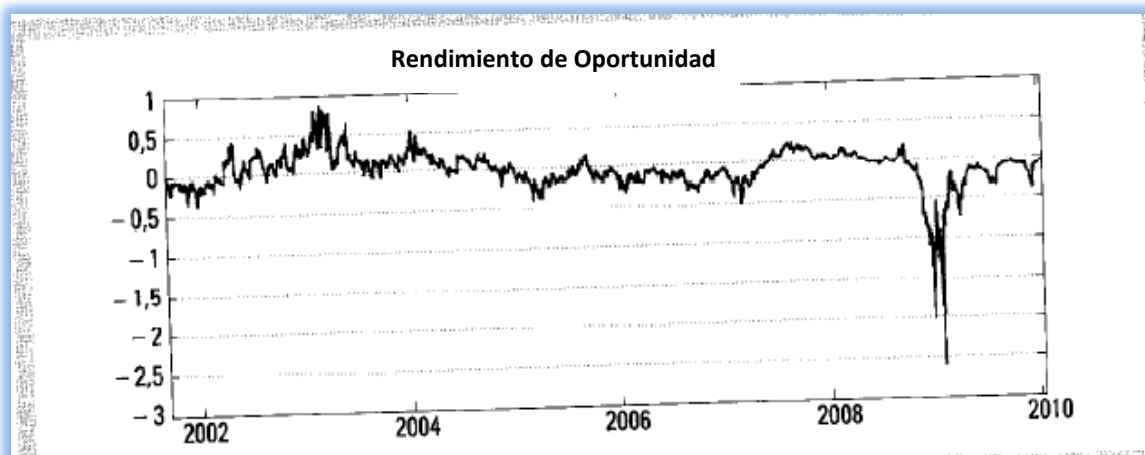


Figura 3.5 – Rendimiento de oportunidad (convenience yield) calculado de acuerdo a la fórmula del texto (ver también capítulo 2)

Las observaciones empíricas a tener en cuenta son las siguientes: volatilidad estocástica, saltos y rendimientos de oportunidad estocásticos con retorno al promedio.

Geman (2005) recuerda las principales condiciones a respetar en la búsqueda de un proceso estocástico que podría ser conveniente:

- 1) la distribución de probabilidad del proceso estocástico elegido, debe corresponder a la distribución de probabilidades de los rendimientos de los activos considerados;
- 2) la dinámica obtenida simulando los procesos elegidos debe ser realista respecto a la dinámica observada sobre el mercado;
- 3) el proceso debe comprender una cantidad de parámetros limitada (principio de parsimonia) y estos parámetros deben ser robustos, es decir que un cambio de periodo de estimación debería conducir a parámetros bastante similares.

La noción de regreso al promedio es pertinente, especialmente para la modelización de las tasas de interés. Estas últimas no tienen ninguna razón de seguir un crecimiento de largo plazo, no son jamás negativas y su valor máximo también es limitado. Vasicek (1977) propone modelizar las tasas de interés con la ayuda de un proceso de tipo Ornstein-Uhlenbeck:

La propiedad de volver al promedio es supuesta normalmente en el caso de las materias primas ya que los precios deberían reflejar en general los costos de producción de largo plazo, que pueden en absoluto tender hacia un valor de largo plazo. Podemos inspirarnos entonces en un modelo de Vasicek, conservando la apariencia de un movimiento browniano geométrico, que se puede representar de la siguiente forma:

—

Esta formulación implica precios positivos para el activo, pero no incluye la volatilidad estocástica o los saltos. Un modelo que incluya la propiedad de volatilidad estocástica, con un retorno al promedio para el precio del activo y al mismo tiempo para la volatilidad, fue propuesta por Eydeland y Geman (1998). Este modelo incluye una correlación positiva entre los incrementos brownianos de los dos procesos (el de los precios y el de la volatilidad), reproduciendo la propiedad empírica del efecto palanca (el efecto palanca es positivo y no negativo para las materias primas, es decir que un alza de precios tiene más impacto sobre la volatilidad que una baja de igual amplitud). El modelo se escribe entonces:

Este modelo no incluye saltos pero el exceso de kurtosis en la distribución puede ser tomado en cuenta, al menos parcialmente, para la volatilidad estocástica. Geman (2000) propone otro

modelo siempre sin saltos, en el cual el retorno al promedio se efectúa hacia un valor de largo plazo  $L$ , que es el también objeto de un proceso estocástico:

—

Si deseamos integrar la evolución del rendimiento de oportunidad (estocástico con retorno al promedio) podemos volcarnos hacia el modelo de Gibson y Schwartz (1990) que se escribe de la siguiente forma:

—

Este modelo no tiene volatilidad estocástica pero integra una *convenience yield* que puede variar con el tiempo. El modelo de Hiliard y Reiss (1998) permite finalmente tener en cuenta los saltos, que hemos mostrado que pueden ser significativos. No presentaremos el modelo en este cuadro pues es muy similar al de Gibson y Schwartz (1990), con el agregado de los saltos en el proceso de precios *spot*.

Los parámetros de los modelos aquí propuestos pueden ser estimados: (1) utilizando series de precios de petróleo, o (2) utilizando series de precios de opciones. También se pueden utilizar estas dos fuentes en forma conjunta utilizando una función de pérdida estadística adaptada a la utilización que se quiera hacer del modelo. La estimación se puede hacer maximizando una función probabilidad o por métodos más adaptados, como el método de los momentos generalizados y sus extensiones, cuando la probabilidad es difícil de especificar. Una vez que el modelo fue estimado, se pueden utilizar, para valorizar los productos financieros, métodos numéricos variados que permitan la evaluación de productos simples y exóticos.

Los desarrollos propuestos en este cuadro, aunque teóricos, tienen una finalidad eminentemente práctica. Se trata de valorizar productos financieros de cobertura o bien activos físicos para los cuales una modelización del precio de la materia subyacente es indispensable (en el caso de activos físicos, se puede pasar por opciones reales, pero la primera etapa de modelización de precios continua siendo indispensable). Una dinámica y una distribución de precios diferentes va a desembocar en valorizaciones muy diferentes para los productos derivados. Como ejemplo, el valor de una opción depende positivamente del nivel de volatilidad. Opciones sobre la electricidad, el petróleo o las tasas de interés tendrán valores muy diferentes, *ceteris paribus*, en razón de sus valores de volatilidad anualizados muy diferentes (del orden del 400%, 40% y 10% para la electricidad, el petróleo y las tasas de interés respectivamente). Demostramos aquí cuales son las características empíricas a tener en cuenta para modelizar de la mejor forma el proceso de

los precios del petróleo, buscando obtener valores realistas y objetivos para los activos derivados donde el subyacente es el petróleo. Esta modelización no permite de ninguna forma prever los precios del petróleo, sino buscar las trayectorias realistas que permitan guiar la decisión de los agentes económicos.

Para algunos autores, entre ellos P. Krugman, un precio en el mercado a termino superior al precio spot, como consecuencia de los comportamientos especulativos, implica necesariamente la constitución de un stock físico. En ausencia de estos stocks, la especulación no puede tener un impacto importante sobre el mercado físico. Podemos a pesar de ello adelantar la idea que la especulación puede hacer subir los precios del petróleo más allá de sus fundamentales, sin que se haya observado un incremento importante de los stocks. Esto es debido a anticipaciones estrictamente financieras y a valores de elasticidades de la demanda de petróleo, que no son iguales a corto y a largo plazo (ver Pierru y Babusiaux (2010) para una presentación de este análisis).



## ANEXO 1

Tabla 3.13 Principales países exportadores de petróleo	
País exportador de petróleo	Producción en 2008
	Millones de barriles/día
<u>Arabia Saudita</u>	10.8
Rusia	9.9
<u>Iran</u>	4.3
Mexico	3.1
<u>Emiratos Arabes Unidos</u>	2.9
<u>Kuwait</u>	2.8
<u>Venezuela</u>	2.5
<u>Irak</u>	2.4
Noruega	2.4
<u>Nigeria</u>	2.1
<u>Libia</u>	1.7
<u>Angola</u>	1.6
<u>Argelia</u>	1.4
Indonesia	0.8
<u>Qatar</u>	0.8

- 1 millón de barriles/día equivale a 50 millones de toneladas por año. Los países subrayados son miembros de la OPEP (observar que Indonesia dejó de formar parte de a OPEP en 2008).

Tabla 3.14 Países de la OPEP: ingresos petroleros y cuotas de producción		
País	Ingresos Petroleros 2008	Cuotas en 2009
	Mil millones de u\$s	Millones de barriles/día
Argelia	69	1.20
Angola	68	1.51
Arabia Saudita	285	8.01
Ecuador	10	0.43
Emiratos Arabes Unidos	89	2.23
Iran	82	3.33
Irak	60	2.37
Kuwait	80	2.22
Libia	57	1.47
Nigeria	70	1.70
Qatar	38	0.73
Venezuela	59	2.01

Oficialmente Irak no tiene cuota (es una estimación de su producción)

## ANEXO 2

<b>Tabla 3.15</b>						
<b>El peso de la OPEP</b>						
<b>%</b>	<b>1970</b>	<b>1980</b>	<b>1990</b>	<b>2000</b>	<b>2006</b>	<b>2008</b>
Participación de la OPEP en las exportaciones mundiales de petróleo	85,82	75,66	58,76	52,85	53,59	53,20

- La OPEP tenía en 2009 12 países miembros, de los cuales 11 estaban sometidos al sistema de cuotas (excluyendo a Irak);
- La OPEP produce un poco menos del 40% de la producción mundial de petróleo y realiza el 53% de las exportaciones;
- La OPEP es dueña de cerca del 75% de las reservas probadas de petróleo;
- Ecuador renunció a ser miembro de la OPEP en 1993, pero luego se reintegró a la Organización, también el Gabón se fue en 1995, Indonesia abandonó la Organización desde el 2008, y Angola se incorporó a la OPEP;
- La producción mundial de petróleo es del orden de los 85 millones de barriles/día en 2005, es decir alrededor de 4.250 Mtep;
- Sobre los 70.000 campos petroleros en producción en el mundo, 110 yacimientos produjeron más de 100.000 barriles/día cada uno.

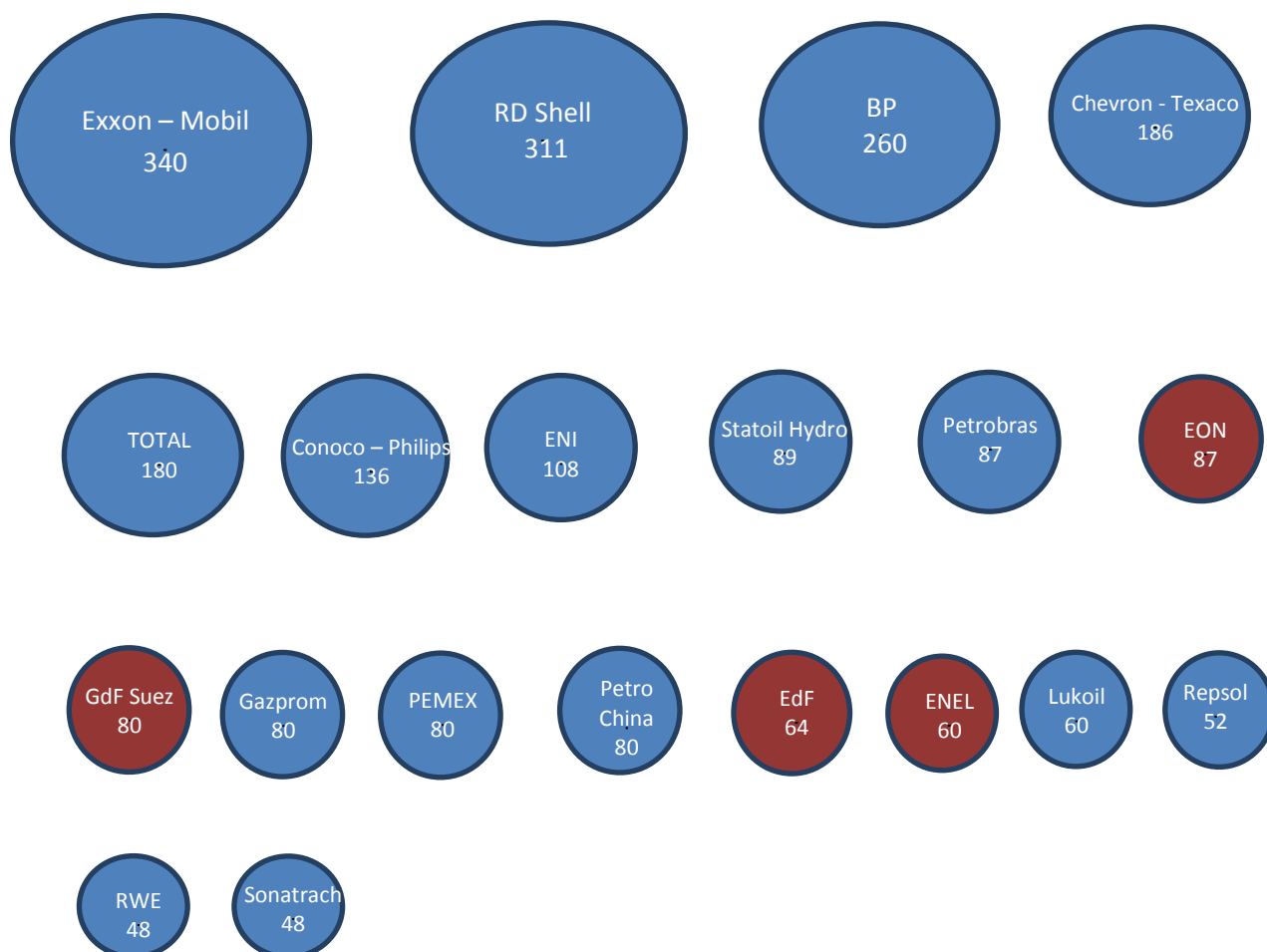
## ANEXO 3

Tabla 3.16					
Principales actores del mercado petrolero en 2008 (fuente: AIE, 2009)					
Productores de petróleo	%	Exportadores de petróleo	%	Importadores de petróleo	%
Arabia Saudita	12.9	Arabia Saudita	17.2	Estados Unidos	27.4
Rusia	12.3	Rusia	13.1	Japón	9.9
Estados Unidos	7.6	Iran	6.6	China	7.6
Iran	5.4	Nigeria	5.7	India	5.8
China	4.8	Emiratos Arabes Unidos	5.4	Corea del Sur	5.6
México	4.0	Irak	5.0	Alemania	5
Canadá	3.9	Noruega	4.5	Italia	4.5
Kuwait	3.7	México	4.2	Francia	3.9
Venezuela	3.5	Angola	4.2	España	2.8
Emiratos Arabes Unidos	3.5	Kuwait	4.2	Países Bajos	2.8
Resto del Mundo	38.4	Resto del Mundo	29.9	Resto del Mundo	24.7
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>TOTAL</b>	<b>100</b>

El comercio internacional representa el 53% de la producción mundial de petróleo

## ANEXO 4

### Cifra de ventas de las principales empresas energéticas (cifras 2008, en miles de millones de euros con 1 euro = 1,3 u\$s)



## ANEXO 5

### Los Modelos de Hotelling<sup>4</sup> en Tiempo Discreto<sup>5</sup>

#### 1 Introducción

La teoría de Hotelling se ocupa de las decisiones de producción a realizar para optimizar el beneficio realizado en una industria que explota recursos agotables. La aplicación más común es en la industria petrolera.

La teoría de Hotelling se basa en la voluntad de un productor de petrolero de realizar el máximo beneficio actualizado<sup>6</sup>. Este productor tiene que elegir entre dos posibilidades: puede extraer el petróleo ahora, o postergar la producción al futuro; siendo el recurso no renovable, el productor tiene una cantidad limitada para vender. Si extrae hoy, disminuye sus posibles ventas futuras y aumenta sus ventas inmediatas., mientras que si decide postergar la extracción, limita sus ventas actuales para incrementar sus ventas futuras. La teoría permite determinar matemáticamente la cantidad que se debe producir sobre una cierta duración de vida en vistas de maximizar el beneficio. Las hipótesis económicas del modelo de Hotelling son las siguientes:

- se supone perfectamente conocida la cantidad del recurso energético no renovable al inicio de la explotación, y es igual a  $R$ ;
- la demanda de energía acumulada a lo largo del tiempo se supone que agotará exactamente el total de la reserva; en otras palabras, la función demanda es una función decreciente del precio del recurso, que se anula en la fecha  $T$  de agotamiento de la reserva;
- el dueño del recurso es un productor privado (en situación de competencia y en situación de monopolio alternativamente);
- el costo de producción del recurso es una función del tiempo, y por lo tanto del agotamiento de la reserva  $R$ ;
- la tasa de referencia para el presente del productor (tasa de actualización) es constante e igual a  $r$ .

---

<sup>4</sup> Harold Hotelling "The Economics of Exhaustive Resources", *Journal of Political Economy*, 1931/8, Intervención de F. Copens en el curso de Economía de la Energía en la Ecole Polytechnique (2009), ver también J. Percebois (1989) (cap. 3 "Energía y teoría de precios").

<sup>5</sup> Intervención de F. Copens en el curso de Economía de la Energía en la Ecole Polytechnique (2009), ver también J. Percebois (1989) (cap. 3 "Energía y teoría de precios").

"Actualizar el valor de los ingresos que se producen en periodos diferentes en el tiempo consiste en calcular el valor presente en una fecha fijada, con la ayuda de una tasa de actualización."

"Se supone que el precio  $p(t)$  es el precio de equilibrio del mercado, por lo tanto la cantidad demandada  $q(t)$  corresponde a la cantidad ofrecida o producida".

<sup>6</sup> Actualizar el valor de los ingresos que se producen en periodos diferentes en el tiempo consiste en calcular el valor presente en una fecha fijada, con la ayuda de una tasa de actualización."

## 2 Las ecuaciones de base de Hotelling en tiempo discreto

Siendo  $p(t)$  el precio del recurso en el momento  $t$ ,  $q(t)$  la cantidad demandada<sup>7</sup>, y  $c(q(t))$  el costo de extracción que depende de la cantidad producida.

El beneficio realizado por el productor en el periodo  $t$  esta dado por  $\pi(t) = [p(t)q(t) - c(q(t))]$ . Para calcular el beneficio en varios periodos, se requiere actualizar el beneficio antes de sumarlo. La fórmula que determina el beneficio total actualizado en  $T$  periodos es la siguiente:

$$\pi(t) = \sum_{t=0}^T \frac{p(t) \cdot q(t) - c(q(t))}{(1+r)^t} \quad (1)$$

Siendo un recurso no renovable, la restricción que debe respetarse es la siguiente:

$$\sum_{t=0}^T q(t) - Q_t = 0 \quad (2)$$

Siendo  $Q_t$  la cantidad de reservas que se supone existen ( $Q_t = R$ )

Para maximizar (1), con la restricción (2), podemos utilizar el método del multiplicador de Lagrange<sup>8</sup>. Tenemos una ecuación con una sola restricción; es suficiente entonces con agregar un multiplicador de Lagrange a la ecuación (el parámetro  $\lambda$  es multiplicado por la restricción (2) para obtener el lagrangiano. Las variables del problema son las diferentes cantidades a producir en cada periodo. En nuestro caso el lagrangiano se expresa de la siguiente manera:

$$L(q(1), q(2), \dots, q(T), \lambda) = \sum_{t=0}^T \frac{p(t) \cdot q(t) - c(q(t))}{(1+r)^t} - \lambda \left[ \sum_{t=0}^T q(t) - Q_t \right] \quad (3)$$

El signo  $-$  antes de  $\lambda$  es matemáticamente correcto. Dada la restricción (2) in signo  $+$  o  $-$  dará la misma respuesta, pero el signo  $-$  permite una escritura mas clara, como veremos mas adelante. El problema consiste en maximizar el lagrangiano. Para ello derivamos (3) para cada variable e igualamos a cero, que es el método matemático clásico para determinación de un máximo. Suponiendo que  $t = 1, 2, \dots, T$ , tenemos:

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = - \left[ \sum_{t=0}^T q(t) - Q_t \right] = 0 \quad (4)$$

<sup>7</sup> Se supone que el precio  $p(t)$  es el precio de equilibrio del mercado, por lo tanto la cantidad demandada  $q(t)$  corresponde a la cantidad ofrecida o producida.

<sup>8</sup> El multiplicador de Lagrange es un método que permite encontrar los puntos extremos de una función derivable de una o muchas variables.

$$\frac{\partial L}{\partial q(t)} = \frac{\partial}{\partial q(t)} \left( \sum_{j=0}^T \frac{p(j).q(j) - c(q(j))}{(1+r)^j} - \lambda \left[ \sum_{j=0}^T q(j) - Q_T \right] \right) = 0 \quad (5)$$

La ecuación (4) nos vuelve a dar la restricción (2), mientras que la ecuación (5) puede escribirse de la siguiente manera:

$$\frac{\partial}{\partial q(t)} \left( \frac{p(t).q(t) - c(q(t))}{(1+r)^t} \right) = \lambda \quad (6)$$

En efecto, para  $j \neq t$ , la ecuación (5) da  $0 = 0$ , ya que el paréntesis del miembro de la izquierda no incluye la variable  $q(t)$ , y se deriva respecto de esta variable. Por el contrario para  $j = t$ . tendremos:

$$\frac{\partial}{\partial q(t)} \left( \frac{p(t).q(t) - c(q(t))}{(1+r)^t} \right) - \lambda \frac{\partial}{\partial q(t)} q(t) - Q_T = 0$$

Con el termino  $\lambda \frac{\partial}{\partial q(t)} q(t) - Q_T = -\lambda$  que se transfiere al miembro de la derecha.

La ecuación (6) permite de esta forma calcular la solución que maximiza el beneficio. En este punto, partiremos de esta ecuación para determinar la evolución del precio  $p(t)$  en el caso de competencia perfecta, y en el caso de monopolio.

Para determinar el ritmo ordinario de producción de petróleo que corresponde a  $q(t)$ , haremos la hipótesis que la demanda de petróleo es una función lineal del tipo:

$$Q(t) = a.p(t) + b \quad (7)$$

con el parámetro  $a < 0$  que traduce la sensibilidad con la cual la demanda reacciona a una variación de precios. Este parámetro es negativo ya que cuando el precio aumenta, se supone que la demanda tendrá tendencia a disminuir. Esta ecuación debe respetar también la restricción de agotamiento expresada por la ecuación (2).

### 3 *Las ecuaciones de Hotelling en situación de competencia perfecta*

Un mercado en competencia perfecta esta caracterizado por las siguientes hipótesis:

- atomicidad de la oferta y la demanda: existe una cantidad infinita de vendedores y compradores;
- homogeneidad del producto: todos los vendedores proponen el mismo producto;
- transparencia del mercado: las informaciones relativas al producto son perfectamente conocidas por todos los actores;
- movilidad perfecta: la entrada y salida del mercado es libre;

En un mercado en competencia perfecta, ningún comprador o vendedor tiene influencia sobre el precio. Este es fijado por la confrontación oferta-demanda.

### 3.1 Evolución del precio maximizando el beneficio

A partir de la constatación realizada anteriormente, se deduce que en un mercado en competencia perfecta, el productor no tiene influencia sobre el precio que por lo tanto será independiente de la cantidad producida  $q(t)$ . Para obtener el sendero de precios optimizando el beneficio realizado, retomamos la ecuación (6) que estará dada por:

$$\frac{\partial}{\partial q(t)} p(t) \cdot q(t) - c(q(t)) = \lambda(1+r)^t \quad (8)$$

Desde el momento en que el precio es independiente de la cantidad producida, que se puede expresar como  $\frac{\partial p(t)}{\partial q(t)} = 0$ , tendremos  $\frac{\partial}{\partial q(t)} p(t) \cdot q(t) = p(t)$ . Por otra parte se define el costo marginal de producción como  $\frac{\partial c(q(t))}{\partial q(t)} = C_m(q(t))$ . La evolución del precio que maximiza el beneficio se escribe entonces de la siguiente forma:

$$p(t) = C_m(q(t)) + \lambda(1+r)^t \quad (9)$$

Se puede comparar este resultado al que se obtendría en el caso de un mercado en competencia perfecta que intercambia productos no agotables  $p(t) = C_m(q(t))$ . Se destaca la presencia de una renta de agotamiento (expresada por  $\lambda$ ) que incrementa el precio óptimo. Refleja el carácter agotable del recurso y representa un costo de agotamiento. En efecto, el stock disponible en tierra en un momento dado representa un activo para el productor de petróleo, y el hecho de extraer este recurso y venderlo disminuirá el valor del stock en tierra.

La decisión del productor de extraer el petróleo ahora o mas tarde tiene influencia sobre el valor de esta renta. Si la extracción se produce en el presente, podrá colocar el dinero en el sistema financiero y el valor de la unidad producida aumentara al ritmo de la tasa de interés obtenida (que corresponde a la tasa de actualización). Si espera para producir, el valor de la unidad que no ha sido extraída va a variar con el precio del recurso. Pero el productor sabe que el petróleo no producido ahora aumentara su valor de todas formas al ritmo de la tasa de interés cuando decida producirlo. Siguiendo el razonamiento lógico, el productor va a postergar la extracción si el precio del petróleo aumento menos rápido que la tasa de interés, con la condición que este en situación optima en la cual el valor del stock en tierra crece al mismo ritmo que la tasa de interés. En el equilibrio, el aumento del precio es equivalente a la tasa de interés.

La ecuación (9) ilustra la primera regla de Hotelling, que determina que en competencia perfecta, el precio neto del costo de extracción de un recurso no renovable  $p(t) - C_m(q(t))$



debe crecer al ritmo de la tasa de actualización  $r$  si se quiere explotar el yacimiento de forma optima.

### 3.2 Determinación de la renta de agotamiento y del ritmo de extracción

Suponemos la demanda lineal con relación al precio. Podemos encontrar el ritmo de extracción  $q(t)$  en un mercado en competencia perfecta insertando la ecuación (9) en la ecuación (7), de lo que obtenemos:

$$q(t) = a \left[ C_m(q(t)) + \lambda(1+r)^t \right] + b \quad (10)$$

Para encontrar la constante  $\lambda$ , retomamos la ecuación (2) expresando la restricción de agotamiento del petróleo utilizando la ecuación (9). Suponemos un costo marginal constante en el tiempo e idéntico para todos los productores. Se obtiene entonces la siguiente ecuación:

$$\sum_{t=0}^T a \left[ C_m(q(t)) + \lambda(1+r)^t \right] + b = Q_T \quad (11)$$

Como  $C_m + b$  no depende de  $t$  y  $\sum a\lambda(1+r)^t$  representa una serie geométrica de razón  $1+r$ , con el primer termino igual a  $a\lambda$  y el ultimo termino igual a  $a\lambda(1+r)^{T+1}$ , la ecuación (11) podrá escribirse de la siguiente forma:

$$(aC_m + b)(T+1) + a\lambda \frac{(1+r)^{T+1} - 1}{r} = Q_T \quad (12)$$

La renta de agotamiento se expresara entonces mediante la relación siguiente:

$$\lambda = \frac{r}{a} \frac{Q_T - (aC_m + b)(T+1)}{(1+r)^{T+1} - 1} \quad (13)$$

y el ritmo de producción optimo se expresara como:

$$q(t) = a \left[ C_m + \frac{r}{a} \frac{Q_T - (aC_m + b)(T+1)}{(1+r)^{T+1} - 1} (1+r)^t \right] + b \quad (14)$$

### 3.3 Interpretaciones económicas

Las expresiones (9) y (13) permiten deducir también la expresión del precio:

$$p(t) = \left[ 1 + \frac{r(T+1)(1+r)^t}{(1+r)^{T+1} - 1} \right] C_m + \frac{1}{a} \frac{r(1+r)^t}{(1+r)^{T+1} - 1} Q_T - \frac{b}{a} \frac{r(T+1)(1+r)^t}{(1+r)^{T+1} - 1} \quad (15)$$

Recordemos que  $a < 0$  y  $b > 0$ .

El término en  $C_m$  traduce la sensibilidad del precio al costo marginal, el término en  $Q_T$  la sensibilidad a la reserva total y el término en  $b/a$  la sensibilidad a la demanda.

Nos proponemos ahora analizar el impacto de las diferentes variaciones de los parámetros económicos sobre el precio.

### ***Efecto de un desplazamiento sobre la curva de demanda***

Se supone que, con el aumento del ingreso la curva de la demanda evoluciona de manera tal que, para una cantidad dada, el precio obtenido es mayor. Esto significa que el valor de  $b$  crece, lo que de acuerdo a la ecuación (13) significa un aumento de la renta (recordemos que  $a < 0$ ) y por la relación (14) un aumento del precio.

Un aumento de la demanda significa un agotamiento anterior a  $T$ . En consecuencia el precio aumentara para evitar que el recurso no se agote prematuramente. Ello implica que, en el momento en que cambia la demanda, el precio y la renta de agotamiento aumentan.

### ***Efecto de una disminución del costo de producción***

Una disminución del costo de producción también implica un agotamiento previo a la fecha  $T$ . En consecuencia el precio aumentara (en relación a la reducción de costo) para evitar que el recurso no se agote rápidamente (es decir antes de  $T$ ). Ello implica que en el momento de la disminución de costos, el precio y la renta de agotamiento aumentaran.

### ***Efecto de un aumento de la reserva $Q_T$***

Un aumento de la reserva implica que las reservas no se agotaran en  $T$ . En consecuencia, disminuirá el precio para aumentar la producción y asegurar el agotamiento del recurso en el tiempo  $T$ . Ello implica una disminución del precio y de la renta de agotamiento luego de un aumento de la reserva.

## ***4 Las ecuaciones de Hotelling en situación de monopolio***

Un mercado en situación monopólica se caracteriza por la presencia de un único productor que abastece a la totalidad del mercado y provee al conjunto de compradores. En consecuencia, el productor que monopoliza el mercado puede influenciar sobre el precio eligiendo la cantidad producida.

### ***4.1 Evolución del precio maximizando el beneficio***

El productor de petróleo que esta en posición de monopolio puede influenciar el precio  $p(t)$ , cambiando la cantidad producida  $q(t)$ . Rencontramos la ecuación (8) como sigue:

$$\frac{\partial}{\partial q(t)} p(t) \cdot q(t) - c(q(t)) = \lambda(1+r)^t \quad (16)$$

Sin embargo, ya no podremos decir que  $\frac{\partial p(t)}{\partial q(t)} = 0$  como en consecuencia perfecta. Esta ecuación se escribirá en esta ocasión de la siguiente forma:

$$p(t) + \frac{\partial p(t)}{\partial q(t)} q(t) - \frac{\partial c(q(t))}{\partial q(t)} = \lambda(1+r)^t \quad (17)$$

En este punto es conveniente introducir el concepto de elasticidad de la demanda respecto al precio. La podemos definir como la relación entre la variación relativa de la demanda del bien y la variación relativa del precio del mismo. La elasticidad de un recurso energético como el petróleo es negativa, y se escribe de la siguiente forma:

$$\varepsilon(t) = \frac{\frac{\partial q(t)}{q(t)}}{\frac{\partial p(t)}{p(t)}} = \frac{\partial q(t)}{\partial p(t)} \cdot \frac{p(t)}{q(t)}$$

y entonces:

$$\frac{\partial p(t)}{\partial q(t)} q(t) = \frac{p(t)}{\varepsilon(t)}$$

Además, se define nuevamente el costo marginal de producción de la siguiente forma:

$$\frac{\partial C(q(t))}{\partial q(t)} = C_m(q(t)).$$

La ecuación (7) se puede escribir de la siguiente manera:

$$p(t) + \frac{p(t)}{\varepsilon(t)} - C_m(q(t)) = \lambda(1+r)^t \quad (18)$$

Si consideramos que  $\frac{1}{1 + \frac{1}{\varepsilon(t)}} = \frac{1}{\frac{\varepsilon(t)+1}{\varepsilon(t)}} = \frac{\varepsilon(t)}{\varepsilon(t)+1}$ , podemos rescribir esta ecuación como

sigue:

$$p(t) = \frac{\varepsilon(t)}{\varepsilon(t)+1} \left[ C_m(q(t)) + \lambda(1+r)^t \right] \quad (19)$$

Como estamos estudiando el mercado petrolero, el carácter intrínseco del recurso permite suponer que  $\varepsilon(t) < -1$ . Entonces  $\frac{\varepsilon(t)}{\varepsilon(t)+1}$  será una cantidad positiva y mayor que 1. Por otra parte, la podemos descomponer de la siguiente forma:

$$\frac{\varepsilon(t)}{\varepsilon(t)+1} = 1 + \left( \frac{\varepsilon(t)}{\varepsilon(t)+1} - 1 \right) = 1 + \frac{\varepsilon(t) - \varepsilon(t) - 1}{\varepsilon(t)+1} = 1 - \frac{1}{\varepsilon(t)+1}$$

Esta expresión nos dará finalmente la evolución del precio que maximiza el beneficio en un mercado en situación de monopolio. Se obtiene entonces la expresión siguiente:

$$p(t) = \left[ C_m(q(t)) + \lambda(1+r)^t \right] - \frac{1}{\varepsilon(t)+1} \left[ C_m(q(t)) + \lambda(1+r)^t \right] \quad (20)$$

El precio se compone de un costo marginal de extracción y de una renta de agotamiento, como en el caso de competencia perfecta, pero hay un término adicional,  $\frac{1}{\varepsilon(t)+1} \left[ C_m(q(t)) + \lambda(1+r)^t \right]$  que representa el agregado de una renta de monopolio que es positiva so consideramos que  $\varepsilon(t) < -1$ . El precio óptimo aplicado en situación de monopolio será por lo tanto mayor que el precio óptimo en competencia perfecta, si la demanda es inelástica en relación al precio. Además, podemos destacar que si  $|\varepsilon(t)| \rightarrow \infty$ , el precio en situación de monopolio tendera al precio en competencia perfecta.

Si definimos el ingreso marginal en situación de monopolio como:

$$R_m(q(t)) = \frac{\partial p(t)q(t)}{\partial q(t)} = p(t) + \frac{\partial p(t)}{\partial q(t)} q(t) = p(t) + \frac{p(t)}{\varepsilon(t)}$$

la ecuación (18) representa la segunda regla de Hotelling que señala que en situación de monopolio el ingreso marginal neto de costos de un recurso no renovable  $R_m(q(t)) - C_m(q(t))$  crecerá al ritmo de la tasa de actualización  $r$ , si lo que se busca es explotar el yacimiento de forma óptima.

#### 4.2 Determinación de la renta de agotamiento y del ritmo de extracción

Suponemos que la demanda es lineal en relación al precio, como en el caso de competencia perfecta. Se puede determinar el ritmo de extracción  $q(t)$  en un mercado en situación de monopolio insertando la ecuación (19) en la ecuación (7), y escribiendo:

$$q(t) = a \frac{\varepsilon(t)}{\varepsilon(t)+1} \left[ C_m(q(t)) + \lambda(1+r)^t \right] + b \quad (21)$$

Para calcular el valor de la constante  $\lambda$ , retomamos la ecuación (2) expresando la restricción de agotamiento, e insertamos la ecuación (21). Si suponemos un costo marginal constante en el tiempo obtenemos la siguiente relación:

$$\sum_{t=0}^T \left( a \frac{\varepsilon(t)}{\varepsilon(t)+1} \left[ C_m(q(t)) + \lambda(1+r)^t \right] + b \right) = Q_T \quad (22)$$

La solución de esta ecuación que ya no se puede obtener de forma analítica, permite calcular la renta de agotamiento y por lo tanto el sendero de precios mediante la ecuación (20).

## BIBLIOGRAFIA

- Amano (R) y van Norden (S), "Exchange Rates and Oil Prices", Bank of Canada. Working Paper, 1995.
- Antoshin (S) y Samiei (H), "Cours du pétrole et déséquilibres mondiaux", in *Perspectives de l'économie mondiale*, FMI Report, 2006.
- Artus (Patrick), "Y a-t-il vraiment un lien entre le prix du pétrole et le taux de change du dollar" in Flash Natixis, n 98, 17 marzo 2008.
- Ayoub (A) y Percebois (J), Eds, "Pétrole: marches et stratégies", Economica, Paris, 1987.
- Ayouz (Mourad) y Reymondon (Olivier), "Les fondamentaux du marché pétrolier ont-ils changé depuis la crise financière de l'été 2007?" in Diagnostic n° 8, Revue de COE Rexecode, julio 2008.
- Babusiaux (Denis) y Bauquis (Pierre-René) "Que penser de la raréfaction des ressources pétrolières et de l'évolution du prix du brut?" in *Les Cahiers de l'Economie*, IFP, Ecole du Pétrole et des Moteurs, septiembre 2007.
- Babusiaux (Denis) y Alazard-Toux (Nathalie), "Progrès technique et disponibilité du pétrole" in *Liaison Energie Francophonie* LEF 80, "Mondialisation, Energie, Environnement", IEPF, Québec, 2008.
- Benassy-Quere (A), Mignon (V), y Penot (A), "China and the relationship between the Oil price and the dollar" in *Energy Police*, 35, 2007, p.5795-5805.
- Brown (Stephen) y Yucel (Mine), "What Drives Natural Gas Prices", Federal reserve Bank of Dallas, Working Paper 0703,2007.
- Chevalier (Jean Marie), *Les grands batailles de l'énergie*, Gallimard, Folio, 2004.
- Chen (S.S.) y Chen (H.C.), "Oil Prices and Exchange Rates" in *Energy Economics*, n° 29, 2007, p. 390-404.
- Coudert (Virginie), Mignon (Valerie) y Penot (Alexis), "Oil Price and Dollar", in *Energy Studies Review*, vol 15-2, 2008.
- Cremer (Jacques) y Salehi – Isfahani (Djavad), "The Rise and Fall of Oil Prices: a competitive View" in *Annales d'Economie et de Statistique*, n° 15-16, 1989, p 427-454.
- Dahl (Carol) y Sterner (Thomas), "Analyzing Gasoline Demand elasticity: a Survey" in *Energy Economics*, 13, 1991, p. 203-210.
- Dasgupta (P) y Heal (G.M.), "The optimal Depletion of Exhaustible Resources", in *Review of Economic Studies*, Symposium, mayo 1974.
- Devarjan (S) y Fisher (A.C.), "Hotelling's Economics of Exhaustible Resources: fifty years later" in *Journal of Economic Literature*, 1981, p. 65-73.
- De Wolf (D) y Smeers (Yves). "A Stochastic Version of Stackelberg – Nash – Cournot Equilibrium Model", in *Management Sciences*, 43 (2), 1997.
- Edelstein (Paul) y Kilian (Lutz), "Retail Energy Prices and Consumer Expenditure", Working Paper, University of Michigan, 2007.
- Favennec (J.P.), "Géopolitique de l'Energie", IFP Publications, Technip, Paris, 2007, 284 p.
- Fishelson (G), "Hotelling Rule, Economic Response and Oil Prices" in *Energy Economics*, Julio 1983, p 153-156.
- Gately (D.), y Huntington (H.G.), "The Asymmetric Effects of Changes in Price and Income on Energy and Oil Demand" in *Energy Journal* n° 23 (1), 2002, p. 19-55.
- Gaudet (G.) y Hung (N.M.), "Théorie économique des ressources non renouvelables: quelques éléments de synthèse" in Ayoub (A.) y Percebois (J.) (editores), *Pétrole, marchés et stratégies*, Economica, 1987, p. 137-148.
- Gaudet (G.), "Natural Resource, Economics under the Rule of Hotelling" in *Canadian Journal of Economics*, junio 2007, p. 1-36.

Hamilton (James), "Understanding Crude Oil Prices", WP, Department of Economics, University of California, San Diego, mayo 2008.

Hotelling (Harold), "The Economics of Exhaustible Resources" in *Journal of Political Economy*, abril, 39, 1931, p 137 – 175.

Hughes (J.E.), Knittel (C.R.) y Sperling (D.), "Evidence of a shift in the short – run price Elasticity on Gasoline Demand" in *Energy Journal* 29 (1), 2008.

IEA (International Energy Agency), "Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe", mayo 2008.

Kay (J.) y Mirrlees (J.), "The Desirability of Natural Resource Depletion", in Pearce and Rose (editores), *The Economics of Natural Resources Depletion*, Macmillan, Londres, 1975.

Kreps (D.) y Scheinkman (J), "Quantity Precommitment and Bertrand Competition yield Cournot Outcomes", in *Bell Journal of Economics*, vol. 14, 1983, p. 326-337.

Krichene (N.), "World Crude Oil and Natural Gas a Demand and Supply Model", in *Energy Economics*, nº 24(6), 2002, p. 557-756.

Levhari (D.) y Liviatan (N.), "Notes on Hotelling's Economics of Exhaustible Resources", in *Canadian Journal of Economics*, mayo 1977, p. 177-192.

Newbery (David), "Oil Prices, Cartels and the Problem of Dynamic Consistency", in *Economic Journal* 91, 1981, p. 617-646.

Ordover (J.), Saloner (G.) y Salop (S.), "Equilibrium vertical foreclosure", in *American Economic Review*, vol 80 nº 1, 1990, p. 127-142.

Pakravan (K.), "A Model of Oil Production Development and Exploration" in *Journal of Energy and Development*, vol. 3, 1977, p. 143-153.

Pakravan (K.), "Exhaustible Resource Models and Predictions of Crude Oil Prices, Some Preliminary Results", in *Energy Economics*, Julio 1981, p. 169-177.

Percebois, Jacques, "Economie de l'Énergie, Economica, 1987.

Percebois, Jacques, "Énergie et Théorie Economique: un survol", in *Revue d'Économie Politique*, n 6, noviembre-diciembre 2001, p. 815-860.

Percebois, Jacques, "Prix internationaux du pétrole, du gaz naturel, de l'uranium et du charbon: la théorie économique nous aide-t-elle a comprendre les évolutions", in *Economies et Sociétés, Série économie de l'énergie* nº 10, 2009, p. 1629-1656.

Pierru (A.) y Babusiaux (D.), "Speculation Without Oil Stockpiling as a Signature: A Dynamic Perspective", in MIT Paper, Center for Energy and Environmental Policy Research, aril, nº 10-004, 2010, (14 p.).

Pindyck (F.), "The Optimal Exploration and Production of Non-Renewable Resource" in *The Journal of Political Economy* 86 (5) octubre 1978, p. 841-861.

Pindyck (F.), "The long-run Evolution of Energy Prices", in *The Energy Journal* nº 2, vol 20, 1999, p. 1-27.

Sallant (S.W.), "Exhaustible Resources and Industrial Structure: a Nash-Cournot Approach to the World Oil Market" in *Journal of Political Economy*, 84, 1976, p. 1079-1093.

Salinger, "Vertical Mergers and Market Foreclosure", in *Quarterly Journal of Economics*, vol 103, n 2, 1988, p. 347-352.

Simon (Y.) y Lautier (D.), "Marchés dérivés de matières premières et gestion du risque de prix", Economica, Paris 2001, 341 p.

Stobaugh (R.) y Yergin (D.), "L'énergie du futur", Economica, Paris, 1983.

Solow (R.M.), "The Economics of Resources or the Resources of Economics" in *American Economic Review*, nº 64(2), 1974.

Wirl (Franz), "Why do Oil Prices Jump (or Fall)?" in *energy Policy*, n 36(3), 2008, p. 1029-1043.

**EL GAS NATURAL**

4.1	Las diferentes categorías de gas: algunas características técnicas	249
4.2	El mercado internacional del gas natural	251
4.3	Valorización de un yacimiento de gas natural	277
4.4	El proceso de liberalización de la industria gasífera europea	280
	Bibliografía	323



Este capítulo tratará sucesivamente las categorías de gas, el mercado internacional del gas natural (americano y europeo principalmente), las restricciones económicas debidas a la valorización de un yacimiento de gas natural, el proceso de liberalización de la industria gasífera europea y sus consecuencias en la formación de precios, y el impacto de la liberalización en la gestión de nuevos riesgos.

#### **4.1 LAS DIFERENTES CATEGORÍAS DE GAS: ALGUNAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS**

Como lo menciona Yves Mainguy en su libro de 1967<sup>1</sup>, la palabra “gas” es una deformación de la palabra flamenca “ghoust”, elegida por Van Helmont en 1609 para designar a “esos extraños cuerpos combustibles, aparentemente inmateriales, que irradiaban algunos metales al ser atacados por ciertos ácidos”. La industria del gas nació a principios de los años 1800 en los Estados Unidos y en Europa simultáneamente; se trataba del gas producido por destilación de la hulla y estaba destinado a la iluminación pública. También se obtenía, al menos en los Estados Unidos, por destilación del petróleo. La destilación de una tonelada de petróleo producía cerca de 500 metros cúbicos de gas y 500 kilogramos de coque.

El poder calorífico de los diversos gases disponibles, ya sea gas manufacturado (también llamado “gas de ciudad”) o del gas extraído del subsuelo, varía en proporciones considerables: 5,5 kWh/m<sup>3</sup> en promedio para el gas manufacturado, 10,3 kWh/m<sup>3</sup> para el gas natural holandés, de 11,1 a 12,2 kWh/m<sup>3</sup> para el gas natural proveniente de Rusia, Argelia o Noruega, 27,5 kWh/m<sup>3</sup> para el propano (GLP obtenido del petróleo), y 35,6 kWh/m<sup>3</sup> para el butano.

El “gas de iluminación” producida a partir de la hulla cuya paternidad es atribuida al francés Philippe le Bon y al inglés William Murdock, tuvo un gran impulso entre 1800 y 1880, pero fue rápidamente desplazado, hacia 1880, por la electricidad para estos usos; como consecuencia de ello fue reservado a usos de cocción en el sector doméstico o de producción de calor y vapor en la industria. El descubrimiento del gas natural en Europa después de la Segunda Guerra Mundial (en Italia en el valle del Po, en Francia en Lacq, en los Países Bajos en Groningen), y la implementación de soluciones técnicas para transportarlo a través de largas distancias lo fueron desplazando paulatinamente del balance energético en beneficio del gas natural importado de regiones más alejadas de los centros de consumo (Argelia, Rusia, Noruega, etc.).

Los Estados Unidos fueron pioneros en el campo de la explotación del gas natural, a partir de los años 1930; se trataba en esa época de gas asociado al petróleo, o gas “seco”. El gas natural es una mezcla constituida principalmente por el metano (CH<sub>4</sub>). El metano está en general asociado al etano, al propano, al butano y al pentano, en proporciones que varían de un yacimiento al otro. El yacimiento de gas contiene también en algunos casos compuestos como el sulfuro de hidrógeno, nitrógeno o gas carbónico. Estos dos últimos compuestos reducen el poder calorífico del gas, ello ocurre por ejemplo en el yacimiento de

---

<sup>1</sup> Y. Mainguy, *Economie de l'Énergie*, Dunod, 1967.

Groninguen, que contiene 14% de nitrógeno y 1% de CO<sub>2</sub>. Este gas, importado en el norte de Francia no se mezcla con otros gases importados de Argelia, Rusia, Noruega, Qatar, Egipto u otros lugares (se distinguen a tales efectos dos redes: una llamada gas “B”, y la otra llamada “gas H” que diferencian gases de bajo y alto poder calorífico respectivamente). Para incrementar la competencia en el norte de Francia, se degrada a veces un poco de gas “H” inyectando nitrógeno. El gas de Lacq, descubierto en el sud-oeste de Francia en 1951, contiene 15% de hidrogeno sulfurado, producto fuertemente corrosivo y toxico. Fue necesario adoptar y desarrollar aceros especiales para poder transportarlo luego de purificarlo.

El gas natural es normalmente inodoro, pero antes de inyectarlo en la red de distribución es odorizado por el agregado de un producto químico, generalmente tetrahidrotiofeno (THT). Esta odorizacion se realiza en el punto de ingreso de importación en Francia y a la entrada de las ciudades en Bélgica. En el primer caso, el gas es odorizado en las redes de transporte y distribución, en el segundo caso solamente se hace esta operación en las redes de distribución. Es importante remarcar que el gas natural, a diferencia del gas manufacturado, no contiene monóxido de carbono; y por lo tanto no es toxico. Por el contrario, es susceptible de explotar en contacto con una chispa.

El gas natural, una vez extraído del subsuelo y depurado, debe ser transportado, en general sobre largas distancias (mas de 5.000 km. Entre los yacimientos siberianos y el consumidor francés). Un gasoducto se construye con tubos de acero soldados entre si, de un diámetro variable según el volumen, que puede alcanzar hasta 1,50 metros. Para lograr una velocidad de transporte suficiente (30 km/hora en promedio), se requiere presurizar los gasoductos (la presión normal es de 70 kg/cm<sup>2</sup>, actualmente ya funcionan gasoductos a presiones de 100 kg/cm<sup>2</sup>). Se requiere para ello introducir instalaciones de compresión a lo largo del recorrido del gasoducto, aproximadamente cada 100 o 150 kilómetros. Cuando el transporte por gasoducto es imposible o extremadamente costoso, se recurre al gas natural licuado o GNL. Es posible licuar el gas natural a una temperatura de – 160 C, que tiene por efecto reducir 600 veces su volumen en relación a su estado gaseoso. Para ello es transportado por buques metaneros, que son barcos especiales con doble casco.

Para adaptar permanentemente la oferta a la demanda, se requiere almacenar cantidades importantes de gas natural. Este almacenamiento se realiza en general en instalaciones de los países importadores. Grandes instalaciones subterráneas que pueden contener varias centenas de millones de metros cúbicos de gas natural han sido ubicadas en la mayor parte de los países de Europa: reciben el gas en verano que será extraído en el pico de la demanda invernal satisfaciendo las necesidades de calefacción. Estos almacenamientos subterráneos se ubican generalmente en acuíferos, o en cavidades salinas. También se puede almacenar el gas natural en antiguos yacimientos agotados, como sucede en los Estados Unidos. En un reservorio subterráneo, en napa acuífera, el gas natural es inyectado a presión en una roca porosa permeable saturada de agua que a su vez es cubierta por una capa impermeable. El gas natural ocupa en cierta forma el lugar del agua y queda prisionero entre la capa superior de arcilla y la inferior de agua. En un reservorio subterráneo en cavidad salina, disolviendo la sal con agua dulce, se pueden crear cavidades en las capas de sal que recibirán en esas condiciones el gas bajo presión. La capa de sal asegura por si misma la estanqueidad del sistema.

La distribución del gas natural se realiza a partir de redes de transporte, y su presión va disminuyendo en “puestos de rebaje” a media presión a la entrada de las ciudades, y luego a baja presión (10-5 kg/cm<sup>2</sup>, y luego a 2-1 kg/cm<sup>2</sup>). Una gran parte de la distribución se realiza en la actualidad en media presión y el gas llega al cliente luego de pasar a baja tensión por reductores de carga individuales o colectivos en el caso de grandes inmuebles.

El gas manufacturado casi ha desaparecido en nuestros días del balance energético mundial, pero la existencia de amplias redes de distribución de gas manufacturado en la mayor parte de los países industrializados constituyó un trampolín importante para la penetración del gas natural, que es un producto que es sensiblemente más “limpio” y menos contaminante que el petróleo o el carbón. Esta es una de las cualidades esenciales del gas natural.

## **4.2 EL MERCADO INTERNACIONAL DEL GAS NATURAL**

A diferencia del mercado petrolero, el mercado internacional del gas natural no es un mercado unificado, sino que por el contrario es un mercado segmentado en al menos tres zonas geográficas distintas, en las cuales la formación de precios obedece a lógicas diferentes: el mercado norteamericano, el mercado europeo y el mercado asiático. Estos tres mercados tienen, sin embargo, puntos comunes: en todos lados existen “barreras a la entrada” que se deben a dos características intrínsecas al gas natural: el gas natural no tiene usos cautivos y su transporte es relativamente costoso.

La participación del gas natural en el balance energético mundial es del 24% (y también coincide esa participación del 24% en el balance de la Unión Europea). La parte del gas natural producido que es objeto del comercio internacional es del orden del 25% (sensiblemente menor a la del petróleo, que es del orden del 55%). El comercio internacional que se canaliza por vía de gasoducto representa cerca del 70% en 2010, mientras que el 30% restante correspondió a embarques de GNL. Se espera que la participación del GNL se acreciente en el futuro, lo que conduciría a una mejor integración de los diversos mercados a escala mundial.

Tres países se reparten el 54% de las reservas mundiales de gas natural: Rusia (24%), Irán (16%) y Qatar (14%). En 2010, los principales países productores de gas natural fueron en orden decreciente, Estados Unidos (19%), Rusia (18%), Canadá (5%), Irán (4%), Qatar (3,4%), Noruega (3,3%), China (3%), Indonesia y Arabia Saudita (2,6%), Argelia (2,5%) y los Países Bajos (2,2%).

Los principales exportadores fueron Rusia (21%), seguida por Qatar (9,7%), Canadá (9,5%), Argelia (5,7%), los Países Bajos (5,5%), Indonesia (4,2%), Malasia (3,3%), Australia (2,6%) y Turkmenistán (2%).

Los principales importadores en 2010 fueron Estados Unidos (10,8%), Japón (9,6%), Alemania (9,5%), Italia (7,7%), el Reino Unido (5,5%), Francia (5%), Corea del Sur (4,6%), Turquía (3,8%), y Ucrania (3,4%).

La emergencia del gas no convencional en los Estados Unidos modificó algunas participaciones relativas de importancia, que ya en 2010 lo ha llevado a ser el primer productor mundial, luego de un fuerte incremento de sus reservas, por encima de Rusia.

Los diez primeros productores representan ellos solos, los dos tercios de la producción mundial, los diez primeros exportadores concentran el 80% del comercio internacional, mientras que los diez primeros importadores son responsables del 75% del total de compras internacionales de gas natural. La cantidad de actores presentes en el mercado mundial es por lo tanto sensiblemente inferior que la que presenta el mercado petrolero internacional, siendo el gas natural una fuente energética que todavía se encuentra reservada principalmente al consumo de los países industrializados importadores.

<b>Tabla 4.1</b>			
<b>Productores de gas natural en el mundo (cifras 2011)</b>			
<b>Por país</b>		<b>Por compañías</b>	
Estados Unidos	19,3%	Gazprom	18%
Rusia	18,4%	Exxon Mobil	3%
Canadá	5,0%	Shell	3%
Irán	4,3%	BP	3%
Qatar	3,6%	Chevron	2%
Noruega	3,3%	Petrochina	2%
China	3,0%	Conoco - Phillips	2%
Indonesia	2,6%	Total	2%
Arabia Saudita	2,6%	Otras Compañías Privadas	21%
Argelia	2,5%	Compañías Públicas de	44%
Países Bajos	2,2%	los países productores	
Otros	33,2%		
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>

#### **4.2.1 Un mercado estrecho con “fuertes barreras de entrada”**

La utilización del gas natural requiere reunir la presencia de varias condiciones simultáneas:

- *Una “masa crítica” de usuarios potenciales:* el alto costo de transporte y distribución exige la presencia de una cantidad suficiente de potenciales clientes, ya sea industriales o domésticos. El gas no está destinado a cubrir necesidades limitadas cuantitativamente y geográficamente dispersas. No todos los consumidores europeos están conectados a la red de gas natural. La presencia, en la mayor parte de los países industrializados, de una extensa red de gas manufacturado facilitó en forma indiscutible la penetración del gas natural y, todos los años, nuevos consumidores son conectados a la red de gas (la tasa de electrificación por el contrario, es cercana al 100% en los países industrializados);
- *La existencia de soluciones técnicas capaces de resolver el problema de la falta de correspondencia entre zonas de producción y centros de consumo.* La colocación de gasoductos submarinos en grandes distancias hoy permite diversificar fuertemente las fuentes de aprovisionamiento, y la limitación de competitividad de

los tubos frente a la solución GNL no ha dejado de desplazarse. Hoy supera los 6.000 kilómetros;

- *Un precio al usuario final competitivo.* El gas natural no tiene mercado cautivo, y por ello debe ser competitivo con sus sustitutos: los combustibles líquidos para el sector doméstico o la electricidad en el sector residencial y comercial, y el fuel oil y el carbón en el sector industrial y en la producción de electricidad. Uno de los principales destinos para el gas natural es la producción de electricidad donde el gas resulta muy competitivo frente al carbón. Recordemos que el 21% de la producción mundial de electricidad se realiza a partir del gas natural y que esta participación podría alcanzar al 30% en el 2050, según ciertos escenarios de la Agencia Internacional de Energía (AIE) (en estos escenarios el carbón se mantendría como la principal fuente para la generación eléctrica con el 47% en el 2050, contra el 40% en el 2008). El gas natural tiene además una ventaja importante, en un contexto en el cual la preocupación por la lucha contra el calentamiento global se ha transformado en prioritaria: el gas natural es sensiblemente menos contaminante que sus competidores, el petróleo y principalmente el carbón;
- *Un precio para el país exportador suficientemente remunerador* para justificar los gastos realizados a lo largo de la cadena gasífera: transporte entre los centros de producción y los puntos de exportación y, fundamentalmente, licuefacción en puertos de embarque. En otros términos, el precio FOB debe ser suficientemente alto como para que el exportador potencial encuentre rentable la operación, y el precio CIF debe ser lo suficientemente bajo como para que el importador pueda evacuar las cantidades compradas. A título indicativo, la producción y la licuefacción del gas representan por sí mismas el 60% de los CAPEX (“capital expenditures) o costos de inversión en la cadena de GNL, colocado el producto en puerto de embarque, el transporte por buque metanero cubre el 30% y la regasificación el 10% del costo total. Luego hay que transportar el gas natural, almacenarlo eventualmente y distribuirlo asegurándose que sea competitivo con sus sustitutos.

Las “barreras a la entrada” existentes en la industria gasífera están situadas esencialmente en los segmentos “licuefacción, transporte, distribución” que son actividades costosas y explican por qué recurrir al gas natural quede reservado principalmente a los países ricos, con excepción de los países productores que pueden valorizar su gas *in situ* en la producción de electricidad.

#### **4.2.2 El mercado norteamericano del gas natural**

En los Estados Unidos, el consumo de gas natural está asegurado en un 84% por producción nacional localizada principalmente en tres estados del Sur: Luisiana, Texas y Oklahoma. El resto (16%) es importado esencialmente desde Canadá, mediante gasoductos que provienen de la provincia de Alberta y, marginalmente, por buques metaneros que pueden provenir de distintos países: Trinidad y Tobago, Argelia, Egipto, Nigeria, Guinea Ecuatorial. Alrededor del 70% del gas importado por los Estados Unidos es comprado por contratos de largo plazo con una duración de vida que oscila entre los 5 y 10 años, caracterizados por cláusulas suficientemente flexibles (en particular para las cantidades a

tomar), con precios indexados en general sobre el mercado *spot*. El resto (30%) es comprado directamente en el mercado *spot*, especialmente en el Henry Hub en Luisiana. Recordemos que el gas representa el 25% del consumo primario de energía de los Estados Unidos y el 20% del mercado de producción de electricidad (con más del 50% de este mercado ocupado por el carbón y cerca del 20% por la energía nuclear).

La evolución más importante en estos últimos años ha sido el desplazamiento de la producción desde el sur hacia el centro del país, donde se encuentran considerables reservas de gas no convencional. Estos descubrimientos permitieron incrementar en casi un 50% las reservas probadas de gas natural. Súbitamente, la producción creció desde el 2009, permitiendo a los Estados Unidos transformarse en el primer productor mundial de gas natural delante de Rusia. Hay que tener en cuenta que la producción de gas no convencional superó a la de gas convencional en 2009. Los precios del gas cayeron fuertemente en el mercado *spot*, y la cuestión es saber si esta tendencia será o no durable. Se trata, por lo esencial, de Coal Bed Methane, de Gas Shale y de Tight Gas Sands. En los Estados Unidos, el propietario de la superficie también lo es del subsuelo y la explotación de estos yacimientos, en general de pequeña dimensión, es fácil, y la red mallada de transporte existente constituye una estructura de recepción de la producción favorable.

El mercado norteamericano del gas natural es un mercado competitivo caracterizado por la presencia de una gran cantidad de operadores. Existen más de 8.000 productores de gas, entre los cuales encontramos a las majors petroleras (Shell, Exxon Mobil, BP, Chevron-Texaco) y a compañías más pequeñas (Conoco-Phillips). Pero también existen pequeños productores por lo que las barreras a la entrada son más débiles que en otras partes del mundo. También existen más de 200 sociedades privadas de transporte de gas, con una red de gasoductos americana muy densa, fuertemente mallada, donde una gran parte de la producción del sur se destina a los consumos del noreste. Esto no excluye especificidades regionales, debiendo tener en cuenta una cierta segmentación espacial entre las zonas Oeste, Central, noreste, Sureste y Suroeste. Encontramos alrededor de 1.400 a 1.500 sociedades de distribución, privadas y públicas (municipales). El transporte entre las zonas de producción del sur y del oeste, y los centros de consumo del norte y el este presenta a veces dificultades debido a una insuficiente capacidad instalada.

El crecimiento de la demanda de gas se debe, actualmente, por dos tercios a la producción de electricidad, con un fuerte desarrollo de los ciclos combinados a gas (ver anexo en capítulo 5). En los Estados Unidos, el consumo de gas es muy sensible a la temperatura y por ello está sometido a fenómenos de pico, tanto en invierno como en verano. La estacionalidad invernal se debe a la utilización masiva del gas para los usos de calefacción, mientras que la estacionalidad estival se debe a la climatización eléctrica, particularmente en los Estados del sur. Los precios observados en el mercado son muy volátiles. Para el consumidor final el precio del gas natural tiene una menor volatilidad ya que los costos de transporte y distribución representan el 10% y el 40% del costo total, respectivamente. El precio de la molécula de gas (50% del precio final) dependerá de las condiciones meteorológicas, pero también de los fenómenos climáticos extremos como ser huracanes, muy frecuentes en el sur.

Si el precio del gas en boca de pozo o en el mercado spot es ahora libre, no siempre fue el caso. Una ley federal de 1938 reglamentó el precio del gas en boca de pozo sobre el mercado “interestatal”, que correspondía al gas natural que transitaba a través de varios Estados. En la práctica, se trataba del gas producido en el sur y destinado a los consumos de la costa este, y el objetivo era proteger a estos consumidores de una volatilidad muy fuerte de estos precios. El precio en el mercado “interestatal” era libre y se fijaba por la ley de la oferta y de la demanda. En los años 1960, la oferta de gas no era suficiente para satisfacer la demanda, se observó una fuerte escasez de gas en los Estados “importadores” del norte y del este, ya que las compañías preferían vender su producción en el mismo Estados, donde los precios eran libres y por ello más remuneradores, antes que venderlo en los estados del Noreste, donde las tarifas estaban bloqueadas por la FERC (Federal Energy Regulatory Commission). La liberalización de los precios a partir de la ley federal de 1978, tuvo como efecto incrementar el precio en el mercado “interestatal” y poner fin al sistema de doble mercado. Los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución se mantienen regulados, y un debate académico movilizó durante mucho tiempo a los especialistas de la FERC, para establecer un criterio de imputación de los costos fijos de las redes sobre los peajes regulados.

Se trata de costos comunes a todos los cargadores, los que reservan una capacidad que luego utilizan en forma variable, según la naturaleza más o menos estable de la demanda de gas natural. Entre 1952 y 1973, la FERC mantuvo el sistema llamado “Atlantic Seaboard Method” que consistía en imputar el 50% de los costos fijos a la capacidad reservada y el otro 50% a la cantidad de gas que transitaba sobre las redes de transporte (ver Tabla 4.2). Los costos variables se imputaban totalmente a la cantidad transitada, lo que suena lógico. En 1973, la FERC optó por otro sistema de reparto de los costos fijos (“United Method”): 25% de estos costos eran imputados a la reserva de capacidad y 75% en función de la cantidad transportada. En 1989, la FERC cambió nuevamente de opinión y optó por distribuir los costos fijos en un 87% a la reserva de capacidad y en un 13% a la cantidad transportada (“Modified Fixed Variable Method”). Luego de 1993, se aplicó el método SFV (Straight Fixed Variable Method) consistente en imputar la totalidad de los costos fijos a la capacidad reservada, sin tener en cuenta las cantidades transportadas y la forma en la que esta capacidad es utilizada. Este método SFV es menos favorable para los usuarios que tienen un bajo factor de carga de la cantidad transportada, lo que implica penalizar a los consumidores que están sometidos a fenómenos de punta (en particular la distribución pública que alimenta a los sectores doméstico y terciario). La presencia de un mercado secundario de capacidades reservadas atenúa este inconveniente y la regla “use it or lose it”, obliga a los usuarios del sistema de transporte a colocar sobre el mercado las capacidades no utilizadas, con la ventaja de lograr un mejor equilibrio de las redes, limitando las estrategias de exclusión. Existe exclusión cuando un operador reserva capacidades de transporte con el único fin de bloquear la entrada e impedir la presencia de competidores. Los grandes industriales, cuya demanda es relativamente estable a lo largo del año, son los mayores ganadores del sistema SFV.

Con excepción de los peajes de acceso a las redes, que son regulados, los precios pagados por los consumidores son en general precios “ofrecidos por el mercado”, es decir libres. Encontramos a veces precios reglamentados para el sector doméstico en algunas regiones.

Hasta el 2009, los precios spot de gas, aunque volátiles, tenían tendencia a seguir el precio de los productos petroleros aunque no existieran, como en Europa, cláusulas formales de indexación de precios del gas sobre los del petróleo. Los estudios econométricos de Hartley, Medlock y Rosthaf<sup>2</sup>, muestran que, sobre la base de datos de 1990-2006, los precios del gas y del petróleo están correlacionados pero en forma indirecta, ya que la correlación es más bien entre los precios del gas natural y los del fuel oil residual. Demuestran además, uniéndose a los análisis de Brown y Yucel<sup>3</sup>, que variables como la temperatura, los huracanes y el nivel de stocks, pueden jugar un papel importante y explicar la fuerte volatilidad de los precios alrededor del promedio. El progreso técnico observado a nivel de los ciclos combinados a gas también habría tenido un impacto sobre los precios del gas, en la medida que las innovaciones tecnológicas tienden a modificar los requerimientos de gas: los rendimientos crecientes reducen las necesidades, *ceteris paribus*, pero, al mismo tiempo, la eficacia de estos ciclos combinados incrementa el empleo de estas instalaciones.

En forma general, se observa una suficientemente buena correlación entre los precios del gas natural y los del fuel oil domestico en los meses de invierno, ya que son substitutos cercanos para la calefacción. En verano, la correlación es mejor entre los precios del gas natural y los del fuel oil industrial de bajo tenor de azufre, ya que en esta época el gas natural compite con este combustible liquido para la producción de electricidad destinada a satisfacer las necesidades de climatización. De esta forma, la competencia “gas-petróleo” introduce un precio mínimo y un precio máximo, según los periodos, pero el precio americano del gas se mantiene poco sensible a las fluctuaciones observadas sobre el mercado internacional, estando el mercado norteamericano fuertemente desconectado del mercado europeo y del mercado asiático.

La fuerte desconexión de los precios del gas natural respecto de los precios del petróleo que se observa a partir de 2009 como consecuencia de la abundante oferta en los Estados Unidos, debida a la explotación de una gran cantidad de yacimientos de gas no convencional (ver la figura 4.1), retardaría la necesidad para este país de recurrir al GNL, y al mismo tiempo continuaría manteniendo al mercado americano apartado del resto del mundo. Recordemos que el precio del gas era del orden de los 7 u 8 u\$/millón de Btu (MBtu) en 2005 (equivalente a 20-23 euros el MWh) cuando el petróleo costaba 50 u\$/barril; este precio salto a 13 u\$/MBtu a principios de 2008, con el barril de crudo alcanzando los 100 u\$ pero, a fines de 2008, el precio del gas vuelve a caer a 6,5 u\$/MBtu. En 2009, luego de la burbuja gasífera y mientras el petróleo volvía a subir a 70-80 u\$/barril, el precio spot del gas natural caía por debajo de los 3 u\$/MBtu en el mercado *spot*. Volvió a los 5 u\$/MBtu a principios de 2010, para luego caer nuevamente por debajo de los 3 u\$/MBtu. La pregunta consiste en conocer si esta desconexión será o no durable. Ello dependerá de las restricciones, especialmente relacionadas con la protección ambiental, que se impondrá a la explotación en gran escala de este gas no convencional.

---

<sup>2</sup> The Energy Journal, 29 (3) 2008

<sup>3</sup> Federal Reserve Bank of Dallas, 2007.



Tabla 4.2 Peaje en las redes de transporte de gas en los Estados Unidos (sistema fijado por la FERC)								
Nombre del metodo	1952		1973		1989		1993 en adelante	
	Atlantic Seabord Method		United Method		MFV		SFV	
	Capacidad	Uso	Capacidad	Uso	Capacidad	Uso	Capacidad	Uso
<b>Costos Fijos</b>	50.0%	50.0%	25.0%	75.0%	87.0%	13.0%	100.0%	0.0%
<b>Costos Variables</b>	0.0%	100.0%	0.0%	100.0%	0.0%	100.0%	0.0%	100.0%
<b>Ventajas</b>	Reduce el costo de acceso para los cargadores con bajo factor de carga que no estan obligados a reservar capacidades importantes				Favorece a los grandes consumidores de gas con demanda "continua"			
<b>Inconvenientes</b>	Hace pagar una parte del costo fijo en funcion de las cantidades transportadas, lo que incrementa el precio del gas para los grandes consumidores				Penaliza a los cargadores con un bajo factor de carga de la capacidad suscripta (necesidad de un mercado secundario			

### CUADRO 4.1 El gas no convencional

El gas no convencional puede ser clasificado en tres categorías: a) el gas de esquistos (shale gas), que proviene de yacimientos compuestos principalmente por arcillas litosas; b) el gas de arenas saturadas (tight gas sands) y c) el gas natural proveniente del carbón, llamado metano de hulla (coal bed methane), aprisionado en capas de hulla. Puede agregarse el gas aprisionado en moléculas de agua congeladas que encontramos en el fondo del océano (hidratos de gas), los que por el momento no son explotables. Descartando los hidratos este gas es actualmente explotable gracias a la conjunción de dos innovaciones técnicas mayores:

- \* las perforaciones horizontales;
- \* la fracturación hidráulica de las rocas

Los recursos mundiales de gas no convencional podrían representar cuatro veces los recursos convencionales de gas y en ciertas condiciones pueden ser explotables a costos inferiores a los 2 \$/MBtu. Este gas comenzó a ser explotado en los Estados Unidos hace ya una veintena de años en forma modesta, y desde hace unos cinco años comienza su actividad en gran escala, mediante pequeñas compañías que tienden hoy en día a ser compradas por los grandes grupos petroleros. Es el caso de la empresa XTO Energy, especializada en la explotación del shale gas en Texas, que fue comprada por Exxon Mobil a fines de 2009 por 40 mil millones de \$, o de Chesapeake, dueña de 5.100 pozos de shale gas también en Texas, a quien Total adquirió el 25% de sus acciones en enero de 2010. La producción de gas no convencional supero la de gas convencional en los Estados Unidos en 2009, y su participación podría llegar al 64% en el año 2020. El gas de esquistos representaba el 20% de la producción de gas de los Estados Unidos en 2009, contra menos de 1% en el 2000, y ello explica que, conjugado a una demanda débil el precio del gas natural se haya derrumbado sobre el mercado americano a partir de 2009. La explicación del sorpresivo comportamiento de esta producción, que fue mal anticipada por las instituciones responsables de seguir el sector energético, puede encontrarse en el hecho que estos métodos eran utilizados por pequeñas compañías diseminadas a lo ancho del territorio de los Estados Unidos. Existen en el sur de los Estados Unidos, pero también en las montañas Rocallosas, en Alaska y en numerosas ubicaciones en el noreste de los Estados Unidos. Las perspectivas a largo plazo son auspiciosas en todo el mundo, en China, India, Australia, donde los proyectos de GNL se multiplican, y también en Europa, particularmente en Polonia, Hungría y también en Francia (se concedieron permisos de exploración a principios de 2010 a Total en la región de Montelimar. Las reservas podrían

encontrarse en una región que va de Valence a Montpellier, como así también en el este de Francia).

La fracturación hidráulica consiste en fisurar la roca a alta presión mediante inyección de agua, arenas y compuestos químicos. El problema es que esta explotación requiere grandes cantidades de agua que, una vez recuperada, debe ser evacuada ya que es fuertemente cargada en metales pesados. Es necesario que estas aguas tóxicas entren en contacto con las napas freáticas.

La explotación del gas no convencional se vio facilitada en los Estados Unidos por dos factores: 1) la voluntad de independencia energética del gobierno federal que desea limitar las importaciones de GNL (recordamos que por el momento, estas importaciones de gas, en forma líquida y vía gasoductos provenientes de Canadá, representan el 16% del consumo total de gas natural en los Estados Unidos; 2) pero fundamentalmente por el régimen jurídico de la exploración – producción que hace que en los Estados Unidos “el propietario del suelo sea también propietario del subsuelo”. Este no es el caso en el resto del mundo, y la exploración-producción debe en general, como en Francia, ser autorizada por el Estado a través de permisos otorgados a sociedades concesionarias (las que a su vez indemnizan modestamente a los propietarios del terreno). Las restricciones medioambientales son generalmente más fuertes en Europa que en los Estados Unidos, lo que podría limitar o demorar la explotación del gas no convencional en esta Región. En otras partes del mundo, la falta de agua podría constituirse en el principal obstáculo al desarrollo de estos recursos.

### **4.2.3 El mercado europeo del gas natural**

La Unión Europea importa actualmente cerca del 60% del gas que consume, y esta proporción crecerá en el futuro. La parte más importante de las importaciones de gas natural (90%) se hace por vía de gasoductos, y el GNL en general no representa más del 10% de estas importaciones, aunque esta parte también debería aumentar con la diversificación de las fuentes de abastecimiento y el desarrollo de mercados *spot*. Esta situación varía fuertemente de un país al otro, siendo la parte del GNL más fuerte en el sur de Europa que en el norte. Tres países tienen un rol importante en el abastecimiento de la UE: Rusia, Noruega y Argelia. Esta dependencia de tres proveedores que pueden formar un oligopolio plantea un problema, lo que justifica el deseo de los europeos de diversificar su abastecimiento. Hay otros países que incrementarían en el futuro sus ventas a Europa: Egipto, Qatar y Nigeria, y más adelante quizás Irán. El gas natural representa en promedio el 24% del balance primario de la UE pero aquí también la situación varía fuertemente en cada país (en los Países Bajos, que tienen una rica dotación de recursos en gas natural, es el 45%, 40% en Italia, 39% en el Reino Unido, 26% en Bélgica, 15% en Francia, 13% en Bulgaria, y algunos países casi no importan gas natural).

El gas es importado en el marco de contratos de largo plazo, por razones históricas que tienen que ver con el costo muy elevado del transporte en largas distancias. Salvo en Inglaterra, el mercado *spot* tiene un papel marginal en Europa y entre el 80% y el 90% del gas importado está enmarcado en estos contratos restrictivos. Existen en la práctica dos mercados *spot* importantes: el National Balancing Point en el Reino Unido y el hub de Zeebrugge en Bélgica. Hay ciertamente comercio de gas en las diversas interconexiones de gasoductos (el sistema de PEGs en Francia, que son puntos de intercambio de gas), pero

este sistema continúa siendo marginal. La solidaridad de hecho que vinculaba al exportador con el importador en el momento que era necesario construir la red europea explica la aplicación de este tipo de contratos; pero este sistema es cada vez mas contestado, en un contexto en el que el fuerte mallaje de la red europea y la puesta en marcha del proceso de liberalización hacen ver a estos contratos como “barreras a la entrada” que traban la competencia. Sin embargo estos contratos continúan siendo necesarios si se pretende poner en explotación nuevas cadenas de abastecimiento (GNL) desde el Mar Caspio o desde el Cercano Oriente.

Tabla 4.3 Participación del gas natural y ritmo de penetración en algunos países de la OCDE						
Pais / Criterio	Reino Unido	Países Bajos	Estados Unidos	Alemania	Italia	Francia
Ritmo de penetración *	5 años (1967-1972)	7 años (1960 -1967)	10 años (1920-1930)	15 años (1960-1974)	16 años (1952-1968)	24 años (1951-1975)
Naturaleza del país	productor, exportador (importador neto a partir de 2008)	productor - exportador	productor - importador pequeñas cantidades	importador - produce pequeñas cantidades	importador - produce moderadas cantidades	importador - produce muy poco
Participación del gas natural en el consumo primario en 2008 (%)	39,0%	45,0%	25,0%	23,0%	40,0%	15,0%
Participación del gas natural en la producción de electricidad en 2008 (%)	40,0%	63,0%	20,0%	12,0%	45,0%	4,0%
Volumen exportado (+) o importado (-) en 2008 (Gm3)	-26	36	-84	-79	-77	-44

Fuente: Agencia Internacional de la Energía  
 \* Cantidad de años necesarios para alcanzar el 10% del balance primario. Los países se clasificaron en función de este criterio (del mas rápido al mas lento).

### A. Los Contratos de largo plazo

Existen en la práctica dos categorías de contratos de gas natural:

- a) los llamados “dedication contracts” o “contratos en yacimiento”, también llamados “contratos de exclusividad”, por los cuales un importador se compromete a comprar la totalidad de un yacimiento y el vendedor a explotar ese yacimiento mediante una buena operación. Es la formula preferida para la valorización de yacimientos pequeños;
- b) los llamados “supply contracts” o “contratos de suministro”, mediante los cuales un importador se compromete a comprar una determinada cantidad de gas cada año y el vendedor a entregarla. Es la formula que se aplica a la mayor parte de los yacimientos explotados actualmente. Las clausulas de estos contratos son confidenciales pero se pueden encontrar en general las siguientes cláusulas:
  - 1) cláusulas relativas a la duración del contrato: se trata en general de 20 a 25 años, aunque hoy se esta observando una tendencia a acortar estos plazos, por los menos para los nuevos “entrantes”. Los trabajos de von Hirschhausen y Neumann (2004) muestran que esta duración es en promedio de 10 años, explicado por el deseo de los “entrantes” de testear el mercado antes de comprometerse a plazos más largos. Los operadores históricos no han dudado a volver a firmar recientemente contratos de abastecimiento de mas de 20 años;

- 2) cláusulas relativas a las cantidades a comercializar cada año. Se tratan de las cláusulas llamadas de “take or pay” (TOP). El comprador se compromete a tomar una cantidad de gas prevista en el contrato y pagarla al vendedor, aunque por una razón cualquiera no pudiera tomar la cantidad prevista. Esta cláusula tiene por objeto garantizar ingresos mínimos al exportador, lo que esta justificado en vista de las inversiones que este ha realizado para poner en explotación su yacimiento y transportar el gas hasta el punto de entrega (frontera o puerto). En general estas cláusulas no son demasiado flexibles en el caso de los contratos argelinos (del orden del 10% e incluso menos) pero es sensiblemente mayor en los contratos con los Países Bajos (30%) (ver Tabla 4.4 a continuación). El importador puede reducir mas fácilmente sus compras en caso de una imprevista caída de la demanda con el proveedor holandés Gasunie o con el noruego Statoil que con el proveedor argelino Sonatrach o la rusa (anteriormente soviética) Soyuzgasexport.

**Tabla 4.4**  
**Ejemplos de contratos de gas (firmados en los años 1980)**

Contratos de largo plazo	Periodo contractual	Cantidad	Flexibilidad contractual	Precio Base al momento de la firma	Indexación
		Gm3/año	Volumen (%)	\$/MBtu	
Gasunie (Holanda) - Gaz de France (Francia)	1984-2003	5,3	30,0%	3,57	60% fuel oil; 35% gas oil, inflacion
Gasunie (Holanda) - SNAM (Italia)	1984-2003	4,6	30,0%	4,20	60% fuel oil; 35% gas oil
Sonatrach (Argelia) - Gaz de France (Francia)	1985-2010	9,0	10,0%	4,70	100% barril de crudo OPEP
Sonatrach (Argelia) - SNAM (Italia)	1985-2005	12,0	14,0%	4,80	100% barril de crudo OPEP
Statoil (Noruega) - Gaz de France (Francia)	1985-2020	15,0	25,0%	4,00	60% fuel oil; 40% gas oil
Statoil (Noruega) - Ruhrgas (Alemania)	1985-2020	15,0	25,0%	4,00	60% fuel oil; 40% gas oil
Soyuzgas (URSS) - Gaz de France (Francia)	1984-2008	8,0	20,0%	3,70	50% fuel oil; 50% gas oil
Soyuzgas (URSS) - SNAM (Italia)	1984-2008	7,0	20,0%	4,20	40% fuel oil; 40% gas oil; 20% petroleo crudo

Fuente: Datos obtenidos de la tesis de S. Tchung-Ming (Creden,2008)

- 3) cláusulas relativas a las cantidades a entregar cada año. Llamada también cláusula “deliver or pay” se aplica al vendedor, y constituye de alguna manera en el simétrico de la cláusula TOP. En caso de no poder entregar por alguna falla, el vendedor debe pagar una indemnización al comprador;
- 4) cláusulas relativas al “precio base” al momento de la firma del contrato. El precio es en general nominado en u\$s/MBtu<sup>4</sup>, en dólares o en euros por MWh según los casos, y es este parámetro evidentemente el objeto de las negociaciones mas duras entre vendedor y comprador. Se trata en general de un precio FOB (free on board), es decir un precio a la frontera del país exportador. En el caso de Argelia se trata de los puertos de Arzew o Skikda, o la frontera austriaca cuando existía la Unión Soviética, que es reemplazada actualmente por la ciudad de Kosice en la frontera entre Eslovaquia y Ucrania en el caso de los contratos rusos.

<sup>4</sup> 1 MBtu = 293 kWh, recordemos que 1000 m3 de gas corresponden a aproximadamente 35 MBtu y que un barril de petróleo equivale aproximadamente a 5,8 MBtu.

- 5) cláusulas relativas a la moneda de pago: en la mayor parte de los casos es el dólar americano, pero algunos contratos pueden prever el pago de una parte en otras monedas. Algunos contratos holandeses prevén un pago parcial en Ecus (European currency units), algunos contratos soviéticos aceptaban pagos parciales en francos franceses o en marcos alemanes, etc. Esto puede evitar al importador exponerse a cambios en el valor de las monedas, es decir correr el riesgo de aleas vinculados a la fluctuación de su moneda nacional respecto al dólar. En algunos casos también es posible el pago en euros;
- 6) cláusulas de indexación del precio de base. No es posible fijar un precio para los próximos 20 o 25 años y es necesario entonces prever una indexación del precio del gas natural sobre el de los principales substitutos. Esta indexación puede ser trimestral o semestral, pero el debate central, objeto de potenciales conflictos entre las partes se refiere al índice a establecer. Argelia considera, por ejemplo, que la indexación debe hacerse respecto al precio del petróleo crudo y generalmente presenta una canasta de seis tipos de crudos OPEP, tres propuestos por el vendedor y tres propuestos por el comprador. Los países importadores consideran que el gas no substituye al petróleo crudo sino aun conjunto de productos petroleros (fuel oil y gas oil principalmente). El precio de estos productos no varia necesariamente de la misma forma que el crudo en el mercado, ya que se encuentran en competencia con el carbón en ciertos usos. Este es en general el sistema establecido en los contratos holandeses, noruegos y soviéticos (rusos). Algunos contratos prevén una indexación parcial sobre el precio del carbón vapor, sobre el precio del acero, o sobre el costo de la mano de obra. La tasa de inflación del país importador o de la zona importadora (zona euro por ejemplo) también se puede introducir en la formula de indexación;
- 7) cláusulas de destino, que hoy en día están en vías de desaparición. Estas cláusulas obligan al comprador a no revender el gas comprado a los países de transito que podrían ser atravesados por los gasoductos. La razón de estas cláusulas estaba fundada en la existencia del mecanismo de net-back (ver más adelante) establecido para fijar el precio base. El precio FOB del gas es fijado a un nivel talque sea competitivo con sus substitutos (en especial el fuel oil) en la frontera del país importador. El precio CIF debe ser el mismo para cualquier país importador, ya que todos los países se abastecen al mismo precio con el fuel de Rotterdam, por lo que el precio FOB del gas debe ser menor cuando la distancia que separa al país exportador del país importador es mayor. El gas ruso era vendido un poco mas barato a Francia que a Alemania, pero como contrapartida los importadores franceses se comprometían a no revender este gas en Alemania, aprovechando el diferencial por distancia. Estas cláusulas fueron consideradas contrarias al derecho europeo al momento de la liberalización de la industria gasífera y han desaparecido progresivamente, por pedido de la Comisión Europea. Notemos que el desplazamiento aguas abajo en los puntos de entrega del gas atenúa el interés por estas cláusulas de destino. Los productores de gas están interesados en este desplazamiento aguas abajo, en particular si ellos

- controlan las redes de transporte en los países de tránsito (Ucrania por ejemplo en el caso de Rusia);
- 8) cláusulas de revisión de los contratos; en teoría esta revisión puede intervenir cada dos o tres años; en la práctica se produce cada vez que una de las partes considera que se ve perjudicada por una ruptura en la evolución del mercado;
  - 9) una cláusula llamada de “fuerza mayor”<sup>5</sup> que precisa las circunstancias en las que cada una de las partes se encuentra liberada de cumplir con sus obligaciones contractuales. Se trata generalmente de situaciones excepcionales (guerra, insurrección, congelamiento del agua en el Mar del Norte,...) y nadie puede invocar su propia incompetencia por la circunstancia. La jurisprudencia requiere la existencia de tres situaciones reunidas en forma simultánea: imprevisibilidad, independencia e irresistibilidad (las famosas tres “i”). El que invoca la cláusula de fuerza mayor debe encontrarse en una situación que es independiente de su propia acción, que no pudo prever y sobre la cual nada puede hacer. En la práctica, graves problemas técnicos a nivel de la producción, de la licuefacción o del transporte pueden justificar la aplicación de esta cláusula, pero esta situación es bastante excepcional;
  - 10) una cláusula de arbitraje que indica las modalidades sobre las que deberán solucionarse potenciales conflictos. Se puede recurrir a los tribunales del país exportador (caso de Argelia), o a los tribunales del país importador (caso de los contratos holandeses), o a tribunales de países neutros (caso de los contratos soviéticos en los cuales se hace referencia al derecho sueco). Se puede también recurrir al tribunal internacional (Corte de La Haya) o a un organismo profesional reputado como neutro (Cámara Internacional de Comercio en Ginebra).

Estos contratos constituyen un compromiso que traduce un buen equilibrio entre los riesgos tomados por el vendedor, y los que están a cargo del comprador. El exportador de gas toma el “riesgo precio”, ya que no sabe en el momento inicial a que precio FOB va a vender su gas, el que puede estar indexado sobre los productos petroleros o sobre el petróleo crudo. El importador del gas toma el “riesgo volumen” ya que se compromete a importar una cantidad de gas fija sobre un largo periodo sin saber a priori si podrá o no venderlo en el mercado. Estos contratos bilaterales se justificaban cuando era necesario construir y financiar redes de transporte cubriendo grandes distancias, y cuando las sociedades importadoras eran sociedades nacionales, públicas o privadas, en general en situación de monopolio *de jure* o *de facto*. Con la apertura a la competencia y la liberalización de la industria gasífera, la Comisión de Bruselas tendió a ver en estos contratos “barreras a la entrada” susceptibles de entorpecer la competencia.

### **B. El debate sobre continuar manteniendo los contratos de largo plazo con indexación**

---

<sup>5</sup> Encontramos en general « fuerza mayor » en los contratos anglosajones ; También podemos encontrar contratos con la denominación « Act of God »

El debate se extiende sobre las cláusulas de indexación pero también sobre la existencia misma de este tipo de contratos:

### *1 Debate sobre mantener o no los contratos de abastecimiento de largo plazo*

Cuatro argumentos principales sostienen la posición de quienes están en contra de estos contratos:

- los contratos constituyen “barreras a la entrada” a los nuevos operadores frente a los operadores históricos, ya que impiden el desarrollo de un mercado *spot* de gas natural;
- pierden interés en la medida que la participación del GNL en el comercio internacional se incrementa, pues con el gas licuado se facilitan los arbitrajes (de alguna manera se evita la rigidez que presentan los gasoductos ya que se puede desviar con mayor facilidad un cargamento de GNL); hay quienes demuestran que esta dimensión física es secundaria, en la medida en la que los productores de GNL (por ej.: Qatar) que habían privilegiado en un principio pasar por el mercado, intentan actualmente vender su gas en contratos de largo plazo considerados como menos riesgosos. Para un proveedor “entrante” tomar la decisión de obtener un contrato de largo plazo reduce, sin duda, los riesgos que el mercado sobre el cual la volatilidad de precios es fuerte;
- también pierden interés con la mayor densidad y mallado de la red europea de gasoductos; se posibilitan los swaps cuando la cantidad de rutas se incrementa; el mallado es mas denso en Europa occidental que en Europa oriental por motivos históricos;
- estos contratos impiden a los importadores intentar recurrir a otros proveedores de gas, ya que los compromisos se extienden por un largo periodo de tiempo.

Otros cuatro argumentos sostienen la posición de quienes defienden la posición de mantener estos contratos:

- estos contratos constituyen un factor de seguridad de abastecimiento para el importador, lo que es muy importante en un contexto en el que la dependencia de la Unión Europea va a crecer inexorablemente;
- sin estos contratos algunos yacimientos no hubieran podido ser puestos en explotación y, fundamentalmente, algunos gasoductos transnacionales o terminales metaneras no se hubieran podido construir. Dado el costo elevado del transporte, el operador de la red de transporte procede en general a un “open season” para conocer el interés de los consumidores o productores en su infraestructura y estos contratos constituyen una seguridad para el importador, pero también para el exportador, ya que las infraestructuras pueden ser rentabilizadas. En forma general podemos destacar que ni las inversiones eléctricas (capítulos 2 y 5) ni las inversiones petroleras (capítulo 3) se determinan sobre la base de los precios *spot*.

- la flexibilización de la cláusula TOP en los contratos de largo plazo permite una mejor adaptación del comercio a las condiciones del mercado; es posible por lo tanto los contratos haciéndolos mas flexibles;
- es posible crear un mercado *spot* de gas aún manteniendo la firma de contratos de largo plazo: alcanza con que el regulador nacional imponga al operador histórico la obligación de revender en el mercado una parte del gas que negoció en estos contratos (esta lógica es llamada “gas reléase” o reintegro del gas). Sin embargo cabe la pregunta sobre el incentivo que tendrá un importador a tomar compromisos de largo plazo si, luego el regulador le impone reintegrar parte de ese gase a sus competidores.

Desde un punto de vista teórico, el contrato de largo plazo, perpetuando una relación comercial, conduce a ambas partes a invertir en activos específicos en forma eficiente, y acrecentar de este modo el valor del excedente total que se distribuirán, como lo recuerdan Crempes y alii (2006). Es una forma atenuada de integración vertical, que permite mutualizar los riesgos e incentivar inversiones que no se hubieran realizado de otra forma. En presencia de incertidumbre, el oportunismo de los agentes hace más difíciles que se concreten inversiones de alto riesgo. Garantizando una duración satisfactoria para la relación, los incentivos para invertir son mayores (cf. O. Williamson, 1979).

## 2 *Debate sobre mantener o no las clausulas de indexación del precio del gas natural sobre el precio del petróleo (u otras energías)*

En contra de mantener estas clausulas se presentan los siguientes cinco argumentos:

- la indexación del precio del gas sobre el precio del petróleo favorece el encarecimiento de ambas energías e impide el desarrollo de un verdadero mercado de gas (cf. fig. 4.1). No existe ninguna razón para atar el precio del gas, al agotamiento mas rápido del petróleo. Recordemos que la relación R/P es del orden de los 44 años para el petróleo, contra mas de 60 años para el gas natural. Cuando el precio del petróleo aumenta, el precio del gas también lo hace, sin que ello sea necesariamente justificado, y esta indexación acentúa las anticipaciones al alza del precio de la energía;
- el precio del petróleo es muy sensible a las aleas políticas, y estas clausulas hacen que el precio del gas también dependan de factores políticos que no tienen nada que ver con el funcionamiento del mercado del gas. Debemos destacar sin embargo que el precio del petróleo ha variado menos con la crisis que el precio del gas natural;
- los productos petroleros ya no son los principales substitutos del gas natural; esto era cierto en el pasado, pero el gas ha entrado en competencia con el carbón en usos como la producción de electricidad, y en otras ocasiones directamente con la electricidad. Este sistema de indexación tiene como efecto hacer mas rígidas las partes de mercado entre formas de energía e impide que se realicen las substituciones un función de los costos de producción de cada uno de estos recursos;
- esta indexación impide la realización de arbitrajes entre los distintos mercados, en particular en el seno de Europa entre el mercado ingles y el mercado continental, y

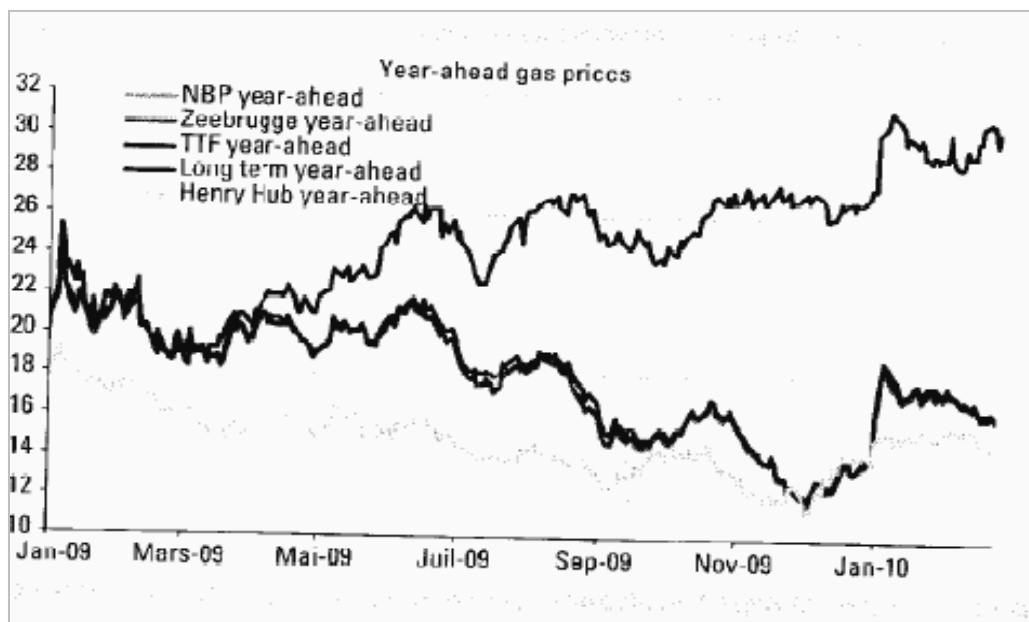


a escala intercontinental entre el mercado europeo y el mercado norteamericano. El desarrollo del comercio de GNL facilitara estos arbitrajes en el futuro. Las capacidades mundiales de licuefacción eran en 2008 dos veces menores que las capacidades de regasificación (32 instalaciones de licuefacción totalizaban una capacidad de 268 Gm<sup>3</sup>, contra 64 instalaciones de regasificación con una capacidad total de 588 Gm<sup>3</sup>). El factor de carga de una usina de licuefacción es en promedio del 93% contra un 41% para una instalación de regasificación. En caso que los precios entren en tensión, el exportador hará el arbitraje eligiendo los destinos de sus cargamentos. En caso que el mercado sea excedentario, serán los importadores los que dominaran el juego;

- la indexación se realiza con un “efecto retardado” del orden de seis meses, pudiendo producir efectos perversos como los observados en 2008 en Europa. A principios de 2008, el barril de crudo se cotizaba en 100 \$/barril; alcanzo un pico de 147 \$ en julio de 2008, y luego se derrumbo a 40 \$ a fines de 2008. De repente, el precio del gas comenzó a subir en junio de 2008, ya que estaba pegado al precio del crudo de enero, pero se disparo a fines de 2008 en el momento en el que el precio del petróleo se derrumbaba. Los gobiernos en estas circunstancias dudaron en trasladar esta alza a los precios regulados (en el caso que estos existieran) y, de repente, los importadores de gas tuvieron una merma en sus beneficios muy importante. La reducción del desfase temporal (un trimestre en lugar de un semestre) permite amortiguar estos inconvenientes para el consumidor cuando caen los precios del petróleo, pero no los suprime totalmente. No trasladar en forma integra la variación de precios es un problema para el importador cuando los precios del petróleo aumentan, ya que no tendrá la garantía de poder recuperar totalmente los costos que soporto al momento de la compra del gas natural.

Para mantener las clausulas de indexación se sostienen tres argumentos:

- la indexación constituye una garantía para el importador que su gas será competitivo sobre el mercado final. Sin indexación, el importador rechazara tomar el riesgo “volumen” y rechazara comprometerse en cantidades fijas. De golpe, será toda la economía de los contratos de largo plazo que habrá que revisar. En el caso de Europa, la concentración de la oferta en manos de una pequeña cantidad de productores puede producir el riesgo de manipulación de los precios de venta y, en este caso la indexación representa una protección para los importadores;
- sin esta indexación, el precio del gas seria mucho mas volátil ya que las clausulas de indexación sobre los productos petroleros prevén en general un sistema para suavizar los cambios mediante promedios de diversos precios petroleros. La volatilidad de los precios del gas es fuerte en el mercado *spot* americano. A ello, se puede responder que existen numerosos productos financieros derivados que permiten cubrirse de estas volatilidades;



**Figura 4.1** – La desconexión del precio del gas sobre el mercado spot y los precios de gas indexados sobre el precio del petróleo en los contratos de largo plazo – Fuente: Argus – Platts-Nymex y Gaselys

- nada impide plantear una indexación parcial sobre precios distintos a los petroleros (carbón, electricidad), o sobre los precios *spot* del gas natural cuando el mercado *spot* es suficientemente líquido. Esto se observa en Inglaterra: algunos contratos a diez años prevén una indexación parcial sobre el precio *spot* del gas observado en el NBP (esta indexación está ponderada en un 40% en promedio sobre este precio *spot*).

Se observa una importante separación entre los precios de mercado y los precios de largo plazo indexados sobre el petróleo a partir de abril de 2008, como se observa en la figura 4.1

### C. La lógica del *net-back*

El *net-back* o sistema llamado de “cuenta a rembolsar” es uno de los elementos a tomar en cuenta en la fijación de los precios contractuales de gas natural; pero no es el único; el precio de equilibrio será fundamentalmente función de las “relaciones de fuerza” en el mercado entre el vendedor y el comprador, y esto depende ante todo del contexto energético prevaleciente en el momento de las negociaciones (si el mercado es “vendedor” o “comprador”).

Al no tener usos cautivos, el gas natural requería un acuerdo entre el comprador y el vendedor necesario para fijar el precio base de un contrato a un nivel que, entregado al usuario final, sea competitivo con sus principales sustitutos, el fuel oil y el gas oil de uso residencial (calefacción), al momento de la firma de los principales contratos gasíferos. El precio del fuel oil es sensiblemente inferior al del crudo, pero el precio del gas oil doméstico es generalmente superior. Como el mercado industrial y el mercado doméstico representaban cada uno alrededor de un 50% de los usos del gas en Europa, la AIE (OCDE)

estableció una regla según la cual el valor del gas entregado al usuario final debía ser aproximadamente igual, para un mismo poder calorífico, al precio FOB del petróleo crudo en el mercado (ver la bisectriz OV en la figura 4.2). En otros términos, el precio de venta promedio del gas natural entregado al usuario final no debía superar, en Europa, el precio internacional del petróleo crudo. Si, por carácter transitivo, se deducen los costos de distribución, de almacenamiento, de transporte nacional e internacional y de eventual regasificación del gas, se obtiene el valor net-back en la frontera del país exportador. Es el precio de base FOB máximo que aceptará pagar el importador al país vendedor, a la frontera del país exportador o en el puerto de embarque de este país si se trata de GNL. El importador rechazara pagar un precio superior al representado por la recta NN' (o BN'), ya que si no estará en condiciones de garantizar la competitividad de su gas sobre el mercado interno. El concepto de precio medio de venta encuentra parcialmente su limite en el derecho de la competencia: un producto estrictamente idéntico no puede ser vendido a precios diferentes, mientras que desde el punto de vista de la eficacia económica ello se justifica en ciertas oportunidades.

Evidentemente, el país exportador rechazará vender su gas a pérdida y el precio FOB que tratara de hacer prevalecer será al menos igual a la recta CC', que representa el costo de producción y transporte de su gas hasta la frontera o puerto de embarque. En otras palabras, ningún contrato será posible mas allá del punto A, es decir por debajo del precio mínimo del petróleo crudo. Son los precios bajos del petróleo los que, durante mucho tiempo, hicieron imposible la aparición de un mercado internacional del gas natural.

El desafío de cualquier contrato de gas, es como compartir la renta gasífera, representada en el esquema por la superficie N'AC'. Cuanto mas se acerca el precio FOB del gas natural a la recta CC', mas ventajoso es el reparto para el importador. Cuanto mas cerca esta de la recta BN' este reparto favorece mas al exportador, al menos para precios del petróleo superiores a  $p_{\min}$ .

Este reparto se puede modelizar simplemente. Supongamos que la compañía importadora de gas acepta como máxima concesión una igualdad entre los precios CIF del gas y del petróleo, para un mismo poder calorífico. Entregado al usuario final, el gas será sin duda mas caro que sus competidores petroleros ya que los costos de distribución del gas son superiores a los costos de los productos petroleros. Pero el importador apuesta a las cualidades intrínsecas del gas para conquistar el mercado (producto mas limpio y fácil de manejar para el usuario).

Definamos:

- $p_1$ : precio FOB del gas importado;
- $p_2$ : precio CIF del gas importado;
- $p_3$ : precio FOB del petróleo crudo importado;
- $p_4$ : precio CIF del petróleo bruto importado;
- $C_1$ : el costo de producción, tratamiento, y transporte del gas al puerto de embarque (incluido el costo de licuefacción) o a la frontera del país exportador;
- $C_2$ : el costo de transporte internacional del gas (por gasoducto o buque metanero);

- $C_3$ : el costo de producción del petróleo crudo;
- $C_4$ : el costo de transporte internacional del petróleo crudo;
- $k$  : un “indicador de valorización” del gas respecto del petróleo con  $k = p_1/p_3$
- $R$  : la renta gasífera ( $R_1$  es la renta recuperada por el importador y  $R_2$  es la renta recuperada por el exportador);
- $m$  : relación entre el costo de transporte internacional del petróleo y el transporte del gas natural, siendo  $m = C_4/C_2$ ;

Si definimos  $p_2 \leq p_4$ , tendremos  $p_1 + C_2 \leq p_3 + C_4$

La renta diferencial de la que se beneficiará eventualmente el importador de gas será la siguiente:

$$R_1 = p_4 - p_2 = p_3 (1-k) - C_2 (1-m)$$

El importador exigirá  $R_1 \geq 0$  o sea  $k \leq k_{max} = 1 - (1-m) C_2/p_3$

El exportador venderá su gas solamente si  $p_1 \geq C_1$  y recuperará eventualmente la siguiente renta:

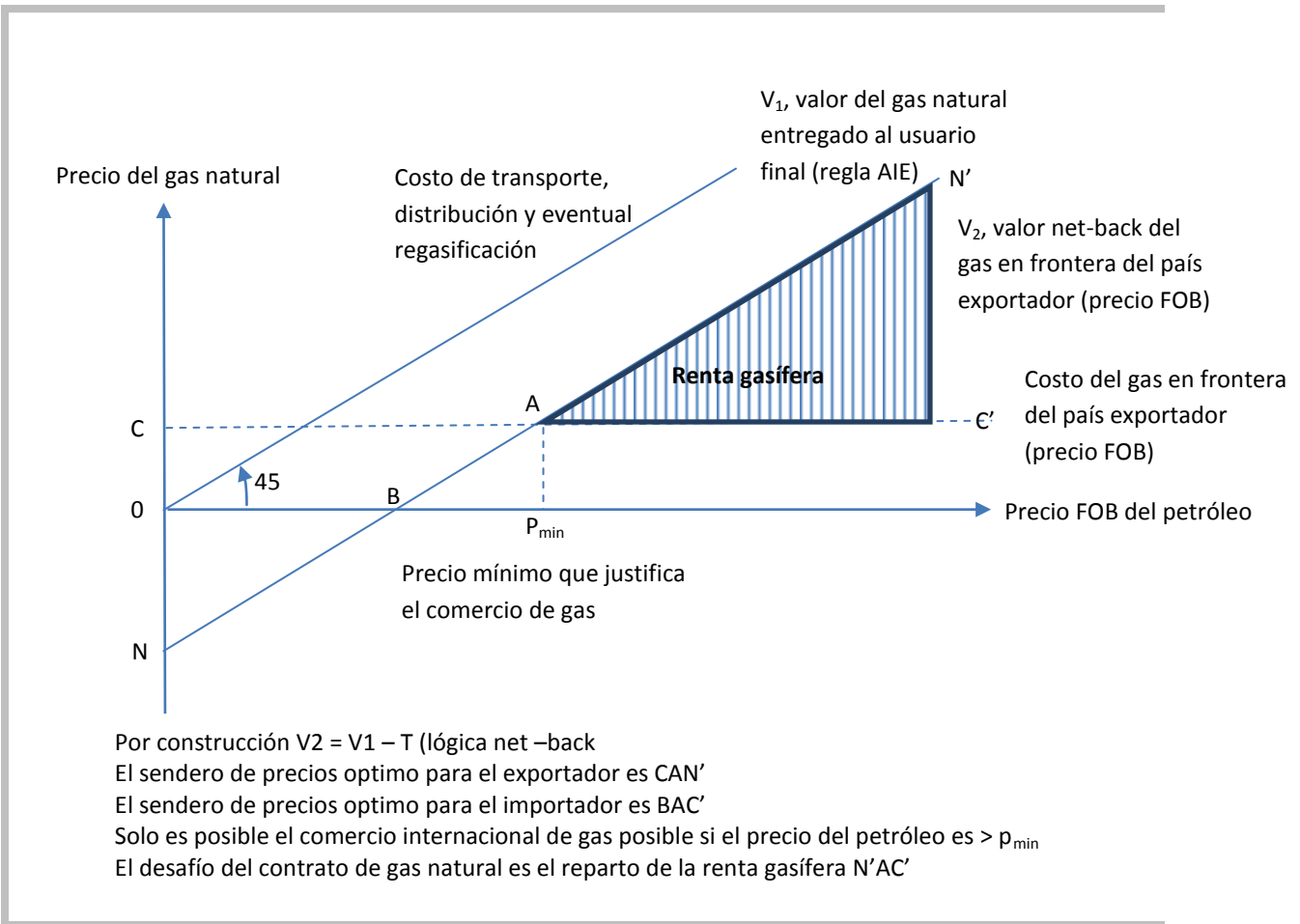
$$R_2 = p_1 - C_1 = k p_3 - C_1$$

Tendremos  $R_2 = 0$  para  $k = k_{max} = C_1/p_3$

Para que un contrato de gas pueda ser firmado por ambas partes, es necesario que el “indicador de valorización”  $k$  del gas respecto del petróleo se sitúe al interior de un intervalo de valores definido por:

$$C_1/p_3 \leq k \leq 1 - (1-m) C_2/p_3$$

El precio FOB del gas natural debe ser una fracción del precio FOB del crudo y esta fracción debe estar comprendida entre dos límites. Para que la desigualdad tenga sentido, es necesario además que  $C_1 + (1-m) C_2 < p_3$ , lo que es lo mismo que decir que la suma del costo de producción y del sobre costo de transporte del gas natural debe ser menor que el precio FOB del petróleo crudo. El precio FOB del petróleo crudo debe ser lo suficientemente alto para que las operaciones de producción, tratamiento, licuefacción del gas estén cubiertas, como así también los gastos adicionales relacionados con el transporte internacional del gas. Rencontramos de esta forma la idea expresada anteriormente: el precio bajo del petróleo impidió durante mucho tiempo la emergencia de un mercado internacional del gas natural. Cuanto mayor es  $k$ , mayor es la renta recuperada por el exportador. Cuanto mas cerca esta  $k$  de  $C_1/p_3$ , mayor es la renta recuperada por el importador.



**Figura 4.2**

#### D. Las nuevas rutas del gas natural

Las tensiones políticas permanentes entre Rusia por un lado y Ucrania y Bielorrusia por el otro, pusieron al descubierto en los años 2000 el problema de la confiabilidad de los países de tránsito. Una muy alta proporción (80%) del gas ruso entregado a la Unión Europea atraviesa Ucrania, y el resto pasa por Bielorrusia. En caso de conflicto político o comercial entre Rusia y estos países, la seguridad de aprovisionamiento de la Unión Europea se ve amenazada. Esta situación explica la existencia de tres proyectos de gasoductos, en construcción a fines de 2009, que buscan diversificar las rutas terrestres de transporte y entrega de gas a Europa (ver figura 4.3):

- el proyecto North Stream que une Rusia y Alemania bajo el mar Báltico es impulsado por Gazprom y EON-Ruhrgas (con presencia minoritaria de GdF Suez). Su puesta en servicio se materializó en 2011, con una capacidad inicial de 27,5 Gm<sup>3</sup>/año, que puede ser ampliada hasta 55 Gm<sup>3</sup>/año con un segundo gasoducto que comenzaría a construirse en 2013;

- el proyecto South Stream, que une Rusia y Europa del Sur y Austria atravesando el mar Negro, también es impulsado por Gazprom y la empresa petrolera italiana ENI (con presencia minoritaria de EdF). Su puesta en servicio está programada para el 2013 y su capacidad debería alcanzar los 30 Gm<sup>3</sup>/año;
- el proyecto Nabucco que está pensado para exportar el gas del Mar Caspio a la Unión Europea evitando el territorio de Rusia atravesando un país que no forma parte de la UE: Turquía. Este proyecto es sostenido por la Comisión Europea con un consorcio de varias sociedades: Botas, Bulgargaz, Transgaz, MOL, OMV, RWE (las empresas francesas no están presentes en este proyecto por causa del “rechazo” político del gobierno turco. Este proyecto permitirá exportar el gas de Azerbaiyán pero no está asegurada su viabilidad salvo que, en el futuro, el gas proveniente de Irán también pueda ser cargado en este gasoducto. Su puesta en servicio también está prevista para 2013, con una capacidad inicial de 8 Gm<sup>3</sup>/año pero con el potencial de expansión de hasta 31 Gm<sup>3</sup>/año en el futuro.
- También existen otros proyectos que buscan también evacuar el gas del Mar Caspio hacia la UE a través de Turquía, Grecia e Italia (ver figura 4.4).



Figura 4.3 Nuevas rutas del gas natural a la UE – Corredor Sur

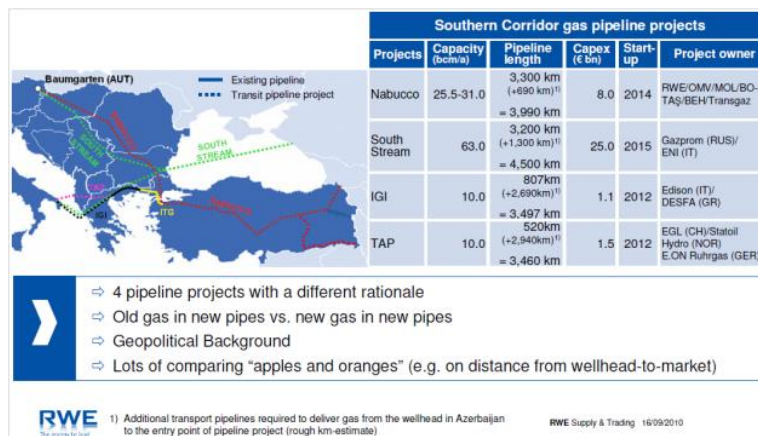


Figura 4.4 Nuevas rutas del gas natural a la UE – Corredor Sur, proyectos existentes 2011

## **CUADRO 4.2**

### **El sector gasífero en Rusia**

La producción de gas de Rusia alcanzó un pico de 602 Gm<sup>3</sup> en 2008, para luego caer un 12% en 2009 como consecuencia de la reducción mundial de la demanda como consecuencia de la crisis económica. Esta producción proviene en un 85% por yacimientos explotados por la empresa pública Gazprom (el Estado ruso es propietario del 51% de sus acciones) pero también encontramos productores independientes, en particular sociedades petroleras (Novatek, Lukoil, Rosneft, TNK-BP, etc.). Gazprom mantiene el monopolio de las exportaciones de gas en Rusia.

La red doméstica rusa es también propiedad de Gazprom mediante el UGSS (Unified Gas Supply System) que transporta 95% del gas destinado al mercado interno como a los puntos de exportación. Los 25 sitios de almacenamiento también son propiedad de Gazprom, la que explota los mismos.

El acceso de terceros a las redes de transporte para los productores independientes es difícil aún si en teoría es posible luego de 1997. La legislación dispone que el gas que es propiedad de Gazprom es prioritario sobre la red de transporte, y los productores independientes se quejan de este sistema que los obliga, al no tener acceso, a ventear una cantidad importante de gas asociado.

Como contrapartida a su posición dominante en el mercado ruso, Gazprom tiene la obligación de proveer todo el gas que los consumidores rusos demanden a una tarifa regulada fijada por el regulador FST (Federal Service for Tariffs) (cf. Focus Gas, 26/02/2010, N. Alba-Saunal).

Los productores independientes pueden vender su gas a Gazprom, o comercializarlo directamente sobre el mercado libre (a un precio generalmente superior a la tarifa regulada establecida por la FST). Las tarifas reguladas deben ser revisadas regularmente y aumentadas.

Las capacidades de exportación de Rusia hacia Europa eran del orden de 145 Gm<sup>3</sup>/año a fines del 2010, (con el ingreso del gasoducto North Stream esta capacidad se incrementó en 2011 en 27,5 Gm<sup>3</sup>/año), y las dos principales rutas atraviesan Ucrania (80%) y Bielorrusia (20%). Rusia busca diversificar sus ventas hacia Asia (Japón, China), bajo forma de GNL (islas de Sakhaline) o vía gasoductos que atraviesen Siberia. La estrategia de exportación de Gazprom se ve limitada por las restricciones de su mercado interno. Debe limitar el crecimiento de la demanda interna para liberar nuevas capacidades de exportación lo que supone una reforma tarifaria voluntarista (incrementar fuertemente el precio del gas sobre el mercado interno para disminuir el derroche).

Asegurar la evacuación del gas natural sobre el mercado europeo liberalizado pasa para Gazprom por una estrategia de “descenso aguas abajo”, que todavía es bastante tímido. Esta estrategia garantiza, por una política de adquisición de activos en empresas de transporte, distribución y/o comercialización, la colocación del recurso sin tener que enfrentar la competencia en el mercado mayorista. Ello permite recuperar márgenes en estos segmentos (cf. C. Locatelli, nota LEPII, 2008). Gazprom ha afirmado que quiere en el corto plazo poder disponer del 10% del mercado francés y del mercado inglés. Pero esta estrategia esta basada en la cooperación antes que en la competencia con sus clientes europeos. Se trata esencialmente en la actualidad de formar los “joint ventures” en el campo del transporte, la comercialización o el trading con los compradores

Europeos que negociaron contratos de abastecimiento de largo plazo. Es el caso en Alemania con Wingas, en Austria con OMV, en Finlandia con Fortum, en Francia con GDF Suez, en Italia con la SNAM, etc. Algunos compradores europeos buscan por su parte, a tomar participaciones en el capital de los productores, y en particular de Gazprom. Gazprom también busca adquirir participaciones en las sociedades de tránsito, particularmente en Ucrania. El PDG de Gazprom, Alexei Miller le propuso a Ucrania, en 2010, crear una empresa a partes iguales con la sociedad ucraniana de hidrocarburos Naftogaz, como primera etapa hacia la eventual fusión de los dos grupos (la que sin duda no sería una fusión entre “pares”). Se puede pensar que la interdependencia “capitalista” entre los operadores del segmento de exploración-producción y los operadores del transporte y distribución va a atenuar los riesgos de dependencia de los compradores frente a sus proveedores.

También es importante destacar que la valorización de los yacimientos de gas natural en el mar Caspio plantea problemas jurídicos no resueltos hasta el presente. El mar Caspio es un mar cerrado o es un lago? En el primer caso, la explotación de las reservas se hará, en virtud del derecho internacional prorrateando la longitud de las costas de cada uno de los países ribereños. En el segundo caso, esta explotación se hará sobre la base de una estricta igualdad (20% cada uno, ya que actualmente son cinco los países ribereños). Desde la época en la que había solamente dos países ribereños (la URSS e Irán), el tratado soviético-iraní de 1921, preveía que el mar Caspio debía ser explotado en común por los dos países en forma igualitaria. Otro tratado de 1940 definió el mar Caspio como un “mar soviético e iraní”. Después de la desaparición de la URSS, la cantidad de países soberanos pasó de dos a cinco (Azerbaiyán, Turkmenistán, Kazakstán, Rusia e Irán). Irán sostiene que el mar Caspio es un lago, pero este punto de vista es contestado particularmente por Kazakstán... El tema continúa abierto, lo que no ha impedido la explotación de los yacimientos.

Tabla 4.5 Importaciones suplementarias de la Unión Europea hacia el 2025				
Equilibrio oferta-demanda en Gm <sup>3</sup>	2007	2025 (Caso Base AIE)	2025 (Caso Base DGTREN)	2025 (Escenario Nueva Política DGTREN)
Producción de gas de la UE	192	109.0	109.0	109.0
Importaciones gasoductos (2007)	251	251.0	251.0	251.0
Importaciones GNL (2007)	47	47.0	47.0	47.0
Necesidades suplementarias de importación	-	225.0	160.0	19.0
<b>Total demanda</b>	<b>490</b>	<b>632</b>	<b>567</b>	<b>426</b>

Los escenarios de la AIE y de la Comisión Europea (DGTREN) al año 2025 muestran que las importaciones suplementarias de gas natural deberían situarse en un intervalo de 19 a 225 Gm<sup>3</sup>; esto dependerá de la evolución de la demanda (que puede crecer en 142 Gm<sup>3</sup> o caer en casi 64 Gm<sup>3</sup> respecto de 2007; en todos los casos, la oferta interna de la UE disminuiría en casi 80 Gm<sup>3</sup>).

Fuente: C. Stoffaes, CAS, marzo 2010

También existen otros proyectos en África del Norte y en el Sur de Europa:



- El Galsi, es un gasoducto de una capacidad comprendida entre 8 y 10 Gm<sup>3</sup>/año, entre Argelia y Cerdeña (con una probable extensión hacia Córcega) y que debería entrar en operaciones en 2012;
- El Medgaz, que une directamente Argelia con España sin pasar por Marruecos, cuya entrada en operaciones estaba prevista en 2010 y que tiene una capacidad de 8 Gm<sup>3</sup>/año.

Esta diversificación de las rutas, en un momento en el que el número de instalaciones de GNL no cesa de crecer (muchas terminales metaneras han sido programadas en Europa, (en particular en Dunkerque, Le Havre, y Verdun en el caso de Francia) es un factor que incrementará la competencia. La Comisión Europea considera que una cierta sobrecapacidad en las redes de transporte es la condición sine qua non para el desarrollo de una auténtica competencia gasífera.

### CUADRO 4.3

#### Duopolio de Cournot, competencia o monopolio

Sea  $P = a - bq = a - b(q_1 + q_2)$  la función de demanda sobre el mercado europeo de gas natural ( $a, b > 0$ ),  $P$  representa el precio y  $q_1, q_2$  las cantidades producidas por los dos proveedores, Noruega ( $q_1$ ) y Rusia ( $q_2$ ) respectivamente. Supongamos que la función de costo total del productor 1 sea de la forma  $C_1 = cq_1^2$  y la del productor 2 de la forma  $C_2 = kq_2$  con  $c, k > 0$ . Son posibles varias configuraciones del mercado (ver anexo en el capítulo 2).

##### *El duopolio de Cournot*

Cada productor maximiza su beneficio considerando la cantidad producida por el otro como un dato; hay competencia por las cantidades y es posible trazar las curvas de reacción de cada productor. El equilibrio de Cournot se obtiene en el punto de intersección de las dos curvas (en este caso son rectas). El beneficio del productor 1 está dado por  $\pi_1 = (a - bq)q_1 - cq_1^2$  y es máximo para  $q_1 = (a - bq_2)/2(b + c)$ . El beneficio del productor 2 estará dado por  $\pi_2 = (a - bq)q_2 - kq_2$  y sea máximo para  $q_2 = (a - k - bq_1)/2(b)$ . Remplazando  $q_2$  por su valor en  $q_1$  se obtiene  $q_1 = [2ab - b(a - k)]/4b(b + c) - b^2$ . Se puede deducir  $q_2$ , luego  $q$  y el precio de equilibrio  $P$ . Se puede calcular luego los beneficios  $\pi_1$  y  $\pi_2$  (ver los gráficos). Si la cantidad de productores crece, el precio de equilibrio tiende a bajar y acercarse al precio de competencia.

##### *La competencia por precios del tipo Bertrand*

En competencia pura y perfecta, la curva de oferta se obtiene haciendo la suma horizontal de las curvas de costo marginal de los dos productores. En el equilibrio cada productor entrega una cantidad que iguala el precio de mercado con su costo marginal. Como  $(C_1)' = 2cq_1$  y  $(C_2)' = k$ , se deduce que  $P = k = 2cq_1 = a - b(q_1 + q_2)$ , de donde se puede obtener  $q_1 = k/2c$  y  $q_2 = (a - k)/b - k/2c$ . Se verifica que el productor 2 no tiene beneficio mayor pero que el productor 1 se beneficia de una renta diferencial debida a una ventaja comparativa a nivel de su función de costos. El productor 2 recupera sus costos incluida una tasa de rendimiento "normal" del capital invertido. Los dos productores son perdedores respecto de un equilibrio de Cournot (con los valores empleados para los parámetros utilizados). Una competencia del tipo de Bertrand beneficia al

consumidor ya que la cantidad comercializada en el mercado es mayor y es colocada a un precio menor.

#### *El monopolio (cartel del gas sin fuerzas centrifugas)*

Supongamos que ambos productores se entienden y se comportan como un monopolio (en ausencia de cualquier comportamiento del tipo free rider). El óptimo se obtiene en este caso cuando el ingreso marginal del cartel iguala al costo marginal.

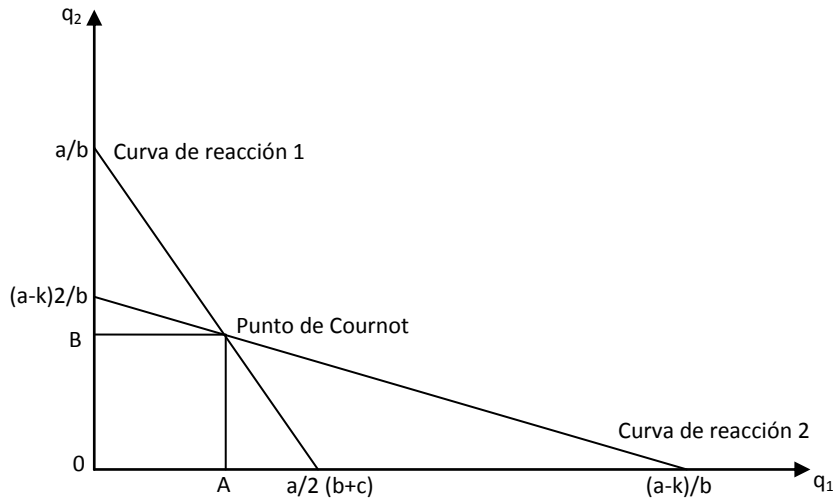
El ingreso total estará dado por  $Pq = q(a - bq)$  con  $q = q_1 + q_2$ , y el ingreso marginal es igual a  $R_m = a - 2bq = a - 2b(q_1 + q_2)$ . Suponiendo  $a - 2b(q_1 + q_2) = k$  se obtiene  $q_1 + q_2 = (a - k)/2b$ .

El productor 1 entrega una cantidad que iguala su costo marginal y el ingreso marginal siendo  $2cq_1 = k$ , de donde se obtiene  $q_1 = k/2c$ . Se verifica que la cantidad colocada en el mercado disminuye fuertemente mientras que el precio crece considerablemente (con los parámetros utilizados). Los dos productores son amplios ganadores respecto a la situación de competencia del tipo Bertrand, pero el productor 1 gana aquí, con los valores empleados (ver el cuadro abajo), mucho menos que el beneficio que obtenía en la configuración de un duopolio de Cournot. Esto justifica las tentativas realizadas por los principales productores de gas (Rusia, Irán, Qatar y Argelia), que controlan el 73% de las reservas mundiales y 42% de la producción mundial de gas de constituir un cartel. La iniciativa se tomó en 2000 en Teherán con la creación del Foro de Países Exportadores de Gas Natural (FPEG). Se trata de una organización intergubernamental que se reúne al menos una vez al año y que actualmente está integrada por 13 miembros, y dos países observadores (Noruega y Kazajstán).

Los casos 2 y 3 suponen implícitamente que la curva de la demanda (en competencia) y la de ingresos marginales (en monopolio) cortan la curva de costo marginal más allá del punto angular. Esto es cierto si  $(a - k)/b > k/2c$  para competencia y si  $(a - k)2b > k/2c$  en caso de monopolio. En ambos casos, con los parámetros utilizados ello se verifica pero no puede ser cierto en el caso general si se escogen otros valores para estos parámetros.

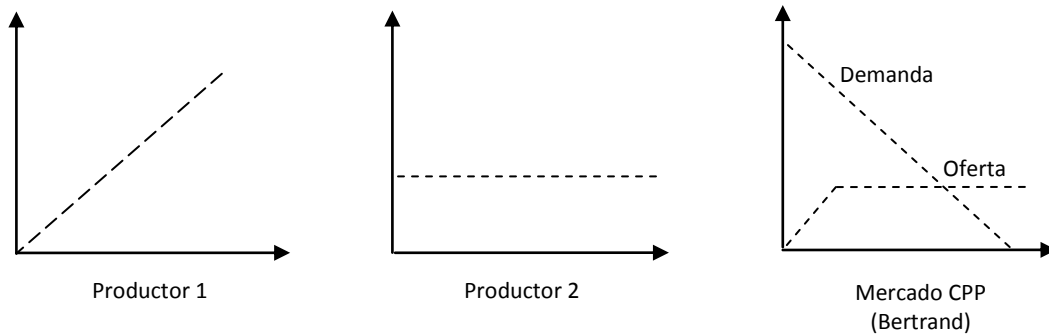
Los dos productores deben evitar una competencia por precios del tipo Bertrand y el productor 1 gana más con una competencia por cantidades del tipo Cournot de lo que ganaría si participa en una coalición con el productor 2.

Sobre estos temas, ver Carol A. Dahl, *International Energy Markets*, Pennwell, 2004, en particular el capítulo 11, "Game Theory and the Western European Natural Gas Market"; ver también F. Holz, C. von Hirschhausen y C. Kemfert, "A Strategic Model of European Gas Supply (GASMOD)", DIW Berlin, Discussion Paper 551, enero 2006 y C. Swartenbroekx, "The Gas Chain: influence of its specificities on the liberalization process", National Bank of Belgium, Working Papers nº 122. Ver También S. Boussena, J.P. Pauwels, C. Locatelli y C. Swartenbroekx, "Le défi pétrolier. Questions actuelles du pétrole et du gaz". Vuibert, Paris, 2006 (344 p). Para recordar los conceptos de duopolio, monopolio y competencia ver el Anexo 2 del Capítulo 2.



En A tenemos  $q_1 = (a - bq_2)/2(b+c)$  y en B tenemos  $q_2 = (a - k - bq_1)/2b$

**Figura 4.4 – Duopolio de Cournot**



**Figura 4.5 – Curvas de costo marginal (1, 2 y total) en situación de competencia pura y perfecta**

Tabla 4.6			
Valores de equilibrio	Duopolio de Cournot	Competencia pura y perfecta (tipo Bertrand)	Monopolio (creacion de una OPEP del gas)
$q_1$	$(a - bq_2)/2(b+c) = 30$	$k/2c = 5$	$k/2c = 5$
$q_2$	$(a - k - bq_1)/2b = 80$	$(a - k)/b - k/2c = 185$	$(a - k)/b - k/2c = 90$
$q$	$q_1 + q_2 = 110$	$q_1 + q_2 = 190$	$q_1 + q_2 = 95$
$p$	$a - b(q_1 + q_2) = 45$	$a - b(q_1 + q_2) = 5$	$a - b(q_1 + q_2) = 52,5$
$\pi_1$	$pq_1 - cq_1(2) = 900$	$pq_1 - cq_1(2) = 12,5$	$pq_1 - cq_1(2) = 250$
$\pi_2$	$pq_2 - kq_2 = 3200$	$pq_2 - kq_2 = 0$	$pq_2 - kq_2 = 4275$

Aplicación con los siguientes valores  $a = 100$ ;  $b = 0,5$ ;  $c = 0,5$  y  $k = 5$

#### 4.2.4 El mercado asiático del gas natural

El mercado asiático esta hoy en día dominado por Japón, primer importador de gas natural (representa el 12% de las importaciones mundiales de gas) y sobre todo, primer importador de GNL (con 39% del comercio mundial de GNL). El gas se utiliza ante todo para la producción de electricidad y el Japón es el receptor natural de los exportadores de la región (Indonesia, Malasia, Australia y también Qatar, Brunei y Omán). Otros países se han transformado en grandes importadores de GNL: Corea del Sur (5% de las importaciones mundiales) y Taiwán. Pero el mercado asiático dispone, sobre todo, de un margen importante de crecimiento como consecuencia de las gigantescas necesidades de China e India. Este gas tiene mercados importantes para la producción de electricidad, que es menos contaminante que el carbón y las necesidades de estos países son considerables en este campo. China produjo cerca de 90 Gm<sup>3</sup> de gas en 2009 e importó 16 Gm<sup>3</sup>, proveniente principalmente de Australia e Indonesia. El gas solo cubre actualmente el 2,5% de las necesidades energéticas de China, pero esta participación debería crecer fuertemente en el futuro, y al mismo tiempo el peso de las importaciones también crecería en forma considerable pasando del 15% en 2009 al 21% en 2015 y al 54% en 2030, según la AIE. Es decir que la competencia entre Europa y Asia por el acceso al gas va a ser muy intensa. Tanto que, al mismo tiempo la India, que ya importa una parte del gas que consume, también deberá comprar cantidades crecientes de gas sobre el mercado internacional. Por suerte, las exportaciones de gas natural, en especial en forma de GNL, también crecerán y Australia, que es el cuarto exportador de gas natural con 8,6% de las ventas mundiales (detrás de Qatar, Indonesia y Malasia) tiene la ambición de cuadruplicar sus exportaciones en el 2015. En Asia el gas natural es, como en Europa, vendido en el marco de contratos de largo plazo con cláusulas de indexación sobre el precio de los productos petroleros.

Pero la competencia mundial por el acceso al gas natural no se circunscribe solamente al GNL, también se plantea sobre el comercio vía gasoductos. China se va a abastecer cada vez con mayor intensidad sobre Asia Central, alrededor del mar Caspio, sea en Turkmenistán, Kazajstán o Uzbekistán. Rusia y Turkmenistán firmaron en el 2010 un acuerdo por el cual unirán todos los pozos de gas turkmenos a una red central que permitirá abastecer a la vez a Rusia, China e Irán, y el primer gasoducto entre China y Turkmenistán se inauguró a fines de 2009. Irán puede, en el largo plazo, aprovechar su posición geográfica para servir de terminal a las exportaciones gasíferas turkmenas, lo que no le impide al mismo tiempo buscar transformarse en proveedor de gas turkmeno a Turquía, pero en este caso a través de gasoductos. Irán firmo a fines de 2009 un acuerdo para comprar el gas proveniente de Azerbaiyán a través del gasoducto Kazi – Magomed – Astará. Las reservas de gas del mar Caspio no son, por lo tanto, un “terreno cerrado” de Europa, e Irán y Turquía son actores que jugaran en el futuro un papel estratégico sobre el mercado internacional de gas natural, por supuesto al lado de Rusia.

### 4.3 VALORIZACIÓN DE UN YACIMIENTO DE GAS NATURAL

Aquí retomamos el modelo de M. Vaillaud<sup>6</sup> y los comentarios que sobre este hace Y. Mainguy<sup>7</sup>. Este modelo busca determinar el ritmo óptimo de explotación de un yacimiento de gas natural cuyas reservas son conocidas con certidud, y su conclusión es que la duración de vida del yacimiento es independiente del volumen de estas reservas. Depende en realidad de la relación que existe entre el precio de valorización de este gas y su costo de explotación.

Las hipótesis del modelo son las siguientes:

- la inversión considerada esta constituida exclusivamente por un conjunto de pozos que se realizan en forma simultánea e instantánea en el año base;
- la duración de vida de cada pozo es igual a la duración de la explotación del yacimiento;
- la presión del yacimiento es constante durante toda la duración de la explotación, lo que significa que, a diferencia de los pozos petroleros, cuya producción decrece exponencialmente a lo largo del tiempo, la producción del yacimiento de gas se asemeja a una “meseta” durante el periodo  $[0, T]$ , donde  $T$  es la fecha de agotamiento. Al final de la vida la producción disminuye brutalmente;
- el precio de venta del gas en boca de pozo  $p$  es exógeno (fijado por el mercado) y se supone constante durante todo el periodo (en moneda constante);
- el costo de inversión es el mismo para cada pozo perforado en el yacimiento y es proporcional a la cantidad producida. El costo total en el año base es proporcional a la producción anual  $Q$  y es igual a  $fQ$ , donde  $f$  representa el costo unitario completo de un metro cubico extraído;
- el volumen de reservas recuperable  $R$  se supone perfectamente conocido en el año base;
- la tasa de actualización  $a$  es fijada en forma exógena.

Sobre la base de estas hipótesis, el propietario del yacimiento va a intentar maximizar su beneficio total actualizado, siendo:

$$\max \pi = -fQ + \sum_{t=0}^T pQe^{-at} \quad (1)$$

Siendo  $Q$  constante e igual a  $R/T$  por hipótesis tenemos:

$$\pi = -f \frac{R}{T} + \frac{pR}{T} \sum_{t=0}^T e^{-at} dt$$

---

<sup>6</sup> Vaillaud M.: “Recherche sur le développement optimum d’un champ”, nota interna retomada por P. Masse: “Le choix des investissements”, Dunod, 1966. Ver también Percebois J.: “Economie de l’Energie”, Economica, 1988 (p. 371-390)

<sup>7</sup> Mainguy Y., op. cit., 1967

sea:

$$\pi = \frac{R}{T} \left[ \frac{p}{a} (1 - e^{-at}) - f \right] \quad (2)$$

siendo

$$\sum_{t=0}^T e^{-at} dt = \frac{1}{a} (1 - e^{-aT})$$

La duración de vida  $T$  es la incógnita de este modelo. La maximización de  $\pi$  requiere:

*Condición de primer orden*

$$\pi' = \frac{d\pi}{dT} = \frac{R}{T} \left[ pe^{-aT} - \frac{p}{aT} (1 - e^{-aT}) + \frac{f}{T} \right] = 0$$

Como  $R/T \neq 0$  y  $p \neq 0$

$$e^{-aT} (1 + aT) = 1 - \frac{af}{p} \quad (3)$$

Siendo los parámetros  $a$ ,  $f$  y  $p$  comunes (y constantes), existe en general una solución única para la ecuación (3) que demuestra que la duración de vida de la reserva  $T$  es independiente del volumen de la reserva  $R$ .

*Condición de segundo orden*

Si reemplazamos  $T$  por  $R/Q$  en la ecuación (2) obtendremos:

$$\pi'(Q) = \frac{d\pi}{dQ} = \frac{p}{a} \left[ 1 - e^{-aR/Q} \left( 1 + a \frac{R}{Q} \right) \right] - f$$

$$\pi''(Q) = -\frac{p}{a} \frac{R^2}{Q^2} e^{-aR/Q} < 0$$

Verificando que  $\pi$  pasa por un máximo.

Para que la ecuación (3) tenga sentido, es necesario que se cumpla :  $0 < 1 - af/p < 1$

ya que el primer miembro de esta ecuación varía entre 1 (para  $T = 0$ ) y 0 (cuando  $T \rightarrow \infty$ ). El segundo miembro de la ecuación (3)  $y = 1 - (af)/p$  es la ecuación de una recta paralela al eje de abscisas siendo independiente de  $T$ . Los parámetros  $a$ ,  $f$  y  $p$  no pueden, sin embargo, tomar cualquier valor ya que debemos tener  $y < 1$ . Siendo  $a$  y  $p$  datos, el costo por  $m^3$  de producción  $f$ , no debería superar  $p/a$ . En otras palabras, para una tasa de actualización  $a = 8\%$ , el costo de inversión unitario  $f$  no debe exceder 12,5 veces el precio de venta del gas en

boca de pozo. Para un costo de inversión  $f = 20 p$ , es decir relativamente alto, la tasa de actualización máxima  $a$  debe ser inferior al 5%. Las inversiones poco onerosas, es decir “ligeras” son compatibles con una tasa de preferencia por el presente alta, mientras que las inversiones “pesadas” exigen, para ser rentabilizadas en las mismas condiciones de mercado, una tasa de actualización relativamente baja. Para una tasa de actualización dada, lo que importa es la relación de proporcionalidad que existe entre el precio de venta del gas y su costo de valorización.

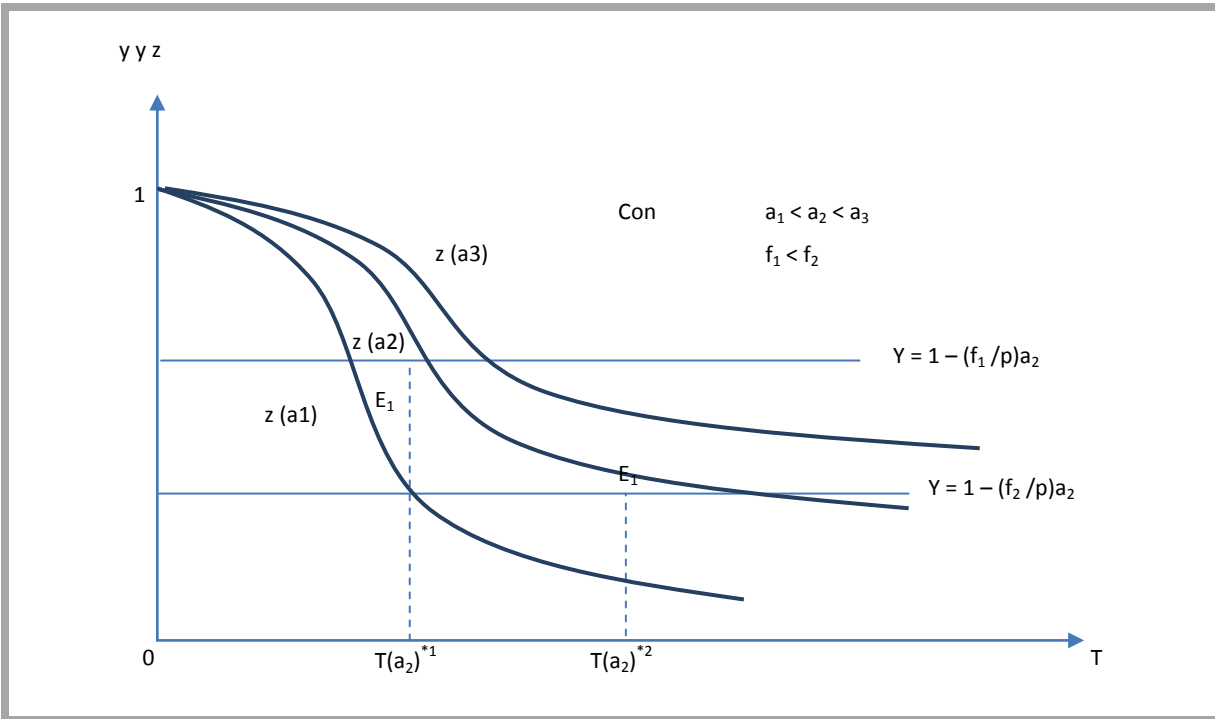


Figura 4.6 Fuente: Y. Mainguy, op. cit.

El primer miembro de la ecuación (3)  $z = (1 + aT) e^{-at}$  es una función  $z(T) = 1$  para  $T = 0$ , que es asintótica al eje de abscisas para  $T \rightarrow \infty$ , para cualquier valor de  $a$ . Por otra parte  $z' = -a^2 e^{-at} (aT - 1) < 0$  (con  $z' = 0$  para  $T = 0$ ) y  $z'' = -a^2 e^{-at} (aT - 1)$  con  $z'' = 0$  para  $T = 1/a$ ,  $z'' < 0$  para  $T < 1/a$ ; y  $z'' > 0$  para  $T > 1/a$ . La curva  $z$  pasa entonces por un punto de inflexión en  $T = 1/a$ . Es posible representar los dos componentes de la ecuación (3) de la siguiente forma:

En el encuentro entre la curva  $z(t)$  y la recta  $y = 1 - af/p$  se encuentra el punto de la duración óptima de explotación del yacimiento  $T^*$ . Esta duración es independiente del volumen de la reserva. *Ceteris paribus*, para un precio de venta dado  $p$ , y un costo unitario de producción  $f$  dado, un incremento en la tasa de actualización  $a$  tiende a reducir la duración óptima de explotación. Como lo señala Yves Mainguy, “se explota rápidamente (muchas perforaciones y por lo tanto inversiones importantes) un yacimiento en el cual las perforaciones no son caras, lentamente (pequeña cantidad de pozos e inversiones reducidas) un yacimiento cuyas perforaciones son caras... y no se explota un yacimiento cuyo costo de perforación por unidad producida se aproxima peligrosamente a  $p/a$ ”. Se supone aquí que

el precio no es sensible a la cantidad producida (en situación de competencia) y que todo el gas producido será evacuado hacia el mercado.

La duración de la vida de un yacimiento de gas natural cuya producción es constante y para la cual existe una relación de proporcionalidad entre el precio de venta y el costo de inversión por m<sup>3</sup> extraído es independiente del volumen de la reserva recuperable y depende solamente de la tasa de actualización y del valor de este coeficiente de proporcionalidad. Son las condiciones económicas las que imponen el ritmo de explotación.

Volveremos sobre este tema en la sección 10.4

#### **4.4 EL PROCESO DE “LIBERALIZACIÓN” DE LA INDUSTRIA GASÍFERA EUROPEA**

El transporte y la distribución de gas natural son considerados, como en el caso de la electricidad, como un servicio público de carácter industrial y comercial (SPIC), lo que implica que reúne simultáneamente una cierta cantidad de características:

- es un servicio público en el sentido que los consumidores tienen el derecho de ser conectados a la red cuando esta es accesible. El carácter de servicio público es, sin embargo, menos claro con el gas natural que con la electricidad. Existe en general un “derecho a la electricidad”, pero el gas, que es más que una simple commodity, tiene un impacto más tenue en la noción del servicio público;
- es una industria de redes, ello significa que el gas debe ser entregado mediante una infraestructura de transporte, distribución y almacenamiento particularmente costosa. En las actividades de producción, como la de comercialización, se pueden considerar como de competencia que funcionan con costos constantes o crecientes. La infraestructura de transporte y distribución (que representa entre el 40% y el 50% del costo total de abastecimiento de gas natural a un consumidor final doméstico) es una actividad caracterizada por costos medios decrecientes, En este caso podemos hablar de “monopolios naturales”, traduciendo el hecho que la función de costos es sub-aditiva. Dada la importancia de los costos fijos, el costo unitario disminuye en la medida que la cantidad de gas transportada y distribuida crece y en la medida que no se haya alcanzado la saturación de la red, su duplicación resulta antieconómica;
- es una actividad donde la demanda es divisible, lo que quiere decir que se puede recurrir a un sistema de tarifas que permita recuperar los costos soportados, a diferencia de los bienes colectivos puros que solo pueden ser financiados por la vía impositiva. Estas tarifas pueden o no reflejar los costos soportados y el problema a resolver es principalmente que tipo de tarificación implementar a nivel del consumidor final: tarificación a costo medio, a costo marginal, tarifa social subvencionada?

En muchos países europeos, el transporte, la distribución y en algunos casos la producción de gas natural estaba asegurada por empresas públicas o privadas concesionarias del servicio público o titulares de autorizaciones de explotación, por lo menos luego de la



Segunda Guerra Mundial. La firma del Tratado de Roma en 1957, luego la puesta en marcha de un mercado único de la energía, han conducido a una apertura progresiva a la competencia en todas las industrias de redes (telecomunicaciones, electricidad, gas natural, correos, transporte aéreo y ferroviario, etc.) disociando las actividades que deben ser reguladas (los monopolios naturales) y las actividades no reguladas (la producción y la comercialización). Lo que se espera de esta apertura, es una armonización relativa del costo de acceso a la energía en Europa, y en consecuencia una convergencia relativa de los precios que paga el consumidor europeo. El fundamento jurídico de esta apertura, se encuentra en el artículo 90 del Tratado de Roma (redacción original): *“las empresas a cargo de la gestión de los servicios de interés general están sometidas a las reglas del presente tratado, en particular a las reglas de la competencia, hasta el punto que la aplicación de esta regla no haga fracasar el cumplimiento de hecho o de derecho de la misión particular que le fuera encomendada. La comisión vigilará la aplicación de las disposiciones del presente artículo e impartirá las directivas apropiadas a los Estados miembros”*. Este artículo no fue aplicado durante mucho tiempo y las empresas públicas encargadas del gas y de la electricidad continuaron beneficiándose de un monopolio o un cuasi-monopolio jurídico de importación, producción, transporte y distribución de sus energías. En el Informe de Jacques Delors se pone en evidencia el “costo de la no-Europa” desatando la toma de conciencia respecto a que estos monopolios podían constituir una traba al comercio intra-europeo conduciendo a un excesivo costo de acceso a la energía para el consumidor europeo.

Esta apertura progresiva a la competencia se fue realizando progresivamente a partir de 1998, por etapas, como se puede apreciar en el cuadro 4.7, (los tres “paquetes energía”) y el objetivo esencial consiste en disociar adecuadamente las actividades desreguladas abiertas a la competencia (importación, exportación, producción y comercialización de gas) de las actividades reguladas formadas por el transporte y la distribución a través de infraestructuras llamadas “esenciales” sometidas al control del regulador y accesibles a todos los operadores (principio del acceso de terceros a las redes, ATR).

Tabla 4.7 Los tres paquetes energia			
Gas Natural	Primer Paquete Energia Directiva Gas 98/30/CE del 22 de junio de 1998	Segundo Paquete Energia Directiva Gas 2003/55/CE del 26 de junio de 2003	Tercer Paquete Energia (1) Directiva Gas 2009/73/CE del 13 de julio de 2009
<b>Apertura del Mercado</b>	Apertura parcial y progresiva Criterios cuantitativos, 3 etapas 2000: productores de electricidad a partir del gas + clientes finales > 25 Mm3/año: 2003: clientes finales > 15 Mm3/año 2008: clientes finales > 5 Mm3/año	Apertura total Criterios cualitativos: 2 etapas 01/07/2004: clientes no residenciales 01/07/2007: todos los consumidores	k/2c = 5 Buen funcionamiento del mercado
<b>Unbundling</b>	GRT/GRD/Almacenamiento: separacion contable REM, GNL: no hay obligacion de separacion contable	GRT (2004): separacion legal y funcional GRD > 100.000 clientes (a mas tardar en 2007): separacion legal y funcional GRD < 100.000 clientes/ Almacenamiento / GNL: separacion contable	GRT: separacion efectiva con 3 opciones (+2) Separacion de la propiedad (2), Operador Independiente del Sistema (3), Operador Independiente de la Transmision (ITO) (4), (art 9.9 + art. 36) excepciones GRD/GNL, almacenamiento separacion l+f
<b>Clausula de pais tercero</b>			El control de un GRT por una persona de un pais tercero es autorizada si no presenta riesgos a la seguridad de abastecimiento de un Estado miembro de la UE
<b>Acceso de Terceros a la Red</b>	GRT/GRD/GNL 2 opciones: acceso negociado o reglamentado REM y Almacenamiento no es mencionado en forma explicita	GRT/GRD/GNL, 1 opcion: acceso reglamentado con tarifas reguladas Almacenamiento, 2 opciones: acceso reglamentado o negociado Excepciones posibles: nuevas grandes infraestructuras gasíferas (interconexion, instalacion de GNL o almacenamiento (5)	

<b>Autoridades de regulacion</b>	Mecanismos de regulacion, de control y transparencia	Obligacion de designar un regulador nacional totalmente independiente del sector gas	Nivel nacional: Regulador independiente de cualquier actividad publica / privada. Refuerzo (6) y armonizacion de poderes Nivel europeo: Implementacion de una Agencia Europea de cooperacion de reguladores (ACER) encargada principalmente de los temas supranacionales y transfronterizos
<b>Obligaciones del servicio publico (OSP)</b>	Se pueden imponer OSP a las empresas: seguridad de abastecimiento, regularidad, calidad y precio del servicio, proteccion del medio ambiente	OSP: refuerzo a la proteccion de los consumidores	OSP: mayor refuerzo a la proteccion de los consumidores
<b>Medicion inteligente (Smart metering)</b>			Introduccion bajo reservas de estudios costo / beneficio positivo, sin fecha obligada
<b>Mercados regionales</b>			Papel reconocido " primer etapa a la liberalizacion total del mercado
<b>Cooperacion de GRT - espacio supranacional</b>			ENTSO-G (reconocimiento formal de GTE) "network codes", plan europeo decenal para el desarrollo de las redes de transporte
<b>Otras medidas</b>	Medidas de proteccion en caso de crisis repentina o amenaza. Posibles derogaciones a los compromisos "Take or Pay"  Excepciones para tener en cuenta la situacion de los mercados reconocidos como "emergentes" o "aislados"	Idem primer paquete	Idem primer paquete
<b>Transito</b>		Derogacion de la directiva "transito" gas con excepcion de los contratos antiguos realizados en conformidad con el art. 36  Transito asimilado a un ATR regulado para los nuevos contratos (> 01/07/2004)	Derogacion de la excepcion a los "contratos antiguos" por via de la derogacion con efecto apartir del 3 de marzo 2011 de la directiva 2003/55/CE
<b>Transposicion</b>	10 agosto 2000	1 julio 2004	3 marzo 2011 (7)

- (1) El tercer paquete incluye cinco textos: una directiva electricidad y una directiva gas que modifica las directivas gas y electricidad existentes, un reglamento gas y un reglamento electricidad que modifican los reglamentos sobre el comercio transfronterizo y un reglamento que implementa la agencia de cooperación de reguladores de la energía;
- (2) OU: Separación total de las actividades de transporte de las de producción/aprovisionamiento, posibilidad para los participantes minoritarios de producción/aprovisionamiento en el capital de GRT pero prohibición particularmente para una misma persona de formar parte de los órganos de decisión de una GT y de una empresa de producción/aprovisionamiento al mismo tiempo;
- (3) ISO: Las empresas verticalmente integradas (EVI) conservan la propiedad de sus activos de transporte (en "separación legal") pero su gestión es confiada a un operador de sistema independiente encargado de tomar las decisiones comerciales y de inversión;
- (4) ITO: Las EVI continúan siendo propietarias de sus activos de transporte (en "separación legal") bajo la condición de respetar las diferentes condiciones destinadas a garantizar la independencia de las GRT (mediante supervisory body; compliance officer; periodos de "cooling off" ex ante/ex post para los dirigentes de la GRT) El ITO es una suerte de "separación legal" súper reglamentada;
- (5) Estos también pueden obtener una derogación de los OU durante un periodo determinado, art. 36;
- (6) Poder de decretar e imponer medidas apropiadas, proporcionadas y necesarias para promover una competencia efectiva y asegurar un buen funcionamiento del mercado (incluyendo la posibilidad de

imponer liberaciones de gas programadas); poder para infligir sanciones (hasta 10% de la cifra de ingresos del GRT o de la EVI), poderes mayores en caso de ITO sobre, por ejemplo,, plan decenal de GRT , acuerdos financieros entre GRT y EVI, etc.;

(7) Excepciones: “reglas relativas a la OU (3 marzo 2012, con posibles derogaciones a ciertas medidas hasta el 3 de marzo 2013, art. 9 de la Directiva “disposición relativa a la certificación de los países terceros (3 marzo 2013, art. 11 de la Directiva).

En la práctica, la liberalización se realizó en cuatro etapas:

- elegibilidad progresiva de los consumidores. Cada consumidor puede elegir libremente a su proveedor desde el 1 de julio de 2007 (en un principio, solo los grandes consumidores eran “elegibles”;
- acceso de terceros a las redes de transporte-distribución (ATR o Third Party Access). Las redes son consideradas como infraestructuras esenciales (“essential facilities”) y todos los agentes del mercado pueden utilizar las redes mediante el pago de los peajes fijados por una comisión reguladora. La apertura a la competencia no tendría ningún efecto si cada agente tuviera que construir su propia red, habida cuenta del elevado costo de una red de transporte-distribución. Estas redes son, por lo tanto, administradas por los “gestores de redes” (GRT o GRD) que son independientes de los operadores históricos, al menos en el plano jurídico, y deben comportarse virtuosamente sin discriminar entre los demandantes de acceso;
- acceso facultativo a la molécula de gas vía un sistema de re direccionamiento del gas (“gas release”) cuando el regulador estima que los competidores del operador histórico no tienen acceso a suficiente gas para hacer jugar la competencia. El operador histórico es en este caso obligado a vender en subasta una parte del gas que ha importado para que la falta de acceso al gas de los entrantes no constituya una barrera a la entrada en la industria. Este sistema de “gas release” es en general aplicado en ocasión de fusiones-adquisiciones, para limitar la parte de mercado del operador que se fusiona;
- implementación de un mercado *spot* de gas en diversos puntos de inyección de gas. Estos intercambios entre operadores se realizan en general en las interconexiones gasíferas (“hubs” o “PEG’s”, puntos de intercambio de gas);

Muchas preguntas se plantean a propósito de este proceso de liberalización:

- la desintegración vertical de las distintas actividades es colectivamente eficaz?;
- que tarificación se debe aplicar para el acceso a las “infraestructuras esenciales”. Las terminales metaneras y los sitios de almacenamiento deben ser considerados como infraestructuras esenciales, igual que las redes de transporte y distribución?;
- cual es el papel del regulador? Sus misiones se limitan al control de las actividades reguladas o también debe preocuparse de las actividades en competencia? Si la última pregunta se responde por la afirmativa, como se articulan entre si estas competencias con las de las autoridades de defensa de la competencia o del juez europeo?;
- el precio pagado por el consumidor final tiene que estar regulado cuando se trata de clientes domésticos? Si es así, que lógica tarifaria se debe emplear?

#### 4.4.1 Integración o desintegración vertical?

De acuerdo a los trabajos de Spengler (1951), la integración vertical de las actividades permite evitar el problema de la duplicación de los márgenes. En ausencia de la integración vertical entre las actividades aguas arriba (producción – transporte) y las actividades aguas abajo (distribución – abastecimiento), el precio en el mercado final acumula sucesivamente dos márgenes, el margen de la actividad aguas arriba y el margen de la actividad aguas abajo. La integración vertical permite internalizar un efecto externo negativo, reduce los costos de transacción, reduciendo así el precio a nivel del consumidor e incrementando el bienestar colectivo. Pero esta integración vertical también puede tener efectos negativos si refuerza el poder sobre el mercado que ejerce la firma integrada, la que eliminando a sus rivales puede incrementar sus precios de venta. El problema no se reduce a que la empresa integrada sea pública y fija sus precios buscando maximizar el bienestar colectivo. El problema es si la empresa integrada es privada y maximiza su beneficio.

La desintegración vertical de las actividades busca diferenciar por un lado las actividades que por sus características intrínsecas pueden desarrollarse en un ámbito de competencia (para ello hay que evitar que ciertas firmas no abusan de su posición dominante), de aquellas actividades, llamadas de redes, que constituyen monopolios naturales y deben ser reguladas.

Para la concepción estructuralista de la Escuela de Harvard, es necesario evitar la “posición dominante” para eliminar el poder de mercado a nivel de las actividades en competencia. Ello implica diluir el poder de mercado de diversos operadores presentes en la producción, importación, o comercialización de gas natural y el criterio de referencia es el HHI (Hirschmann-Herfindhal Index), obtenido como la suma de las partes de mercado de cada empresa interviniente, elevada al cuadrado. Este indicador puede variar entre menos de 1000 y 10000, y se considera generalmente que el mercado está concentrado cuando supera los 2000. Es función del regulador la de fijar un techo a la parte de mercado de los operadores, utilizando por ejemplo el sistema de “re direccionamiento de gas”.

Para la concepción industrial de la Escuela de Chicago, la concentración puede tener efectos benéficos gracias a las economías de escala que induce y a la “selección natural” de las firmas que provoca. Lo más importante no es entonces la cantidad de operadores presentes sobre el mercado (en el límite puede existir competencia entre dos operadores, con la condición que no se pongan de acuerdo entre ellos) sino la garantía que no existen barreras ni a la entrada ni a la salida de la actividad en cuestión. La teoría de los “mercados contestables” de Baumol, Willig y Panzar, considera que la política de la competencia debe apuntar a la lucha contra el abuso de posición dominante (y no contra la posición dominante en sí misma). Este abuso de posición dominante puede tomar tres formas principales: 1) la colusión, es decir el entendimiento entre firmas para fijar precios comunes o repartirse el mercado vía una lógica de exclusividad territorial; 2) la predación, es decir la fijación de un precio de venta inferior al costo de producción para evitar la entrada de un potencial competidor y 3) la forclusión, que consiste para quien es dueño de una infraestructura esencial a rechazar el acceso a sus competidores sin razón objetiva o a permitir este acceso en condiciones discriminatorias, para encarecer el costo de sus rivales.

El concepto de infraestructura esencial proviene de la jurisprudencia americana fundada en los artículos 1 y 2 de la Sherman Act (ley de 1890 votada por el Congreso para limitar el abuso de posición dominante de la Standard Oil de Rockefeller). Esta ley condena las colusiones y las restricciones a la competencia basadas principalmente en el rechazo del acceso a la redes. En el derecho comunitario, la Comisión de Bruselas utilizó por primera vez este concepto en 1992 en relación al puerto irlandés de Holyhead, definiendo esta infraestructura como “una instalación sin la cual los competidores no pueden proveer de servicios a sus clientes”. Los tribunales precisaron que “en razón de las características particulares y, especialmente, del costo prohibitivo de su reproducción y/o del tiempo razonablemente requerido para estos fines, no existen alternativas viables para los competidores potenciales que se encontraran, por esta razón, excluidos del mercado” (TPICE, 15 septiembre 1998). La posición de Bruselas es clara: cualquier operador de una instalación esencial que utiliza su posición con el fin de reforzar su poder de mercado, asignando a sus competidores un acceso a las redes en condiciones menos favorables que las que se acuerda a si mismo, infringe el art. 86 del Tratado de Roma. Esta es la razón por la cual Bruselas insiste en la necesidad que hay que separar las actividades de redes de otras actividades (separación contable, jurídica y patrimonial).

Tenemos que destacar que son los costos irrecuperables o hundidos (“sunk costs”) y no las economías de escala las que impiden a algunas empresas a entrar en el mercado. Dado el elevado costo de la red, algunas firmas dudan en invertir ya que no saben si la red podrá ser luego manejable, y por lo tanto es necesario que el acceso a las redes existentes sea abierto a todos siguiendo reglas “objetivas, transparentes y no discriminatorias”.

Una red es en general generadora de los llamados “efectos de club” en el sentido que le da J. Buchanan (1965). El usuario de la red ve aumentar su satisfacción en la medida que la cantidad de usuarios crece, sin que por ello haya que pagar más caro. Esto se mantiene cierto en la medida que la red no llegue al punto de saturación. El desarrollo y la creciente interconexión de los gasoductos europeos ofrece a los diversos productores como a los diversos consumidores oportunidades suplementarias de negocios, y ello es colectivamente beneficioso.

Una red es también generadora de “economías de envergadura”. En la medida que crece la interconexión, la oferta de servicios vinculada esta red aumenta, lo que contribuye a mejorar la satisfacción de los usuarios, sin que tengan que pagar más caro por ello. Generalmente, Katz y Schapiro<sup>8</sup> definieron las externalidades de las redes como situaciones en las cuales el nivel de satisfacción de los usuarios aumenta con el número de adherentes a la red. El problema consiste en saber cual es el número óptimo de usuarios, a partir de que umbral la red es rentable y a partir de que otro umbral la satisfacción de los clientes comienza a disminuir, debido a las congestiones observadas o previsibles. La duplicación de las redes en este punto comienza a revelarse necesaria, El modelo de Noam<sup>9</sup> se esfuerza por responder a estas preguntas(ver Cuadro 4.5).

---

<sup>8</sup> Katz, M. y Shapiro, C. : “Technology adoption in the presence of network externalities”, in Journal of Political Economy 94 n4, p. 822-884,1986.

<sup>9</sup> Noam, in Communication at Strategies (IDATE), p. 43-72, 1991

## **CUADRO 4.4**

### **Integración Vertical: el estado del arte<sup>10</sup>**

#### **Definición y objetivos de la integración vertical**

La definición de la integración vertical toca a la cuestión de las fronteras de la empresa, planteada por primera vez en el artículo fundador de R. Coase (1937). Este se pregunta ya en 1937 sobre la justificación de la existencia de estas firmas, comprobando que no puede ser totalmente explicado por razones tecnológicas. Hace la siguiente pregunta: porque todas las transacciones no pasan por el sistema de precios de mercado?

Coase adelanta dos razones: 1) hay igualmente costos a pasar por el sistema de mercado: los “costos de transacción” 2) apoyándose en el análisis de Herbert Simon (1951), adelante que existe un mecanismo de coordinación propio de las firmas para regir las transacciones “internas”: la relación de autoridad.

La integración vertical consiste para una empresa en controlar varios estadios sucesivos de un proceso de producción y/o de distribución de un producto. Este control se ejerce en la medida que:

- la totalidad de la producción aguas arriba constituye una parte o el total de la cantidad de un producto intermedio utilizado en la fase aguas abajo;
- la totalidad de un producto intermedio utilizado en la fase aguas abajo es obtenida total o parcialmente de la producción aguas arriba.

De esta forma, la integración vertical consiste en remplazar los intercambios contractuales por transacciones internas en la firma. Esta substitución puede hacerse desarrollando las actividades aguas arriba o aguas abajo su actividad actual, ya sea adquiriendo a uno sus principales proveedores o a uno de sus principales compradores.

Para el derecho de la competencia, la toma de control es efectiva desde el momento en que la firma A esta en condiciones de ejercer una influencia decisiva sobre la política comercial de una empresa B. Una toma de participación minoritaria puede de esta forma constituirse en una toma de control si el resto del accionariado esta atomizado o si el accionista minoritario dispone de un derecho de veto sobre la estrategia comercial de la empresa – objetivo (por causa por ejemplo de un pacto de accionistas o de una relación contractual importante y a largo plazo).

La integración vertical sirve a dos tipos de objetivos:

- Económicos: reducción de costos mediante economías de escala, economías de envergadura (búsqueda de la eficacia tecnológica), y también economías de costos de transacción (eficacia organizacional);
- Estratégicos (búsqueda de poder de mercado):

---

<sup>10</sup> Laurent David, GDF - SUEZ

- \* ser mas competitivo evitando el fenómeno de la duplicación de los márgenes;
- \* incrementar los costos de sus competidores:
- \* introducirse en un nuevo mercado procurándose un portafolios de clientes;
- \* asegurarse el acceso a los recursos

### **El análisis de la integración vertical por la teoría de los costos de transacción:**

La teoría de los costos de transacción se basa en dos hipótesis fundadoras:

- racionalidad limitada de los agentes (en la línea de Herbert Simon) e incertidumbre no probabilizable: en consecuencia los contratos son, por esencia, incompletos;
- oportunismo de los agentes: se trata de una noción mas amplia que la de la selección adversa (falta por revelar las verdaderas características *ex ante*) o la del alea moral (falta por revelar las verdaderas características *ex post*). Los agentes se suponen oportunistas en la medida que son capaces de comportamientos estratégicos donde se mezclan el interés personal y engaños.

En virtud de estas dos hipótesis fundadoras, la teoría de los costos de transacción considera a los contratos como incompletos, es decir que resulta imposible para un tercero, como así también a las mismas partes, especificar todas las obligaciones de cada una de las partes contratantes relativas a todos los acontecimientos contingentes futuros. Esto no plantea ningún tipo de problemas para un gran conjunto de transacciones: las transacciones simples, puntuales y sobre todos aquellas que no comprometen activos específicos.

Por el contrario, cuando las transacciones comprometen *activos específicos* (ver 2.1.3) son complejas y se producen en forma recurrente, las partes se encuentran encerradas en una situación de monopolio bilateral, que las expone a comportamientos oportunistas por la otra parte. El oportunismo se traduce en este contexto de la siguiente manera: una de las partes busca apropiarse de una mayor parte del fruto de la transacción (la cuasi-renta *ex post*). El concepto de cuasi-renta propuesto por Alchian, Klein y Crawford (1978) muestra que el valor resultante del intercambio que compromete activos específicos es superior al valor de otras oportunidades de intercambio. En este contexto, la parte más expuesta a los comportamientos oportunistas de la otra prefiere la integración vertical.

El concepto de especificidad de los activos, desarrollado por estos autores, es un concepto clave del análisis transaccional. Los activos específicos durables son denominados específicos cuando no pueden ser reasignados sin costos sobre el mercado (por ejemplo, para la producción de otros bienes).

Existen diferentes tipos de activos específicos:

- la especificidad del sitio: los costos de instalación y/o relocalización de estos activos son muy altos;
- la especificidad de los activos físicos: son activos especializados para la producción de un componente. Es el caso cuando un proveedor acepta realizar inversiones en maquinas, respondiendo a una demanda especial de un cliente. La inversión es en este caso poco valorizable para otros usos o para otros clientes a causa de sus características físicas;



- la especificidad de los activos humanos: los conocimientos especializados necesarios para la transacción, comprenden los gastos realizados en formación por el proveedor para responder a la demanda específica de un cliente;
- la especificidad de los activos dedicados: se trata de inversiones en capacidades productivas generalizadas, que no se habrían realizado sin la perspectiva de vender una cantidad significativa de productos a un cliente específico;
- la especificidad de los activos de marca: comprende los esfuerzos realizados por los contratantes para mejorar su imagen y reputación;

El desarrollo de activos específicos por una o más de las partes contratantes, para realizar la transacción (por ejemplo inversiones en nuevos equipamientos para producir un nuevo producto), genera un excedente para los contratantes. Este excedente, que puede ser definido como la diferencia entre el beneficio generado por las inversiones específicas y el beneficio sin inversión específicas (la cuasi – renta en el sentido de Alchian y ali.) tiene como efecto vincular a los contratantes, porque estas inversiones no son reasignables sin costos.

Las infraestructuras gasíferas movilizadas para asegurar la conducción (transporte, almacenamiento y distribución) de la molécula de gas entre un productor o importador de gas y un proveedor de electricidad hasta el cliente final se pueden considerar como activos específicos que asocia a un proveedor de gas con un productor de electricidad. Luego de la liberalización del mercado europeo, estos activos deben permitir el acceso a terceros (cf. 4.4.2). A partir de ese momento, el productor de gas y el generador de electricidad ya no están en una posición de monopolio bilateral. El generador de electricidad ya no está expuesto a un comportamiento oportunista de parte del productor de gas, ya que como consecuencia de la posibilidad que un tercero tenga acceso a la red puede recurrir a otro proveedor.

En este contexto, la integración vertical entre un productor de gas y un generador de electricidad ya no tendrá como objetivo evitar una estrategia oportunista de parte del socio. Sin embargo, puede tener como objeto disminuir los costos de transacción inherentes a la participación en el mercado *spot* de gas.

#### **Alternativa a la integración vertical: los contratos de largo plazo**

Cuando las transacciones se realizan en un clima de fuerte incertidumbre, son recurrentes e involucran activos de un grado de especificidad medio – “transacciones mixtas” (Williamson, 1985) -, pueden presentar estructuras intermedias, que se ubican entre el mercado y la organización jerárquica, sostenidas por compromisos creíbles para que las relaciones de intercambio puedan realizarse en un clima de confianza. Los compromisos creíbles implican actos recíprocos, como puede ser la oferta de garantías por parte de la parte que no realiza inversiones a la parte que debe realizar las inversiones específicas, para justamente incitarlo a realizarlas.

Dado que los contratos son incompletos y como consecuencia del oportunismo de los agentes, los contratos de largo plazo no podrían estar basados en una cláusula general que especifique que el contrato será renegociado de buena fe por las partes. En presencia de oportunismo, los contratos deben estar basados en *compromisos creíbles*, obligando a las partes a respetar los términos del contrato. La credibilidad del compromiso de las partes depende de cláusulas de salvaguardia introducidas por los contratantes. Se trata de una programación privada de las transacciones buscando evitar recurrir a la justicia. Se puede pensar en cláusulas del tipo “Take or Pay” o en

cláusulas de renegociación que reflejan el resultado de la voluntad de las partes en estructurar su relación y dejar a la justicia fuera de sus negocios. Pueden ser escritas o informales y buscan estabilizar la relación contractual.

Para hacer creíbles sus intenciones, las partes pueden incorporar cláusulas de *penalidades y recompensas*. La parte que no desarrolla activos específicos puede también adelantar una garantía (cláusula "Take or Pay"). Otro tipo de cláusulas de salvaguardia que sirven de compromisos creíbles pueden ser las cláusulas de exclusividad del proveedor, de ventas vinculadas, de instancias de arbitraje...

### **Efectos estratégicos de la integración vertical**

#### *- Eliminación de la duplicación del margen*

Como recordamos en el párrafo anterior, el doble margen se produce en una cadena vertical cuando las firmas en presencia tienen la posibilidad de ejercer un poder de mercado. En cada eslabón, cada firma maximiza su beneficio teniendo en cuenta su competencia, pero sin considerar el comportamiento de las firmas aguas arriba o aguas abajo. La yuxtaposición de márgenes conduce a un precio final muy alto frente al que se habría obtenido maximizando la suma de los beneficios a lo largo de toda la cadena.

Si una firma aguas abajo y otra firma aguas arriba se integran verticalmente, el volumen óptimo puesto sobre el mercado final conducirá a un precio inferior. Desde el punto de vista del consumidor final, resulta mejor estar frente a un monopolio integrado verticalmente que frente a una cadena vertical de monopolios. Este efecto benéfico de la integración vertical puede ser compensado por los efectos estratégicos.

#### *- Efectos estratégicos: "incrementando el costo de los competidores" y "forclusion"*

La integración vertical de una empresa puede constituir un medio para incrementar el costo de abastecimiento de sus competidores aguas arriba (*raising rival's costs*) y reducir (o impedir) el acceso de sus competidores a los proveedores (*forclusion*). Entre los años 1950 y 1970, los economistas focalizaron sus análisis en las estrategias de *forclusion* que pueden realizar las firmas que se integraban. Solo los efectos nocivos de la integración vertical sobre la competencia eran destacados. Spengler (1950), puso el acento sobre dos efectos contradictorios de la integración vertical sobre el bienestar social. Spengler se ubica en el marco de un mercado monopolístico aguas arriba y duopolítico aguas abajo. En este caso, la firma integrada, único proveedor del *input*, puede bloquear totalmente el acceso al recurso de su competidor aguas abajo y captar toda la demanda posible del mercado aguas abajo. Como fue explicado anteriormente, la integración vertical mejora el bienestar social permitiendo una disminución del precio final en relación a la situación de monopolio por vía de la eliminación de la duplicación del margen. Pero también tiene un efecto negativo en el nivel del excedente, ya que conduce a la eliminación de la competencia en el mercado aguas abajo. Solamente el débil grado de homogeneidad de los bienes producidos puede atenuar este efecto. Si los bienes presentan una diferenciación horizontal (Hotelling, 1929) la firma integrada no puede, a un costo razonable, atender al conjunto de los consumidores de su competidor, que muestran una preferencia por la variedad.

La teoría de la forclusion fue muy criticada por la escuela de Chicago (Bork, 1978; Posner, 1976), con el argumento que la firma integrada no se beneficiaba necesariamente con la exclusión de sus competidores, en la medida que no incrementara sus partes de mercado. Por otra parte, podía estar interesada en continuar abasteciendo a sus competidores cuando estos valorizaban el *input* en mayor medida que lo hacía su comprador interno o cuando, como resultado de rendimientos decrecientes aguas arriba, la firma integrada presentaba un costo marginal superior al precio de los proveedores de la competencia (Salinger, 1988). De esta forma se hace difícil definir categóricamente los efectos de la integración vertical sobre la competencia: en la mayor parte de los casos parece neutra, o a favor de la competencia en vistas de las economías de costos que permite.

A mediados de los años 1980 (Salop y Scheffman, 1987; Ordover, Saloner y Salop, 1990) se desarrolla el enfoque post-Chicago. Ofrece nuevos esclarecimientos sobre los efectos de la integración vertical en la competencia, a partir de nuevas hipótesis sobre la estructura de los mercados y el comportamiento de las empresas. Estos autores destacan una nueva estrategia que la empresa integrada puede adoptar: la estrategia de incrementar los costos del rival (*raising rival's costs*). El modelo OSS (Ordover, Saloner y Salop, 1990) pone en escena dos duopolios sucesivos. Las firmas aguas arriba compiten a la Bertrand (en precios), tipo de competencia que tiene como efecto la anulación del margen en el mercado intermedio. Entonces, la integración vertical ya no tiene, como en los análisis que estudian las estrategias de forclusion, efectos benéficos sobre el bienestar social vía la eliminación de la duplicación de márgenes. Al contrario, la integración vertical permite a las firmas aguas arriba liberar un beneficio positivo, mientras que antes su beneficio era nulo como consecuencia de la competencia de precios. En la firma integrada, la entidad aguas arriba solo sirve a su filial, aguas abajo. La firma aguas arriba independiente se encuentra en una situación de monopolio en el mercado intermedio, lo que le permita aplicar precios más altos. La empresa integrada obtiene beneficios del aumento de precios en el mercado intermedio reduciendo la parte de mercado de su competidor sobre el mercado final y también conduce a mayores precios finales.

A mediados de los años 1990, la idea que la integración vertical conducía inevitablemente a una estrategia de *incremento de costos de sus rivales* por parte de la firma integrada es replanteada por algunos analistas. Estos destacan que la reacción de las empresas no integradas a la estrategia de la empresa integrada no debe ser despreciadas, ya que estas atenúan fuertemente el efecto de *incremento de costos de los rivales*. Mc Affee (1999) examina un efecto opuesto al de la teoría de crecimiento de costos de los competidores introduciendo en su modelo las reacciones estratégicas de otros proveedores a la integración vertical. La integración vertical, haciendo que el acceso al recurso sea más fácil, reduce la demanda de otros *inputs* (sustitutos); los proveedores de estos *inputs* tienden a partir de ello a disminuir sus precios, incitando a la firma integrada a hacer lo mismo. De esta forma, el conjunto de precios de los *inputs* disminuye en lugar de aumentar. Los efectos encontrados por Mc Affee dependen por supuesto del grado de sustitución entre los activos por un lado, y por el otro de la estructura del mercado aguas abajo. Si la empresa integrada tiene una fuerte parte del mercado aguas abajo, el efecto de la caída de la demanda sobre los precios de los *inputs* será tanto mayor. Sin embargo, para Hastings y Gilbert (2001), el análisis de Mc Affee es incompleto ya que deliberadamente aparta las incitaciones estratégicas a incrementar el costo de los competidores, ya que adopta la hipótesis que las empresas no compiten en el mercado aguas abajo.

Hastings y Gilbert (2001) distinguen dos efectos opuestos de la integración vertical sobre los precios de los bienes intermedios: un aumento vinculado al incentivo de la empresa integrada a incrementar el costo de sus competidores en el mercado aguas abajo y una baja debida a la disminución de la demanda de bienes intermedios debida a la eliminación de la duplicación de márgenes. Como uno de estos efectos prevalece sobre el otro dependerá de la estructura del mercado aguas arriba y de la posibilidad que esta deje a la empresa integrada para incrementar el costo de sus competidores. El modelo predice que los precios mayoristas están correlacionados positivamente con el nivel de concentración del mercado aguas arriba, a la parte de mercado de la empresa integrada y al grado de competencia en el mercado aguas abajo entre la firma integrada y las entidades independientes. Contrariamente al modelo OSS, las firmas aguas arriba compiten a la Cournot y no a la Bertrand. Por lo tanto y también contrariamente al modelo OSS, hay una ventaja a la integración vertical, como consecuencia de la eliminación de la duplicación de márgenes. El precio practicado aguas arriba no es elegido por la firma integrada, sino que es el resultado de un equilibrio ligado a la estructura del mercado. Sobre el mercado aguas abajo, dos firmas que venden productos diferenciados (en términos de marca) compiten a la Bertrand.

\*

Alchian Armen A. y Harold Demsetz: " Production, Information Costs and Economic Organization", in *American Economic Review*, nº 62, p. 777-795, 1972

Bork R, *The antitrust paradox*, Basic Books, New York, 1978

Hastings, Justine y Richard Gilbert, "Vertical Integration in Gasoline Supply: An Empirical Test of Raising Rival's Costs", in Working Paper 302, Department of Economics, University of California, Berkeley, 2001

Hotelling Harold, "Stability in Competition" in *Economic Journal* nº 39, p. 41-57, march 1929

Klein Benjamin, Robert G. Crawford y Armen A. Alchian, "Vertical Integration Appropriable Rents and the Competitive Contracting Process" in *Journal of Law and Economics*, nº 21, October, p 297-326, 1978

Mc Affee Preston R, "The Effects of Vertical Integration on Competing Input Suppliers" in *Economic Review*, Federal Reserve Bank of Cleveland, issue 0, pages 2-8, 1999

Ordover Janusz A., Garth Saloner y Steven Salop, "Equilibrium Vertical Foreclosure", in *American Economic Review*, nº 80, p. 127-142, 1990

Salinger Michael, "Vertical Mergers and Market Foreclosure" in *Quarterly Journal of Economics*, nº 103, p. 345-356, 1988

Salop Steven y David T. Scheffman, "Raising Rival's Costs" in *American Economic Review* nº 73, p. 267-271, 1983

Posner R.A., "Antitrust Law", University of Chicago Press, 1976

## CUADRO 4.5

### *El modelo de Noam (1992<sup>11</sup>) Tamaño crítico y externalidades de la red*

Este modelo fue concebido en un principio para analizar la industria de las telecomunicaciones. Retomamos aquí la presentación hecha por N. Curien<sup>12</sup>.

Se considera una red de tamaño  $n$ , entregando a cada usuario una utilidad  $u(n)$  función creciente de  $n$ , que traduce una externalidad positiva de club. Esta utilidad crece, sin embargo, a un ritmo decreciente. Si es  $c(n)$  el costo total de gestión de la red y  $c(n)/n$  el costo unitario de esta red. Dada la importancia de los costos fijos, el costo medio disminuye en una primer etapa (monopolio natural) y luego de un cierto umbral, vuelve a crecer. Supongamos que el costo unitario mínimo se ubica en  $n = n_0$ . Al principio, la satisfacción de los usuarios está limitada por la cantidad reducida de adherentes a la red y la intervención de los poderes públicos va a ser necesaria hasta que no se alcance la masa crítica (subvenciones públicas).

Noam define la masa crítica como el tamaño  $n_1$  por debajo de la cual la red no es viable en la medida que el precio a pagar  $C(n)/n$  es sensiblemente mayor que la utilidad  $u(n)$  que obtiene cada uno de los miembros de la red (es por lo tanto su disponibilidad a pagar). En el punto  $n_1$  tenemos la igualdad con  $u(n) = C(n)/n$ . Podemos ver que encontramos una igualdad idéntica en el punto  $n_4$  considerado como el "punto de salida" de la red ya que, se alcanza el punto de saturación y la explotación se vuelve cada vez más costosa que a la disposición a pagar de los usuarios.

Existe, según Noam, una situación privada óptima y una situación óptima colectiva que se sitúan ambas entre  $n_1$  (masa crítica mínima) y  $n_4$  (punto de salida).

El óptimo privado  $n_2$  se alcanza cuando cada adherente de la red maximiza su excedente  $S = u(n)/n - c(n)$ , lo que requiere que  $u'(n) = [c'(n) - c(n)/n] / n$ . En este punto  $n_2$  la pendiente de la tangente a la curva de costo medio es igual a la pendiente de la tangente de la curva de utilidad individual.

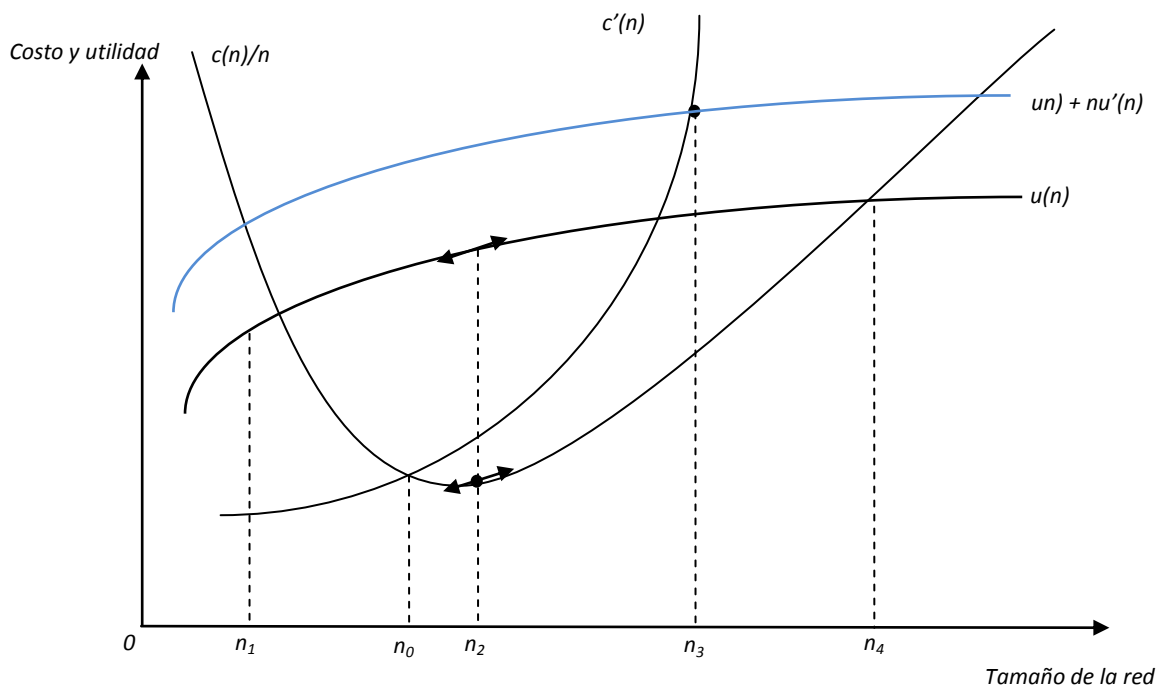
El óptimo colectivo  $n_3$  se alcanza cuando se maximiza el excedente colectivo. Este excedente  $W$  viene dado por  $W = nu(n) - c(n)$ , que requiere que  $u(n) + nu'(n) = c'(n)$ . Este punto  $n_3$  se obtiene en la intersección entre la curva de costo marginal  $c'(n)$  y la función de utilidad marginal colectiva  $u(n) + nu'(n)$ . El costo marginal  $c'(n)$  es el costo soportado por el operador de la red por la presencia de un usuario suplementario y la utilidad colectiva marginal es igual a la utilidad  $u(n)$  del último usuario conectado a la red aumentada por el incremento de utilidad  $nu'(n)$  de los usuarios ya conectados por la llegada del último adherente (externalidad positiva).

Entre  $n_1$  (masa crítica) y  $n_2$  (óptimo privado), es interés de los usuarios de la red compartir la expansión de la misma. Los nuevos entrantes aportan un beneficio neto positivo a todos los

<sup>11</sup> Noam E.M. "Network tipping and the tragedy of common network: a theory for the formation and breakdown of telecommunications systems", in *Communications et Stratégies* nº 1, 1er trimestre, p 43-72, 1991

<sup>12</sup> Curien N. « Économie des réseaux », Paris, La Découverte, « Repérés », 2005

miembros de la red, ya que el costo medio tiende a bajar. Podemos destacar que la dimensión que corresponde al óptimo privado es mayor que la que corresponde al mínimo del costo medio, como consecuencia de las externalidades positivas de la red. Mas allá de  $n_2$  los miembros de la red ya no tienen incentivos para aceptar la llegada de nuevos adherentes, en la medida que los costos de la red aumentan más rápidamente que la satisfacción retirada. La intervención de los poderes públicos vuelve a ser necesaria para pasar de  $n_2$  a  $n_3$ . Noam habla de “fase de crecimiento regulado” y la red debe crecer hasta que el beneficio marginal social se vuelva nulo (punto  $n_4$ ).



**Figura 4.7**

Este enfoque puede ser utilizado para explicar la expansión de la red de gasoductos. Al principio, es necesario una intervención pública (Estados o colectividades locales) para hacer rentable la construcción de las redes de transporte y distribución. Luego el crecimiento se autosostenido por los adherentes que tienen interés en la llegada de nuevos entrantes (economías de escala y de envergadura). Mas allá de un nuevo umbral, los poderes públicos deben intervenir nuevamente por que es de interés colectivo (ello puede favorecer la competencia aguas arriba y aguas debajo de la red). Finalmente al aproximarnos a  $n_4$  los costos de explotación comienzan a ser muy elevados como consecuencia de la saturación de la red; esta situación puede justificar la duplicación de la red.

#### 4.4.2 Tarificación para el acceso de terceros a la red (ATR)

Este tema se plantea para el acceso a las redes de transporte y distribución. Es más complejo cuando se incluye en el análisis las terminales metaneras y los sitios de almacenamiento:

Varios temas deben ser abordados en forma simultánea:

- Las tarifas de acceso (peajes) deben ser reguladas o pueden ser negociadas entre los operadores?;
- Las tarifas, en particular si son reguladas, deben ser fijadas según una lógica “cost-plus” o según una lógica “price-cap”?
- Estas tarifas deben ser tarifas que tengan en cuenta “la distancia” recorrida, del tipo “entrada-salida” o deben ser fijadas como una “estampilla postal”?
- La tarificación de realizarse según solamente la capacidad reservada sobre la red, o también hay que incluir un termino que tenga en cuenta las cantidades que transitan sobre la misma?
- Es necesario implementar un mercado secundario de capacidades reservadas?
- Cuales son los principales sistemas de ATR que se aplican en Europa?
- Las terminales metaneras y los sitios de almacenamiento deben estar también sometidos al acceso a terceros y, si así fuera, las tarifas de acceso deben ser reguladas o negociadas?

#### *A Tarifas negociadas o reguladas?*

La primera directiva europea preveía que las tarifas de acceso a las redes podían ser negociadas entre el operador histórico (OH), que gestionaba la red, y los entrantes, o reguladas, lo que equivale a decir fijadas por una comisión regulatoria. Alemania, que en ese momento no tenía comisión regulatoria, opto por tarifas negociadas. Los otros países europeos eligieron sistemas de peaje regulados. El riesgo con el sistema de peajes negociados es que quien gestiona la red de transporte (GRT), este tentado de aplicar el principio de exclusión por forclusion, es decir que introduzca barreras a la entrada fijando peajes superiores al costo de transporte (o de distribución). Para ello resulta suficiente que contabilice entre los costos de acceso a la red los costos que deben asignarse a su actividad comercial, lo que es fácil cuando el GRT es un servicio de un operador integrado. También puede bloquear la entrada, subestimando las capacidades disponibles sobre la red. Por esta razón, se decidió, en la cumbre de jefes de Estado y de Gobierno de 2002 en Barcelona, que estos peajes debían en adelante ser regulados siguiendo criterios “objetivos, transparentes y no discriminatorios”. En la practica, las tarifas han sido fijadas por la comisión regulatoria o por el Estado luego de recomendación de esta comisión. En Francia, por ejemplo, la CRE realizo propuestas al ministerio a cargo de la energía, que dispone de dos meses para aprobar o rechazar las tarifas propuestas. El ministro no puede modificar el sistema propuesto sino que solamente puede pedir a la CRE que revise su propuesta. Si el ministro no responde dentro de los dos meses establecidos, las propuestas de la CRE se aplican de pleno derecho. La CRE también puede rechazar el pedido ministerial de revisar su propuesta, lo que crearía una situación jurídica problemática, ya que se mantendría la incertidumbre sobre el sistema que debería entrar en vigencia. Sin duda, se continuará aplicando el ultimo vigente...

Los peajes negociados pueden ser óptimos? Baumol y Sidak aportaron una respuesta positiva a esta pregunta en 1995 con el sistema ECPR (Efficient Component Pricing Rule). Los cargos de acceso optimo resultan de la suma del costo incremental medio y el costo de oportunidad soportado por el GRT (OH) por la entrada de un competidor. El costo

incremental medio corresponde al costo adicional sufrido por el GRT por el uso de la red para el nuevo entrante (en el caso se trata de un costo variable). El costo de oportunidad es la pérdida de beneficio soportado por el OH (que también es el GRT) por la pérdida de un cliente aguas abajo, ya que este cliente ha sido recuperado por el nuevo entrante.

El costo incremental medio constituye un precio-piso para el GRT si se tienen en cuenta los costos fijos de la red como “costos hundidos” (“sunk costs”). El costo de abastecimiento aislado (“stand alone cost”) representa el costo que soportaría el entrante si debiera construir su propia red. Es el precio-techo de la negociación pero que, a criterio del regulador, constituye un índice de forclusion. La regla llamada de “Faulhaber-Sharkey” impone que existan dos límites al peaje:

$$\text{“costo incremental”} < \text{peaje optimo} < \text{“costo de abastecimiento aislado”}$$

Para un entrante, el hecho de verse obligado a construir su propia se traduce un comportamiento de “by-pass” y puede explicarse por peajes negociados prohibitivos. Estos es cierto si la red, gestionada por el OH, no se encuentra saturada. En caso de saturación, o cuando el progreso técnico permite reducir fuertemente el costo de las inversiones, e incluso de suprimir la existencia de un monopolio natural (es el caso de las redes hertzianas para los operadores de telefonía móvil, donde cada uno es propietario de su red), la duplicación de la red se ve justificada.

Sea un operador histórico  $X$ , que gestiona una red de transporte – distribución  $AB$  y proveedor en el mercado aguas abajo a través del circuito  $BC$  ( $X$ ). Un entrante  $Y$  se incorpora al mercado utilizando el circuito  $BC$  ( $Y$ ) que requiere, para alimentar a su clientela, el uso de la red  $AB$  considerada como una infraestructura esencial sometida a ATR (ver figura 4.8).

Sea  $Q_1$  la cantidad de gas transportada y vendida por el operador histórico  $X$  antes de la llegada del entrante. Sea  $Q_2$  la cantidad vendida por el entrante en el mercado aguas abajo. Sea  $C_1$  el costo incremental medio sobre la red  $AB$ ,  $C_2$  el costo incremental medio del circuito  $BC$  ( $X$ ) y  $C_3$  el costo incremental medio del circuito  $BC$  ( $Y$ ). Sea  $R$  el ingreso percibido por el GRT para cubrir los costos fijos de la red  $AB$  y  $p$  el precio del kWh del gas a nivel del consumidor final.

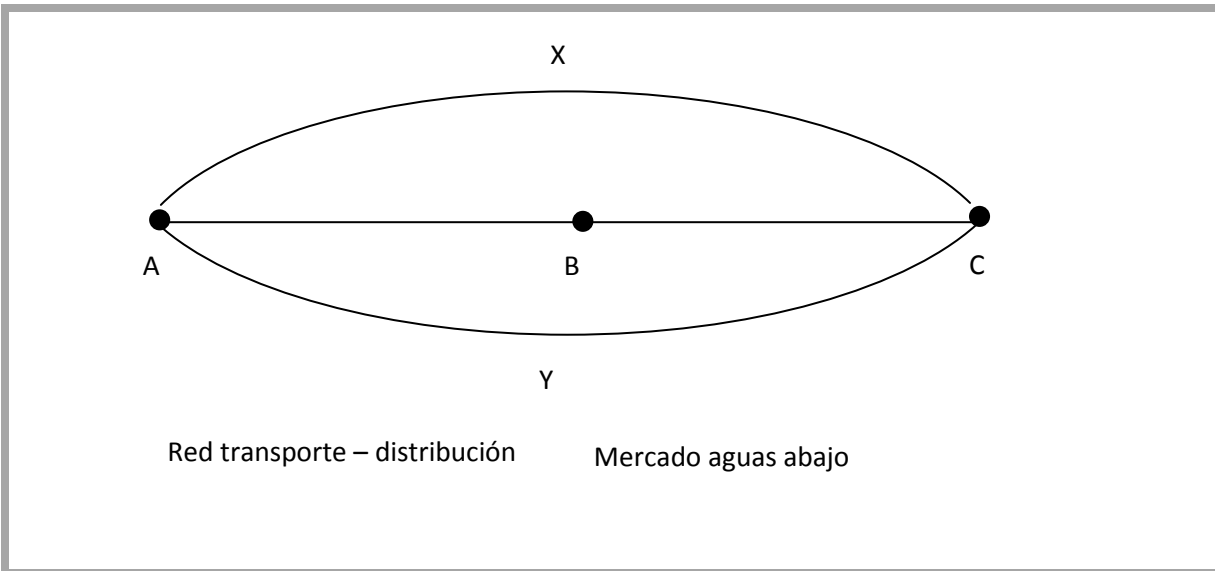
Para financiar estos costos fijos, el operador de la red  $X$  dispone de los ingresos siguientes, en ausencia del entrante:

$$R = Q(p - C_1 - C_2)$$

La regla ECPR implica que el monto de los peajes recargados al entrante  $Y$  que va a usar la red sea igual a:

$$T = Q_2 C_1 + Q_2 (R/Q_1)$$





**Figura 4.8**

Los ingresos percibidos por el operador  $X$  son, luego de la entrada de un competidor aguas abajo, los siguientes:

$$R = (Q_1 - Q_2)(R/Q_1) + Q_2C_1 + Q_2(R/Q_1) - Q_2C_1$$

$(Q_1 - Q_2)(R/Q_1)$  representa los ingresos debidos a  $Q_1$  luego de deducir los costos incrementales debidos a  $Q_1$ ,  $Q_2C_1 + Q_2(R/Q_1)$  es el peaje para ATR y  $Q_2C_1$  los costos incrementales producidos por  $Q_2$  en la red.

Si el entrante  $Y$  es más eficaz que el operador histórico  $X$ , entonces  $C_3 < C_2$ , va a tener un beneficio  $\pi$  que se puede expresar como:

$$\pi = Q_2p - [Q_2C_1 + Q_2(R/Q_1)] - Q_2C_3$$

$$\pi = Q_2 [p - C_1 - R/Q_1 - C_3], \text{ reemplazando } R \text{ por su valor obtenido arriba } (R = Q_1(p - C_1 - C_2):$$

$$\pi = Q_2 [C_2 - C_3]$$

El beneficio del entrante será positivo si es más eficaz que el operador histórico en el mercado aguas abajo, expresado como  $C_3 < C_2$ .

Este sistema EPCR, tiene de acuerdo a sus autores, dos méritos. Respeto al mismo tiempo:

- 1) el principio de indiferencia: el operador histórico  $X$  es indiferente a la entrada o no de un competidor ya que su beneficio no se modifica. Por lo tanto no buscara bloquear la entrada sobre su red;

- 2) el principio de eficacia: cualquier entrante potencial debe ser mas eficiente que el operador histórico en el mercado aguas abajo ya que necesita indemnizar al OH por el beneficio perdido y al mismo tiempo ganar dinero al capturar a su cliente;

Sin embargo, también tres críticas son efectuadas al sistema EPCR:

- este sistema no produce incentivos para el operador histórico (OH) ya que mantiene el mismo beneficio y por lo tanto se beneficia de una renta aunque no sea eficaz desde el inicio;
- es difícil diferenciar lo que se atribuye a los costos de la red de los costos de abastecimiento en el mercado aguas abajo y el OH puede tener incentivos para contabilizar en el peaje ATR los peajes que corresponden a su actividad comercial; esto puede penalizar a sus competidores, que pueden soportar una parte de estos costos sobre las tarifas del peaje;
- cualquier cliente capturado por el entrante no es necesariamente un cliente perdido por el OH y es abusivo contabilizar como costo de oportunidad un “beneficio perdido” inexistente. El entrante puede capturar clientes nuevos que no estaban en la cartera del OH, gracias particularmente a una política comercial agresiva. Cualquier cliente ganado por el entrante no es necesariamente un cliente perdido por el OH.

Este sistema EPCR ya no es mas pertinente, porque el sistema de la separación, al menos legal, de las redes de transporte y distribución se ha transformado en la norma, por otra parte, los bajos márgenes constatados a nivel de la actividad de comercialización del gas, atenúan fuertemente el interés de un enfoque de este tipo. Este modelo conserva sin embargo un interés académico y provee argumentos a aquellos que se oponían a la separación de las actividades de redes.

#### **CUADRO 4.6**

##### **Las restricciones físicas y económicas de una red de gas**

El transporte y la distribución de la electricidad están sometidos a las leyes de Kirchoff. El transporte y la distribución del gas natural están sometidos a las leyes de Renouard – Panhandle (ver Y. Mainguy)<sup>13</sup>.

En uno de los extremos de la red, el gas es inyectado en alta presión y en el otro extremo es retirado a presión atmosférica en una multitud de quemadores. Si el flujo es regular, la cantidad extraída es igual a la cantidad inyectada, pero la velocidad de salida es más alta que la de entrada, porque la presión es menor a la salida que a la entrada. La caída de la presión y el incremento de la velocidad es continua a lo largo de todo el recorrido, y la diferencia de presiones en dos puntos de la red es conocido como “perdida de carga”. Esta perdida de carga se debe por un lado a la inercia y a la capacidad de expansión del gas, a su régimen de evacuación y al rozamiento contra los tubos

<sup>13</sup> Y. Mainguy, “L’Economie de l’Energie”, Dunod, 1967

por el otro, como lo explica Y. Mainguy (*op. cit.* p. 273). El estudio de la dinámica de los fluidos permite emplear, entre dos puntos de un gasoducto, la noción de pérdida de carga cuadrática o diferencia del cuadrado de las presiones entre estos dos puntos.

La fórmula que se emplea generalmente es la de Renouard (una ecuación semejante fue propuesta por Panhandle):

$$P^2 - p^2 = k L Q^2 D^{-5}$$

Donde  $P$  es la presión aguas arriba,  $p$  la presión aguas abajo,  $L$  la distancia entre los dos puntos,  $Q$  el flujo de gas,  $D$  el diámetro del gasoducto y  $k$  un coeficiente que depende de diversos parámetros técnicos (coeficiente de rozamiento, factor de compresibilidad, etc.).

El costo total es una función de  $L$  y de  $D$ , y  $D$  es una función de  $L$  y de  $Q$ . Este costo se puede expresar, según Y. Mainguy, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$C = mLD^{3/2}$$

Donde  $m$  representa un parámetro económico. De acuerdo a la ley de Renouard, se puede escribir:

$$C = kL^{1/3}Q^{0,6}$$

De donde se puede obtener un costo unitario por metro cubico transportado igual a:

$$C/Q = kL^{1,3}D^{-0,4}$$

Se verifica que este costo crece con  $L$  y disminuye con  $Q$ .

Mas allá de una cierta distancia, se impone una recompresión del gas transportado. Las estaciones de compresión deben ser equidistantes (alrededor de cada 100 km. Para una red de transporte). Si  $l$  es la distancia que separa a dos estaciones consecutivas y  $t$  la tasa de recompresión dada por  $t = P_0/p$  (donde  $P_0$  representa la presión inicial y  $p$  la presión de extracción). Si  $Q_1$  es la cantidad de gas transportada por hora sobre esta distancia con una presión inicial  $P_0$ , el costo total se puede expresar por dos elementos: el costo de conducción y el costo de compresión.

Si el diámetro del gasoducto es constante y esta dado por  $D$ , se obtiene:

$$CT = l f_1(D) + Q_0 f_2(t)$$

Es recomendable minimizar la función  $CT$  con la restricción de la pérdida de carga  $kLQ_0^2D^{-5}$ . Es un problema clásico de minimización bajo restricciones. Las estaciones de compresión tienen un costo que depende del "gas combustible" que es consumido para su funcionamiento.

En la practica, una red de transporte esta formada por varias secciones y puede ser esquematizada por un grafico conexo donde los  $n$  picos ( $i = 1, \dots, n$ ) representan los "nodos" de la red, es decir los puntos de interconexión entre secciones, y donde los bordes representan las distintas secciones. Una red será arborescente si esta compuesta por  $(n-1)$  bordes (o arcos). Existe entonces uno y solo un camino para vincular un nodo  $i$  cualquiera con un nodo  $j$ . Una red será mallada si la cantidad

de arcos o bordes es superior a  $(n-1)$ . Existe entonces al menos dos nodos que se pueden comunicar por mas de un camino. Cuanto mayor es el número de bordes respecto de los nodos, mas mallada es la red. Evidentemente, el gas puede viajar en ambos sentidos en el seno de estos bordes. La “ley de los nodos” y la “ley de las mallas” hacen que la cantidad de gas extraída y la cantidad de gas inyectada tienen que ser iguales, teniendo en cuenta las perdidas posibles y el gas consumido en las estaciones de compresión. Para compensar las perdidas de cargas entre “nodos proveedores” y “nodos consumidores” es posible utilizar dos métodos, como lo señala J. Bergougnoux (nota CRE, noviembre 2000).

- recompensar en cada nodo consumidor solo el flujo extraído en ese nodo;
- compensar las perdidas de carga arco por arco de forma de llevar la presión en la red a la presión nominal de la red en cualquier nodo.

Estos dos métodos conducen al mismo costo total de recompresión siempre que los flujos inyectados y extraídos verifiquen la “ley de los nodos”.

Para recuperar estos costos (conducción y compresión) se puede emplear una tarificación llamada a la distancia, que toma en cuenta la distancia que separa el lugar de inyección del lugar de extracción, o una tarificación nodal que consiste en diferenciar los precios según los nodos considerados. Una tarificación nodal permite tener en cuenta de mejor forma los costos de congestión y proporciona incentivos a los proveedores a inyectar su gas de forma mejor distribuida sobre la red. La tarificación entrada-salida es una versión simplificada de la tarificación nodal, que consiste en diferenciar solamente los puntos de entrada y de salida del gas sobre la red considerada como un “lago”, pero sin discriminar los precios según los nodos existentes en el seno de esta red.

### ***B Lógica “cost-plus” o lógica “price-cap”?***<sup>14</sup>

El sistema de cost-plus consiste en fijar los peajes (regulados) en función de los costos fijos (CAPEX) y de los costos variables (OPEX) soportados por el operador de la red, incluyendo una tasa de rentabilidad normativa del capital invertido. La tarifa puede ser anual o plurianual y debe tener en cuenta las variaciones causadas por la inflación. En la practica, el regulador va a calcular la base de activos regulados (BAR) y aplicar a esta BAR una tasa de rentabilidad que con la que se definirá el monto de los “ingresos autorizados” que podrá recuperar el operador que gestiona la red (GRT). Habida cuenta de las capacidades suscriptas estimadas, se podrá calcular un peaje de acceso por  $m^3/día$  o MWh/día. Una cuenta de regularización de los cargos y productos (CRCP) permitirá a fin del año volver a calcular los peajes para el año siguiente, realizando los ajustes al alza (si los ingresos recuperados han sido menores que los previstos) o a la baja (si los ingresos han sido mayores).

La decisión de aplicar un sistema de “cost-plus” plantea dos cuestiones:

---

<sup>14</sup> Ver también 2.4.3

- el problema de la asimetría de la información entre el regulador y el regulado (GRT). El regulador no conoce con precisión el monto de los costos de la red y puede presumir que el regulado infló artificialmente sus costos. Un enfoque comparativo (benchmarking) permite al regulador comparar los costos del GRT nacional con los costos de otros GRT extranjeros y de esta forma mejorar su información;;
- el problema de los incentivos para reducir los costos: el GRT puede no tener incentivos para reducir sus costos ya que tiene la garantía que los va a recuperar mediante los peajes. Puede incluso tener incentivos para sobreinvertir y de esta forma incrementar sus ingresos (efecto Averch-Jhonson; ver el cuadro en el capítulo 2) dado que cualquier aumento en su cuenta de BAR, incrementa automáticamente el monto de ingresos a recuperar por peaje.

Esta es la razón por la cual, luego de los trabajos de S. Littlechild, algunos reguladores se esfuerzan por introducir una tarificación del tipo “price-cap”. En este caso, el regulador *ex-ante*, fija el techo del peaje que evoluciona a lo largo del tiempo en función de dos parámetros: la tasa de inflación (RPI que en inglés significa Retail Price Index) y un factor de eficacia normativo  $X$  que obliga al operador de la red a realizar ganancias de productividad año tras año, en un periodo plurianual que generalmente es del orden de cuatro a cinco años. El GRT deberá demostrar que el techo de precios es demasiado bajo si estima que no podrá recuperar todos sus costos. La carga de la prueba es en cierta forma revertida del regulador al regulado. Si el GRT logra reducir sus costos más allá de lo previsto en la fórmula, tendrá un beneficio suplementario generado, al menos hasta un cierto límite, lo que incentiva a realizar ganancias de productividad. Si el beneficio adicional obtenido excede un umbral predefinido, el regulador puede imponer al operador que este sea compartido entre el regulado y el consumidor final (bajo la forma de una reducción adicional del peaje de acceso a la red). Se trata en los hechos de un sistema de limitación de los ingresos “revenue cap” que busca introducir un techo a los ingresos anuales (o a los beneficios) del operador de la red.

La formula utilizada para el price-cap es de la forma:

$$P_t = P_{t-1}(1 + RPI - X)$$

donde  $P_t$  y  $P_{t-1}$  son los peajes fijados para los años  $t$  y  $t-1$  respectivamente,  $RPI$  la tasa de inflación anticipada y  $X$  el facto de productividad impuesto por el regulador.

En caso de existir beneficios extraordinarios (“windfall profits”) el precio de las acciones del regulado podrá subir en la Bolsa de Valores y el regulador podrá inferir que fijó los peajes en un nivel probablemente demasiado alto o exigió ganancias de productividad demasiado bajas.

La Comisión de Bruselas impone actualmente a los reguladores nacionales la introducción, al menos parcialmente, un incentivo de este tipo en la fijación de los precios del peaje ATR, reconociendo siempre que se debe asegurar una rentabilidad mínima en las actividades de la red si se pretende que estas redes sean bien mantenidas y desarrolladas.

Tabla 4.8 Tarificación ATR (peajes regulados)		
IMPACTOS	COST-PLUS	PRICE-CAP *
Tipo de eficacia?	Eficacia asignativa (bienestar colectivo)	Eficacia productiva (minimización del costo del GRT)
Tarificación con incentivos?	NO (efecto AVERCH-JHONSON sobreinversiones)	SI
Rentas posibles para el GRT?	NO	SI
Efectos sobre los cargadores?	- Incertidumbre en la evolución de los costos y por lo tanto de los peajes - Beneficio en caso de reducción de costos	- No hay incertidumbre en la evolución de los peajes - En principio no hay beneficios en caso de reducción de costos
Efectos para los accionistas?	- Rendimiento garantizado (tasa de rentabilidad aplicada a una BAR, base de activos regulados) - No hay riesgos a nivel de las remuneraciones - No hay rentas	- Incertidumbre sobre la rentabilidad de los activos y por lo tanto riesgos - Posibilidad de generación de rentas ("windfall profits") si se reducen costos
Efectos para el regulador?	- Asimetría de información a nivel de los BAR - Fija la tasa de rentabilidad	- Asimetría de información a nivel de las potenciales ganancias de eficacia del GRT - Fija la evolución de los peajes a lo largo del tiempo

- ❖ En algunos casos se utiliza un sistema de ingreso máximo (revenue-cap) (el regulador fija un techo a la evolución de ingresos por peaje)

### C Tarificación según distancias, entrada – salida o inclusiva?

La *tarificación según las distancias*, también llamada “punto a punto” consiste en fijar los peajes de acceso a la red teniendo en cuenta la distancia que separa el punto de entrada del punto de salida (inyección y extracción respectivamente). Un sistema de este tipo puede parecer bastante intuitivo sobre una red de gas: cuanto mayor es la distancia que separa al vendedor del consumidor, mayor será la contribución de la red de transporte y en consecuencia el peaje será más alto. Este sistema fue adoptado provisoriamente al principio de la liberalización por los operadores de la red, a la espera de las decisiones de los reguladores. La tarificación es de la siguiente forma:

$$T = pC (1 + k)$$

donde  $T$  representa la tarifa anual que recibirá el GRT,  $C$  la capacidad diaria máxima reservada por el cargador, en  $m^3/día$  o  $MWh/día$ ,  $p$  el peaje anual para reservar una capacidad de  $1 m^3/día$ ,  $k$  un parámetro mayor que 1, que expresa la distancia que separa el punto de inyección del punto de extracción. Se trata de una distancia “económica”, y no simplemente geográfica en kilómetros, ya que se debe tener en cuenta la naturaleza del terreno que se atraviesa (en Francia,  $k$  varía entre 1 y 49). Este sistema de tarificación no es, sin embargo, óptimo ya que la distancia comercial suscripta puede no corresponder con el camino físico tomado por la molécula de gas. En una red mallada, el gas de diversos orígenes es en general mezclado (con excepción del gas B en Francia y L en Bélgica) y de repente se posibilita la realización de *swaps*. Si la distancia comercial es superior a la distancia física, el cargador soportará fletes fantasmas ya que pagará por un trayecto comercial que el gas no ha recorrido físicamente. Por esta razón este sistema fue abandonado por el sistema de entrada – salida.

La *tarificación de entrada – salida* consiste en fijar los peajes en el punto de inyección y en el de extracción pero sin tener en cuenta en este caso la distancia que separa la entrada de la salida. Se considera la red como un “lago” en el cual la cantidad de agua inyectada y extraída es igual sin importar el lugar donde ha sido inyectada o retirada. En la práctica, se puede pagar para inyectar el gas que se almacenará o pagar por el gas que se retira del almacenamiento. Los peajes de inyección y de extracción son en general diferentes de acuerdo a los puntos de entrada y de salida de la red, lo que permite tener en cuenta eventuales congestiones y crear incentivos a los cargadores para entrar o salir de la red en los puntos menos congestionados. Es posible también escindir la red en varias secciones cuando esta es particularmente amplia. Existían 3 zonas al norte del Loire, en Francia, y 1 al sur al sur del Loire en la red operada por GRT gas. Luego del 2009 solo quedan 2 secciones (una zona norte y una zona sur). Cuando se pasa de una zona a la otra, se debe pagar un derecho de pasaje, lo que es lógico ya que cuanto mayor es la longitud de la red, se requiere prever la instalación de plantas compresoras. Establecer una única zona no sería óptimo desde el punto de vista colectivo: un cargador que quiera vender gas en Marsella podría tener incentivos para inyectar esta gas en Dunquerque, obligando al operador de la red a sobredimensionar sus instalaciones de transporte del gas que podría haberse inyectado directamente en un punto mas cercano de la red, en este caso Fos sur Mer. Al mismo tiempo, favorecer la inyección en Dunquerque y la extracción en Marsella, atravesando el país de norte a sur, puede incrementar la competencia gas-gas, aunque encarezca un poco el costo de transporte. Lo que el consumidor puede perder en concepto de peaje de acceso a la red de transporte será más que compensado por las ganancias que podría hacer en el precio de la molécula de gas por una creciente competencia entre proveedores. Esto funciona al menos a nivel de las hipótesis planteadas...

En el límite, una diferenciación mas fina de las tarifas de entrada – salida desembocará en un sistema de *tarificación nodal*.

La *tarificación inclusiva del tipo “estampilla postal”* es una tarificación del tipo entrada – salida en la cual el termino de inyección (o extracción, según el caso) es la misma en cada uno de los puntos – fuente de la red. Es una lógica de igualdad espacial que consiste en admitir la existencia de subsidios cruzados entre los diversos cargadores ya que este sistema no refleja los costos. Es un sistema muy utilizado sobre las redes eléctricas (por las leyes físicas de Kirchoff que no permiten seguir el camino físico de los electrones). También puede ser adoptada en el caso del gas cuando la red es la de un país de pequeña dimensión geográfica.

Cualquier sistema basado en la igualdad espacial de las tarifas (sistema inclusivo o sistema entrada – salida) genera subsidios cruzados. Solamente un sistema de tarificación según las distancias recorridas en la cual sean imposibles los swaps, estaría exenta de estos subsidios.

## D Tarificación de reserva de capacidad y/o de cantidades transportadas?

Este es un debate que ya fue abordado cuando se presentó el mercado americano (ver punto 4.2). Retomamos aquí una presentación realizada por L. David y J. Percebois en un documento de investigación del CREDEN en 2001<sup>2</sup>.

Un operador de redes tiene que satisfacer la demanda de  $n$  cargadores que quieren reservar capacidad firme sobre la red. Cada cargador paga una tarifa binómica:

- una parte por “capacidad” correspondiente al volumen diario máximo reservado;;
- una parte por “volumen” correspondiente a la cantidad realmente transportada por la red;

El peaje anual que debe pagar un cargador  $i$  es el siguiente:

$$T_i = p_1 k_i + p_2 q_i \quad (1)$$

donde  $k_i$  representa la capacidad máxima diaria contratada ( $\text{m}^3/\text{día}$ ) y  $q_i$  la cantidad realmente transportada por el operador  $i$  sobre la red a lo largo del año ( $\text{m}^3$ ). La relación entre el volumen anual transportado y la capacidad de punta se denomina “modulación” y se expresa en cantidad de días. Se trata de los días necesarios para consumir la cantidad anual  $q_i$  con un flujo correspondiente a la capacidad de punta  $k_i$ . Cuanto mayor es la cantidad de días mejor utilizada esta la capacidad de punta.

El parámetro  $p_1$  es el precio unitario de la capacidad diaria reservada y  $p_2$  es el precio unitario fijado para transportar la cantidad  $q_i$  de gas.

El operador de la red tendrá que afrontar costos fijos y variables, según la expresión siguiente:

$$C_t = c_t Q + c_k K$$

donde  $c_t$  representa el costo unitario del gas transportado,  $Q = \sum_{i=1}^n q_i$  el volumen global transportado durante el año ( $\text{m}^3$ ) por los  $n$  cargadores,  $K$  es la capacidad de punta de la red ( $\text{m}^3/\text{día}$ ) cuyo costo unitario es  $c_k$ . El beneficio total del transportista será:

$$\pi_t = \sum_{i=1}^n T_i - c_t Q - c_k K \quad (2)$$

Se supone que la tarifa de acceso es validada por el regulador y que se calcula de forma tal que  $\pi_t = 0$

---

<sup>2</sup> David L. y Percebois J. “Les enjeux du transport pour le gaz et l’électricité: la fixation des charges d’accès”, *Cahiers du CREDEN*, Universidad de Montpellier, mayo 2001 (33 paginas) Ver también David L. y Percebois J. in *Energy Studies Review*, 2004



Dada la diversidad de cargadores, la capacidad máxima de la red es inferior (o igual si todos los cargadores tienen una punta concomitante) a la suma de las capacidades del transportista. En otras palabras, las demandas de punta acumuladas simultánea de los cargadores debe ser necesariamente inferior a la capacidad de la red. Acumular las demandas de punta equivale a considerar que todos los cargadores solicitan su capacidad máxima el mismo día, lo que teniendo en cuenta los diversos perfiles de consumo es poco probable.

De esta forma tenemos  $K \leq \sum_{i=1}^n k_i$ . Supondremos ahora que  $K = \delta \sum_{i=1}^n k_i$  con  $\delta \leq 1$

Suponemos que el regulador imputa la fracción  $\alpha$  de costos fijos y ningún componente de costos variables en el peaje  $p_1$ . Tendremos:

$$p_1 = \alpha c_k \frac{K}{\sum_i k_i} = \alpha \delta c_k \quad (3)$$

Ahora, la parte  $(1-\alpha)$  de los costos fijos y la integralidad de los costos se imputaran al peaje  $p_2$ , siendo:

$$p_2 = (1-\alpha)c_k \frac{K}{Q} + c_t \quad (4)$$

La modulación de cada cargador va a jugar evidentemente un papel importante. Cada uno está caracterizado por una modulación (expresada en cantidad de días) igual a:

$$m_i = \frac{q_i}{k_i} \quad (5)$$

Esta modulación representa el desvío entre el volumen diario medio del cargador  $i$  y su volumen de punta. Otra forma de considerar la modulación es concebirla como la cantidad de días durante la cual se requiere transportar el gas con el volumen diario máximo ( $k_i$ ) para alcanzar el volumen anual ( $q_i$ ). También se utiliza con frecuencia el concepto de factor de carga. El factor de carga representa la relación entre el volumen diario y el consumo de punta ( $f_i = \frac{q_i}{365k_i}$ ).

Un cargador con una clientela compuesta esencialmente por usuarios residenciales tendrá una baja modulación (un desvío importante entre el volumen de punta y el volumen diario medio) y por lo tanto un factor de carga limitado. Por el contrario un cargador con una clientela compuesta mayoritariamente por clientes industriales con consumos estables a lo largo del tiempo tendrá un factor de carga importante y una alta modulación. La tabla 4.9 muestra la relación entre modulación y factor de carga a partir de un ejemplo con dos tipos de clientes.

Tabla 4.9		
Cientes	Residencial	Industrial
Consumo Annual (kWh)	14100	200000
Consumo de punta (kWh/día)	82	800
Modulacion (días)	172	250
Factor de carga	47%	68%

Desde el punto de vista del operador de la red, la modulación de su cartera de clientes puede escribirse  $M = \frac{K}{Q}$ . La relación (4) será de esta forma:  $p_2 = (1-\alpha)c_k \frac{1}{M} + c_t$ . La factura que recibirá el cliente será de la forma:

$$T_i = \left( \left( \alpha \delta \frac{1}{m_i} + (1-\alpha) \frac{1}{M} \right) c_k + c_t \right) q_i \quad (6)$$

El costo medio para el cargador  $i$ ,  $CM_i$ , puede escribirse como

$$CM_i = \left( \alpha \delta \frac{1}{m_i} + (1-\alpha) \frac{1}{M} \right) c_k + c_t \quad (7)$$

Derivando  $CM_i$  respecto al parámetro  $\alpha$ , tendremos:

$$\frac{\partial CM_i}{\partial \alpha} = \left( \delta \frac{1}{m_i} - \frac{1}{M} \right) c_k \quad (8)$$

Se puede ver que el sentido de la variación del costo medio de transporte para un cargador  $i$  en relación a sus costos fijos asignados a la parte correspondiente a la reserva de capacidad de la tarifa ( $\alpha$ ) depende de la modulación de este cargador ( $m_i$ ) respecto a la de los otros cargadores ( $M$ ) y del parámetro  $\delta$  representativo del factor de simultaneidad que beneficia al operador de la red.

Finalmente si la modulación del cargador  $i$  es menor que la modulación global del operador de la red corregida por a simultaneidad, su factura responderá a una función creciente de la parte de costos fijos imputada a la componente de reserva de la tarifa ( $p_2$ ).

Efectivamente,  $m_i < \delta M$  implica que  $\left( \delta \frac{1}{m_i} - \frac{1}{M} \right) > 0$  y entonces  $\frac{\partial CM_i}{\partial \alpha} > 0$

Por el contrario, cuando el cargador se beneficia con una modulación  $m_i$  mayor a la soportada por el operador de la red, tendrá interés en que lo esencial de los costos fijos sea cargado a la componente de reserva del peaje ( $\alpha$  tiende a 1). Cuanto menor sea el desvío entre la cantidad media diaria y la cantidad diaria de punta, el cargador estará más interesado en que  $\alpha$  se aproxime a 1. Finalmente un valor alto de  $\alpha$  favorece a los cargadores con un perfil de consumo plano, lo que equivale a un factor de carga elevado.

La tendencia es tomar un valor de  $\alpha$  próximo o igual a 1, que favorece a los cargadores que tienen un alto factor de carga de la capacidad contratada y penaliza a aquellos cuyo factor de carga es bajo porque abastecen a clientes sometidos a efectos de punta (demanda en “serrucho”). En ciertos casos (en particular en Francia), no solamente  $\alpha = 1$ , sino que los costos variables también son contabilizados con los costos fijos para fijar los peajes que de esta forma, son calculados solo en función de la capacidad reservada sin tener en cuenta la cantidad transportada sobre la red. La idea es que el operador de la red venda capacidad sin tener en cuenta la forma en la que esta es utilizada, ya sea porque existe un mercado secundario de capacidades de reserva, o porque las capacidades no utilizadas son automáticamente asignadas a disposición del mercado (regla UIOLI, “use it or lose it”).

### *E Hay que implementar un mercado secundario de capacidad de reserva?*

Si un cargador tiene un bajo factor de carga, podría vender en el mercado secundario la capacidad excedente que contrató en el mercado primario, lo que va a aliviar su carga, en particular si la tarificación ATR establece que los costos fijos son íntegramente imputados a la reserva de capacidad. Ello permitirá a un cargador cuyo factor de carga es alto a contratar una cantidad un poco menor que la capacidad máxima anticipada y comprar sobre el mercado secundario la capacidad suplementaria que necesita. Ello puede ser beneficioso si existe incertidumbre sobre el nivel de capacidad máxima que va a requerir, ya que se establece un factor de flexibilidad. El problema fundamental es conocer si el precio de reserva sobre el mercado secundario será superior o inferior al precio establecido sobre el mercado primario. Se pueden pensar varios sistemas:

- el precio en el mercado secundario es igual al precio del mercado primario, y es fijado por el regulador en ambos casos (no solo el cargador con excedentes puede revender esta capacidad en el mercado secundario sino que está obligado a hacerlo si se aplica la regla “use it or lose it”). Esta es la lógica europea;
- el precio en el mercado secundario se fija siguiendo un mecanismo de subastas, pero esta limitado por el precio de reserva inicial en el mercado primario, por voluntad del regulador (es el caso de los Estados Unidos luego de la Orden 636). El objetivo es evitar comportamientos estratégicos que apuntan a contratar mas de lo necesario sobre el mercado primario para luego revenderlo en el mercado secundario cuando la demanda es alta;
- el precio en el mercado secundario es fijado independientemente del precio de reserva sobre el mercado primario, y no hay impedimentos para que el precio sobre el mercado secundario sea superior al peaje inicial.

Se puede observar que si los cargadores que tienen un alto factor de carga deciden contratar una capacidad de reserva menor en el mercado primario (esperando contratar el resto en el mercado secundario), hará subir los precios en el mercado primario donde será necesario distribuir el mismo monto de costos fijos en una capacidad total reservada menor. Los cargadores con alto factor de carga no serán necesariamente los ganadores si el precio en el mercado secundario es cercano al peaje inicial. La implementación de un mercado secundario de capacidades puede ser un medio de reducir los costos de transporte, pero no necesariamente será ese siempre el caso. Es sin embargo un medio de administrar ciertos

riesgos (evitar reservar una cantidad demasiado grande por precaución, sabiendo que se podrá obtener mas capacidad en el mercado secundario) y sobre todo evitar estrategias de forclusion (cuando las capacidades no utilizadas son repuestas a disposición del mercado).

#### CUADRO 4.7

##### **Monopolio integrado y competencia entre entrantes en el mercado aguas abajo La importancia de los peajes de acceso a la red<sup>15</sup>**

De acuerdo a los trabajos de Coase y Williamson, sabemos que una empresa estará interesada en integrarse cuando sus costos de transacción internos sean inferiores a los costos de transacción resultantes de una externalización de ciertas actividades sobre el mercado. Esta integración permite también evitar el oportunismo de los agentes cuando se trate de negocios sobre activos específicos. Esta integración vertical puede permitir incrementar los beneficios de la empresa cuando ella esta presente al mismo tiempo en el mercado aguas abajo y controla una infraestructura esencial indispensable para la actividad de sus potenciales competidores. Por ello es importante asegurar que la firma integrada no adoptará una estrategia “de incrementar el costo de sus rivales” haciendo pagar caro el acceso a esa infraestructura. Por ello la necesidad para el regulador de fijar el cargo de acceso a esta infraestructura. Este cargo de acceso y la cantidad de entrantes al mercado aguas abajo son parámetros importantes que tendrán influencia sobre el precio de equilibrio y el beneficio de los operadores presentes en el mercado aguas abajo.

Veamos el caso de un operador histórico integrado, operador de una red de transporte-distribución de gas, también presente en el mercado aguas abajo (el del abastecimiento) pero que enfrenta la competencia de nuevos entrantes que utilizan su red para abastecer a sus clientes finales. El ATR es regulado, lo que significa que el regulador fijará el cargo de acceso a la red, el que debe cubrir los costos fijos y variables de la red (asegurando además una tasa normativa “normal” de rentabilidad sobre los activos fijos).

Se supone que aguas abajo el OH (operador histórico) y los entrantes compiten por las cantidades pero el equilibrio es del tipo Stackelberg (el operador histórico “juega primero”). Sea  $P(q) = p_b - aq$  la función de demanda inversa de gas en el mercado final.

$C_T(q) = c_t q + F$  el costo de transporte (distribución) del OH ( $F$  representa los costos fijos y  $c_t$  los costos variables).

$C_G(q) = c_g q$  el costo de compra de la cantidad  $q$  de gas que se supone es el mismo para el OH y para los entrantes (precio observado sobre el mercado *spot*).

$\alpha$  el peaje regulado (por la cantidad de gas transportada en la red) que deben pagar los entrantes; el operador histórico, propietario de la red, no paga aquí este cargo de acceso (ello no corresponde a la realidad europea ya que, en la actualidad, el OH como los entrantes pagan en

<sup>15</sup> Sobre estos temas consultar la tesis de L. David (2000) op. cit.

todos los casos un cargo de acceso fijado por el regulador, pero este sistema existió en el pasado y puede existir en otros casos).

$q_i$  es la cantidad de gas ofrecida por el entrante  $i$  en el mercado aguas abajo

$q_i$  es la cantidad de gas ofrecida por el OH en el mercado aguas abajo;

Suponemos que el precio máximo  $p_b$  (demanda nula) es superior al costo unitario total soportado por el OH ( $p_b > c_g + c_t$ ) y por el entrante ( $p_b > c_g + a$ ).

Sea  $n$  la cantidad de entrantes en el mercado aguas abajo (proveedores).

En el mercado aguas abajo, cada entrante vende la cantidad  $q_e$  de gas que maximiza su beneficio, sabiendo que los  $(n-1)$  otros entrantes venderán una cantidad  $q_i$  y que el OH venderá la cantidad  $q_m$ . La búsqueda del beneficio máximo para el entrante da el siguiente resultado:

$$\max_{q_e} \pi_e(q_e) = P((n-1)q_i + q_e + q_m) - a q_e - C_G(q_e) \quad (1)$$

$$\text{Siendo } q_i = \frac{p_b - \alpha q_m - a - c_g}{\alpha(1+n)} \quad (2)$$

La búsqueda del beneficio máximo del operador histórico teniendo en cuenta la cantidad  $q_i$  de los entrantes será:

$$\max_{q_m} \pi_m(q_m) = P(nq_i + q_m)q_m + anq_i - C_G(q_m) - C_T(q_m + nq_i)$$

y reemplazando  $q_i$  por su valor expresado en (2)

$$q_m = \frac{p_b - c_g - ct}{2\alpha} \quad (3)$$

Reemplazando  $q_m$  por su valor dado en (2), se obtiene la cantidad ofrecida por el entrante  $i$  en función del cargo de acceso  $a$ :

$$q_i(a) = \frac{p_b - c_g + c_t - 2a}{2\alpha(1+n)} \quad (4)$$

El equilibrio está caracterizado por las cantidades  $q_i$  y  $q_m$  ofrecidas por los entrantes y el OH respectivamente. Este equilibrio determina el nivel de los precios del gas, el beneficio de los entrantes y el del operador histórico en función del cargo de acceso  $a$ .

$$\text{Precio del gas: } P(a) = \frac{p_b + 2na + (2n+1)c_g + c_t}{2(1+n)}$$

Beneficio de los entrantes:

$$\pi(a) = \frac{(p_b - 2a - c_g + c_t)^2}{4\alpha(1+n)^2}$$

Beneficio del OH:

$$\pi_m(a) = \frac{n(p_b - a - c_g)(a - c_t) + 1/4(p_b - c_g - c_t)^2}{\alpha(1+n)} - F$$

Se comprueba que  $\frac{\partial p}{\partial a} > 0, \frac{\partial p}{\partial n} < 0, \frac{\partial \pi_e}{\partial n} < 0, \frac{\partial \pi_m}{\partial n} < 0$

Un aumento los peajes incrementa el precio de equilibrio y disminuye el beneficio de los operadores (entrantes y OH) ya que la demanda disminuye. Es importante, por lo tanto, que este cargo de acceso sea fijado en la forma más ajustada posible para recuperar los costos, lo que colectivamente resulta óptimo. Un incremento de la cantidad de entrantes en el mercado aguas abajo tendera a hacer bajar el precio de equilibrio, pero también el beneficio de los entrantes y el del OH, ya que los beneficios deben ser compartidos entre un mayor número de proveedores. Regular las redes y favorecer la competencia aguas abajo son por lo tanto, dos objetivos prioritarios.

### *F Como administrar la congestión sobre las redes?*

En caso de congestión, tres sistemas son concebibles “a priori”:

- la “regla primer llegado, primer atendido” (first come, first served). La capacidad disponible es asignada siguiendo el orden de llegada de las demandas de suscripción. Este sistema puede constituirse en una barrera a la entrada para nuevos entrantes que no tienen la misma información que los ya instalados (“incumbent”), o que tienen una demora de reacción muy baja;
- la regla llamada de prorrata. En caso de congestión, se reducen las demandas efectuadas por cada cargador multiplicando la capacidad demandada por un índice que refleja la capacidad disponible sobre la suma de las capacidades demandadas. Esta regla puede incentivar a los cargadores para sobrestimar en forma voluntaria su demanda suscripta y el sistema se vuelve ineficiente o injusto;
- la regla de las subastas (subastas con pliegos cerrados o no). Para una capacidad (de interconexión) dada, la oferta del ultimo cargador retenido es la que fija el precio; las ofertas son clasificadas por precio decreciente y el precio limite es el de la oferta mas baja retenida. Todos los cargadores pagan, en general (lógica de un tipo de subasta llamado “a la francesa”) ese precio. Si, para una misma capacidad disponible, la demanda de cargadores aumenta, el precio de la oferta marginal también va a aumentar. Es posible entonces pensar en subastas llamadas “a la holandesa” (“pay as bid”), lo que equivale a pagar a cada cargador retenido el precio que propuso en su oferta. Este sistema es el recomendado en Europa.

Es necesario asegurarse, sin embargo, que el GRT no tenga interés en provocar congestiones en forma deliberada, lo que implica que el producto de las subastas se debe afectar a las cuentas de regularización de cargos y productos (lo que permitirá aliviar el precio de los peajes al año siguiente) o al financiamiento de nuevas capacidades. La

existencia de congestión no implica automáticamente la necesidad de invertir en la expansión de las redes, si el costo de estas inversiones es alto. Una buena gestión de las congestiones consiste simplemente en hacer pagar más caro la reserva cuando existe saturación. La estrategia del regulador es crear incentivos para el desarrollo de sobrecapacidades en las redes que es una condición necesaria para incrementar la competencia aguas arriba y aguas debajo de la cadena gasífera. Esta sobrecapacidad provocará un “colchón de aire” para dar lugar a gas nuevo y lo que el consumidor pueda perder a nivel de costo de transporte (peajes más altos si se invierte) será más que compensado por lo que va a economizar sobre el precio de la molécula de gas. Debe agregarse además que existe un sistema de penalidades para los operadores que superen la capacidad contratada.

### G *Los principales sistemas de ATR en Europa*

La tabla 4.10 muestra el sistema de peajes adoptado por algunos países europeos para el transporte de gas natural. Se trata en general de una tarificación del tipo “entrada-salida”, que puede ser fácilmente generalizado al conjunto de las redes europeas en el futuro. España explica todavía el sello postal, como también sucede en los países de Europa oriental, donde las redes de gasoductos están menos desarrolladas que en los otros países seleccionados aquí. El tipo de regulación varía de un país a otro, donde encontramos “cost plus”, “price-cap” y “revenue-cap”. La tendencia parece favorecer al sistema “cost-plus”.

Como ejemplo, el sistema elegido en Francia es del tipo “cost-plus” en el periodo 2009-2012.

Tabla 4.10 Tarifas del tipo ATR para el transporte de gas natural en Europa (peajes regulados)					
Pais	Regulador	Transportista	Longitud de la red (km)	Tipo de tarificacion	Tipo de regulacion
Alemania	BNETZA	EON Gastransport BEB, RWE	61,000	Entrada - Salida	Revenue Cap
Belgica	CREG	Fluxis	3,800	Entrada - Salida	Cost Plus
Espana	CNE	Enagas	9,000	Entrada - Salida	Price - Cap
Francia	CRE	GRTgas y TGF	35,750	Entrada - Salida	Cost Plus
Italia	AEEG	Snam Rete Gas	30,545	Entrada - Salida	Price - Cap
Países Bajos	Dte	GTS	11,600	Entrada - Salida	Revenue Cap
Reino Unido	OFGEM	National Grid Gas	6,900	Entrada - Salida	Revenue Cap

Existen actualmente dos zonas tarifarias (norte y sur) para la red GRT gas (filial del grupo GDF Suez) y una zona para la red TIGF (filial del grupo Total) en el sudoeste de Francia. La tasa base para la remuneración de la BAR (base de activos regulados) sancionada por la CRE es del 7,25% con una revisión anual para considerar la inflación y la variación de suscripciones previsionales (vía el CRCP), pero una tasa mayorada fijada en el 10,25% ha sido asignada como incentivo en un periodo de diez años en el caso de las inversiones estructurales que permitan crear nuevas capacidades de transporte de la red, o reducir la cantidad de zonas de equilibrio. La CRE, siguiendo las recomendaciones de la Comisión europea, trata de introducir una tarificación incitativa del tipo “price-cap”. El “ingreso autorizado” de GRT gas se obtiene realizando el producto “contratación de capacidad” por la tarifa regulada (peaje). Esta tarifa es actualmente de la siguiente forma:

$$T = p_1C_e + p_2C_s + p_3L$$

donde  $T$  es la tarifa pagada,  $p_1$  el peaje (en euros/año) para una capacidad diaria máxima reservada en el punto de entrada  $C_e$  (en  $m^3/día$ ),  $p_2$  el peaje (en euros/año) para una capacidad diaria máxima reservada en el punto de salida  $C_s$  (en  $m^3/día$ ) y  $p_3$  el peaje (en euros/año) para una capacidad diaria máxima reservada en el punto de entrada  $C_e$  (en euros/año) para una capacidad diaria máxima reservada en la interzona L (vinculación entre zonas (en  $m^3/día$ )). En 2005 existía una componente  $p_4 Q$  en la tarifa que desapareció luego ( $p_4$  era el peaje en euros para transportar  $1 m^3$  de gas sobre la red y  $Q$  la cantidad de gas transportada). Entonces, lo que vende el transportista son capacidades de entrada y salida, y el factor de carga ya no interviene mas directamente en la fijación del peaje. Todos los costos (CAPEX y OPEX) están contabilizados en la capacidad reservada. Este sistema favorece a los cargadores con un alto factor de carga, pero los otros pueden (y deben) utilizar el mercado secundario de reserva de capacidad cuando su factor de carga es bajo.

Además de las suscripciones firmes, existen suscripciones interrumpibles y las suscripciones a contracorriente del flujo dominante en general tienen un beneficio consistente en una rebaja del peaje. La CRE es la encargada de realizar las propuestas tarifarias al ministro a cargo de la energía, y este dispone de dos meses para aprobar o rechazar la tarifa. No puede modificarla, y si no responde dentro de los dos meses fijados, la tarifa propuesta se aplica de pleno derecho. En caso que un proveedor supere su capacidad suscripta, están previstas penalidades que se contabilizan en la cuenta del CRCP; esta suma será tenida en cuenta en los peajes del siguiente año. Es posible rechazar el acceso a la red cuando se comprueba que esta está saturada y en caso de no estar de acuerdo, el cargador puede recurrir a la comisión de regulación.

Excepcionalmente, algunos gasoductos pueden ser considerados como “dedicados” y exonerados del principio de ATR. En este caso están reservados a los operadores que han invertido en esta infraestructura, pero las condiciones requeridas para ello son particularmente restrictivas.

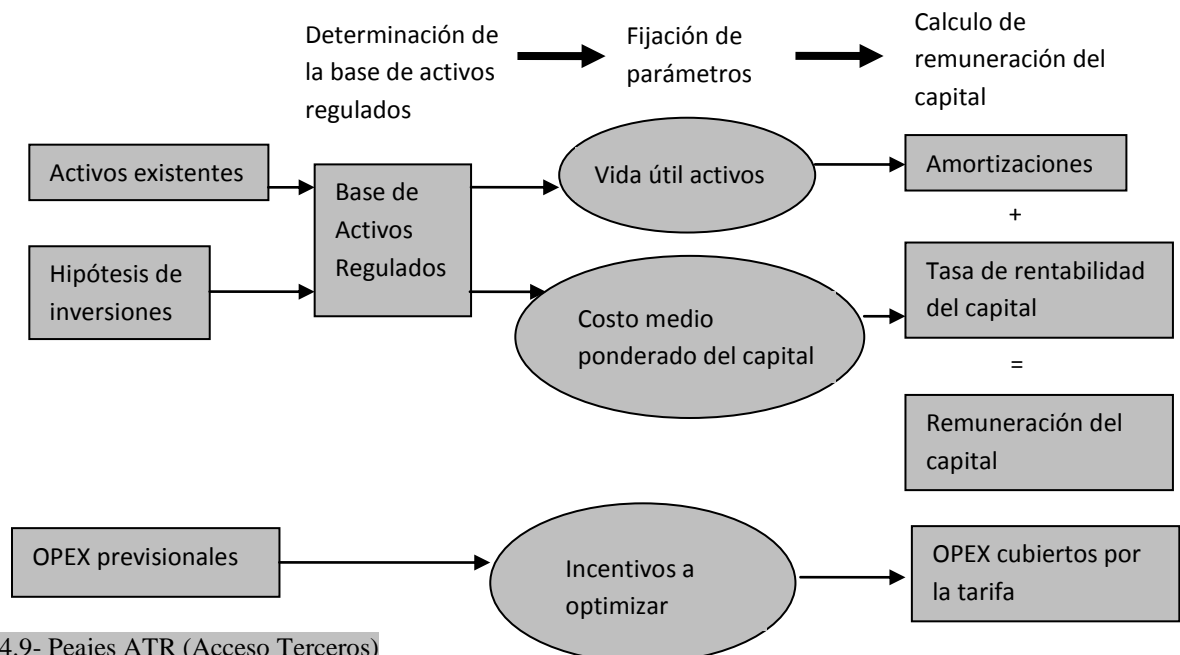


Figura 4.9- Peajes ATR (Acceso Terceros)



**H Las terminales metaneras y los almacenamientos subterráneos se pueden considerar como “infraestructura esencial” sometida a ATR?**

El principio consiste en que las terminales metaneras existentes son consideradas como infraestructuras esenciales sometidas al acceso de terceros a las redes (caso de Fos sur Mer y de Montoir de Bretagne en Francia), pero los operadores que tienen nuevos proyectos de terminales metaneras pueden pedir la excepción a la regla de ATR, en virtud del artículo 22 de la directiva europea de 2003 transpuesta a la ley francesa del 9 de agosto de 2004. Es el caso de la terminal de EdF en Dunkerque, del proyecto de Gaz de Normandie en Antifer-Le Havre o del grupo “4 Gas” para el proyecto de Verdun cerca de Burdeos (ver la Tabla 4.11). La obtención de la excepción al ATR regulado requiere la satisfacción de los cinco criterios siguientes:

- la inversión debe reforzar la competencia al abastecimiento de gas natural y mejorar la seguridad de abastecimiento;
- el nivel de riesgo de la inversión es tal que esta no se realizaría si no se acuerda una derogación a la regla ATR;
- la infraestructura debe pertenecer a una persona física o moral distinta, al menos en el plano jurídico, de aquellos que gestionan los sistemas en los cuales será construida la infraestructura;
- deben establecerse los derechos de los usuarios de la infraestructura en cuestión;
- la excepción no debe afectar a la competencia o al buen funcionamiento del mercado interno del gas, ni a la eficacia del funcionamiento de la red reglamentada a la cual la infraestructura estará vinculada;

<b>Tabla 4.11 Tarifas de acceso a las terminales metaneras (GNL)*</b>				
	<b>Belgica</b>	<b>Espana</b>	<b>Francia</b>	<b>Italia</b>
Tipo de acceso	Regulado (posibles excepciones)**	Regulado (posibles excepciones)**	Regulado (posibles excepciones)**	Regulado en Panigaglia. Excepcion por 20 años en Brindisi y por 25 años en Rovigo
Regulador	CREG	CNE	CRE	AEEG
Operador	Fluxys LNG	Enagas	GDF-Suez	GNL Italia
Fijacion de tarifas	Tarifas propuestas por el operador a la CREG	Tarifas fijadas por el Ministerio luego de opinion de la CNE	Tarifas fijadas por el Ministerio luego de opinion de la CNE	Tarifas fijadas por la AEEG en Panigaglia, negociados (no publicadas) en los otros sitios

\* No existen terminales metaneras en Alemania ni en Europa Oriental

\*\* Para terminales en estado de proyecto

La CRE en general acepta la excepción para un periodo de 10 años, bajo reserva que además, los operadores que llevan adelante estos proyectos acepten las siguientes condiciones:

- la tarifa de la terminal metanera debe ser pública (para aquellos que podrían negociar el acceso);

- los inversores tendrán prioridad para el acceso a las capacidades disponibles;
- ningún proveedor podrá reservar en el largo plazo mas de dos tercios de la capacidad de la nueva terminal;
- la regla “úselo o piérdalo” (use it or lose it) debe aplicarse a las terminales exceptuadas como a las terminales reguladas;
- debe implementarse un mercado secundario de capacidades reservadas.

El acceso a los sitios de almacenamiento subterráneos de gas debe ser negociado entre el propietario de las instalaciones de almacenamiento y el operador que desea acceder al mismo. Estos sitios se consideran como infraestructuras comerciales y no están sometidos a regulación (ver Tabla 4.12).

Tabla 4.12 Tarifas de acceso a los almacenamientos subterráneos de gas natural					
	Alemania	Francia	Italia	Países Bajos	Reino Unido
ATS (Acceso de Terceros al Almacenamiento)	Negociado	Negociado	Regulado	Negociado	Negociado
Regulador	BNETZA	CRE	AEEG (Autorita per l'Energia Elettrica e il Gas)	AEEG	OFGEM
Operador	EON - Ruhrgas, BEB, RWE, Wingas, etc.	GDF Suez, Total	ENI, Edison	NAM	Centrica
Capacidades (volumen util en Gm3)	19,6	12,2	14	5,2	3,7

#### 4.4.3 El rol del regulador

Es importante diferenciar al Estado, del juez y del regulador. El Estado por sus prerrogativas legislativas y reglamentarias, asume funciones regalianas y, en la industria del gas natural, pudo imponer restricciones técnicas y políticas a los diferentes operadores: pudo imponer una diversificación de fuentes de abastecimiento, favorecer la firma de contratos de largo plazo con gobiernos extranjeros, acordar licencias y permisos de exploración y explotación de infraestructuras, implementar normas de almacenamiento de gas y normas ambientales mas o menos severas.

La Comisión de regulación es una autoridad administrativa sectorial que es una emanación independiente del Estado en su funcionamiento, y que dispone de prerrogativas acordadas por la ley en el sector regulado como en el sector no regulado de la industria del gas natural. Fija los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución (TURP, tarifas de utilización de las redes públicas), verifica que no existan rechazos no justificados al acceso y emite su opinión y recomendaciones sobre las inversiones a realizar en las infraestructuras. Puede también realizar investigaciones para verificar que no existan comportamientos estratégicos que apunten a obtener un poder de mercado en el sector en competencia (precio predatorio o colusivo). Puede aplicar sanciones o trasladar la intervención a las autoridades de defensa de la competencia, o a la justicia. Su criterio de referencia es el indicador HHI en su visión estática, pero también aplicar el enfoque dinámico del mismo ( $\Delta HHI$ ) (ver capítulos 2 y 5). A lo largo del tiempo, y de la evolución de la legislación, las competencias del regulador en el sector se diversificaron y acrecentaron, lo que condijo en algunas circunstancias a superposiciones de competencias

con las autoridades administrativas a cargo de hacer respetar el derecho de la competencia (Consejo o Autoridad de la competencia).

El juez, sea administrativo o judicial, emite sus fallos sobre cuestiones litigiosas que le son adjudicadas y puede sancionar comportamientos desviantes. Puede también interpretar o precisar las leyes y reglamentos cuando existen imprecisiones (sienta jurisprudencia)>

Pero como lo afirma R. Denoix de Saint Marc<sup>16</sup>, el “regulador no es un juez y el juez no sabría ser un regulador”. El regulador (la CRE en Francia, la CREG en Bélgica) toma decisiones administrativas que pueden ser recurridas ante el juez administrativo como ante el juez comercial, que se pronuncia fundado en derecho pero también teniendo en cuenta la oportunidad. Su autoridad puede ser contestada por aquellos que dicen que esta mal informado (problema conocido como asimetría de información entre el regulador y el regulado) y por quienes piensan que esta sometido a influencias por parte de los operadores (lobbying, problema conocido como la captura del regulador, ver capítulo 2). Estamos en presencia de una regulación *ex ante*, en el sentido que esta comisión, compuesta en general por un presidente y un colegio de directores, precisa las reglas que deben ser respetadas tanto en el sector regulado como en las actividades en competencia. En caso de dudas sobre el comportamiento o de irregularidades, puede infligir sanciones o elevar las causas al Consejo (o Autoridad) de la competencia.

La Autoridad de la competencia tiene a su cargo la supervisión de las actividades competitivas y su preocupación central consiste en sancionar los abusos de posición dominante (acuerdos y predación) directamente, o procediendo a elevar el caso al juez. Las autoridades administrativas deben precisar particularmente los límites del “mercado pertinente” y apreciar los comportamientos desviatorios en ese mercado. Para la Comisión Europea, como para el juez europeo, el mercado pertinente “es un mercado de productos que comprende a todos los productos y todos los servicios que el consumidor considera como intercambiables o sustituibles por sus características, por su precio y por el uso al que están destinados”. Es el criterio de la elasticidad de sustitución que sirve de indicador en este campo. En otras palabras, no existe un mercado pertinente para el gas en general sino un mercado pertinente para la calefacción de locales (que pueden ser calefaccionados a gas, con fuel carbón o electricidad), y un mercado pertinente para los usos vapor en la industria (donde el gas y otros combustibles son sustituibles). En el transporte, el gas es poco afectado por el mercado pertinente (con excepción de los vehículos que funcionan a gas natural). El regulador como la autoridad de competencia, pueden tomar la iniciativa propia en temas que le parecen que son de su competencia y emitir sus opiniones que servirán de guía a los diversos operadores.

El juez, en cambio, no puede tomar esta iniciativa en cuestiones que ameritan mayores exámenes. Debe ser convocado por el regulador (o la autoridad de la competencia), o por un afectado que tiene interés en su intervención. El juez no puede opinar sobre otra cosa

---

<sup>16</sup> Denoix de Saint Marc, R, “Régulateurs et juges; introduction générale”, in *Petites Affiches*, 23 de enero de 2003, n 17, p. 6. Ver también 2.4.4

que el tema que le ha sido asignado y lo hace fundado en derecho sin importar la oportunidad.

Es por lo tanto un control *ex post*. Como lo ratifica R. Denoix de Saint-Marc, la “competencia de la autoridad de regulación no priva al juez de la suya” y un mismo hecho puede dar lugar a sanciones administrativas y a sanciones penales. Es el juez (en particular el juez europeo), que tiene la última palabra en caso de litigio entre varias autoridades.

Como ejemplo, en Francia no solamente la CRE fija los peajes, da su opinión sobre las inversiones del GRT gas y de GrDF, sino que también verifica que no haya abuso de posiciones dominantes sobre el mercado del gas y que exista competencia. Puede obligar al operador histórico a entregar una parte de su gas importado a sus competidores. Esta operación llamada redireccionamiento del gas (“gas release”), consiste en subastar una parte del gas importado, lo que ya ha hecho en la zona sur; un “precio mínimo de reserva” que solo conocen el regulador y el OH será fijado en estas subastas. La CRE también está actualmente a cargo de la fijación de las tarifas reguladas del gas que se aplica al consumidor final, que no hizo jugar esta elegibilidad. Se basa para ello en una fórmula que le permita traspasar rápidamente (con un decalaje trimestral) los aumentos de precios del gas observados en los contratos de abastecimiento que incluyen una cláusula de indexación sobre los precios de los productos petroleros. La CRE también puede decidir de incrementar su precio regulado si estima que deben hacerse inversiones para modernizar las redes. En principio, estas inversiones son pasadas a los peajes ATR, pero si el traslado es inmediato para los grandes consumidores elegibles y para los usuario (proveedores) de las redes, este traslado no se puede verificar siempre en las tarifas reglamentadas por el Estado, que se aplican a los consumidores finales del sector doméstico.

#### 4.4.4 Tarificación del gas natural al consumidor final

Vimos en el capítulo 2 que el óptimo económico requiere una tarificación a costo marginal. Si consideramos una empresa pública completamente integrada que produce (o importa) su gas, lo transporta y distribuye, esta tarificación va a generar un déficit de explotación pues el alto costo de las redes de transporte y distribución le confieren el estatus de monopolio natural. Se requiere entonces obtener de los poderes públicos (el Estado y las comunas) que tome a su cargo los costos fijos, u optar por una tarificación a costo medio o por una tarificación del tipo Ramsey-Boiteux que, en los dos últimos casos, le garantizan el equilibrio presupuestario (ver en particular el punto 2.4.3).

Si tenemos una empresa integrada que debe satisfacer  $n$  segmentos de la demanda ( $i = 1, \dots, n$ );  $p_i$  el precio de la demanda  $i$ ,  $Q$  la cantidad producida del bien  $i$  y  $CT$  el costo total de producción, transporte, distribución y abastecimiento del bien  $i$ . Supondremos aquí que la demanda del segmento  $i$  depende únicamente del precio  $p_i$ . La maximización del excedente colectivo  $W$  requiere que:

$$W = \sum_{i=1}^n p_i(Q_i)Q_i - CT(Q) + \sum_{i=1}^n \left[ \int_0^{Q_i} p_i(q) dq - p_i(Q_i)Q_i \right]$$

$$W = \sum_{i=1}^n \left[ \int_0^{q_i} p_i(q_i) dq \right] - CT(Q)$$

y en el óptimo tenemos:

$$p_i(Q_i) = \frac{\partial CT(Q)}{\partial Q} \quad (\text{tarificación a costo marginal})$$

Si el costo marginal es inferior al costo medio, lo que sucede cuando los costos fijos son muy altos, esta tarificación no permite recuperar los costos fijos. Es tarea del Estado entonces financiar la red de transporte y de las colectividades locales concedentes financiar las redes de distribución.

Una *tarificación a costo medio*  $p = CT/Q$  permitirá a la empresa cubrir todos sus costos, pero conducirá a una igualación temporal y espacial que ya no será óptima desde el punto de vista colectivo. Ello produce efectivamente subvenciones cruzadas entre categorías de consumidores y, por ello, la lógica de la “veracidad de precios” ya no es respetada.

La *tarificación Ramsey-Boiteux* consiste en maximizar la función de bienestar colectivo  $W$  con la restricción de equilibrio presupuestario  $\pi = \sum_{i=1}^n p_i(Q_i)Q_i - CT(Q) \geq 0$ .

Se forma el lagrangiano  $L = W + \lambda \pi$ , que nos da las condiciones de primer orden:

$$\frac{p_i(Q_i) - \frac{\partial CT(Q)}{\partial Q}}{p_i(Q_i)} = -\frac{\lambda}{1 + \lambda} \frac{1}{\varepsilon_i} \quad \text{para } i = 1 \dots N$$

donde  $\varepsilon_i$  es la elasticidad-precio de la demanda  $i$ , siendo  $\varepsilon_i = \frac{dQ_i / Q_i}{dp_i / p_i} < 0$

El precio debe apartarse del costo marginal en forma inversamente proporcional a la elasticidad-precio de la demanda. Serán los clientes cautivos los que pagaran lo esencial de los costos fijos. Esta tarificación llamada de “second best” presenta dos problemas: no es seguro que un regulador acepte una solución de este tipo, ya que puede ser inequitativa (puede demostrarse con Feldstein<sup>17</sup>, que no es necesariamente el caso); pero sobre todo, la empresa debe conocer *ex - ante* el valor de las distintas elasticidades-precio de su clientela, lo que generalmente no sucede.

<sup>17</sup> Cf. Bezzina, J., “Concept et mesure d’équité améliorée”, *Cahiers de Recherche du CREDEN* n° 97/06/10, 1997. El autor retoma la tesis de Feldstein que demuestra que bajo ciertas condiciones, especialmente en ausencia de subvenciones cruzadas, los precios Ramsey-Boiteux, respetan el principio de equidad. Ver Feldstein, Martin, “Distributional equity and the optimal structure of public prices”, in *American Economic Review*, vol. 62 n° 1, marzo 1972.

La *tarificación no lineal* permite revelar a posteriori (y ya no a priori) la disposición a pagar de los clientes, sin discriminarlo *ex ante*. La carga de la discriminación es de alguna forma delegada en los consumidores, que se autoseleccionan eligiendo la opción tarifaria más conveniente dentro del baremo propuesto por la empresa. Una tarifa binómica del tipo:

$$T = A + pq$$

donde  $A$  corresponde al costo de abono que se supone cubre una parte de los costos fijos, en forma independiente de la cantidad consumida, y  $p$  el precio correspondiente al segmento de consumo que corresponde. Este precio  $p$  puede ser intercalado entre los costos marginales de los diferentes segmentos de consumo. La tarifa óptima de R. Coase define  $A = F/n$  donde  $F$  representa a los costos fijos totales soportados por la empresa y  $n$  la cantidad de consumidores. Todavía se requiere que la disposición a pagar de todos los consumidores sea superior a  $A$ , caso contrario algunos de ellos correrán el riesgo de ser excluidos del mercado. Puede entonces imputarse los costos fijos  $A$  siguiendo otros métodos (cf. Brown y Sibley, 1986): el método ACM (Attributable Cost Method) que consiste en repartir los costos fijos a prorrata de los costos variables, el método ROM (Relative Output Method) que consiste en distribuir los costos fijos a prorrata de las cantidades vendidas y el método GRM (Gross Revenue Method) que consiste en repartir los costos fijos a prorrata del valor de las cantidades vendidas, es decir:

$$\text{ACM: } g = \frac{AC(q_i)}{\sum_i AC(q_i)}$$

$$\text{ROM: } g = \frac{q_i}{\sum_i q_i}$$

$$\text{GRM: } g = \frac{p_i q_i}{\sum_i p_i q_i}$$

donde  $AC$  representa los costos variables considerados como imputables a distribuir entre los diversos clientes. La tarifa pagada será entonces de la forma:

$$T = gF + pq$$

La *tarificación binómica* del tipo Willig consiste en definir previamente los segmentos de consumo correspondientes a los diferentes tipos de usos, cada bloque propone una tarifa binómica del tipo  $T = A_i + p_i q_i$ , tal que  $A_i$  aumenta cuando  $q_i$  aumenta, mientras que  $p_i$  disminuye cuando  $q_i$  aumenta. El consumidor elige la tarifa que mejor corresponde a su comportamiento.

Es en la práctica una solución generalmente escogida por un monopolio público integrado. Como ejemplo, la *tarificación* aplicada a un consumidor final domestico, podrá ser de la siguiente forma:

$$T = A_i + p_i q_i \text{ con } A_i = f(J)$$

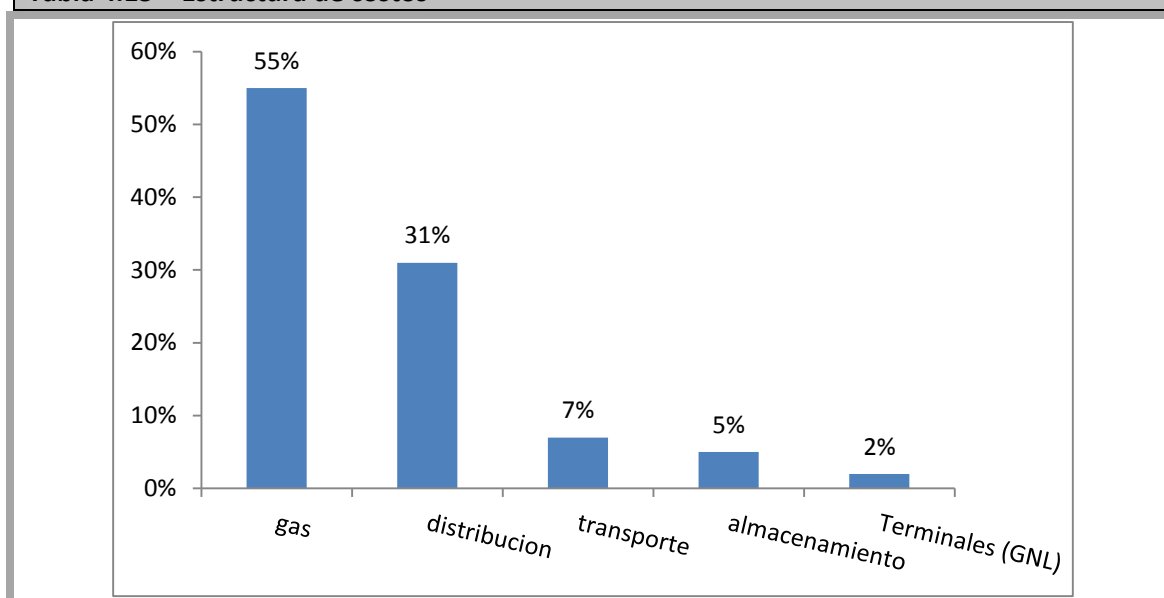
donde  $T$  es el precio que pagará el consumidor,  $A_i$  es una prima fija (en €/año) que es función inversa de  $J$ , siendo  $J$  la cantidad de días que se utiliza el volumen diario máximo,  $p_i$  el precio del  $m^3$  de gas que disminuye con  $q_i$  y  $q_i$  la cantidad de gas consumida.

La empresa gasífera deberá tener en cuenta dos efectos que juegan en sentido contrario:

- el costo de la modulación (almacenamiento) que crece con  $q_i$ . Cuanto menos son los días de utilización del volumen máximo diario  $J$ , la demanda esta mas sometida a fenómenos de punta y la capacidad de almacenamiento debe incrementarse. Como ejemplo, un consumo anual  $q$  mayor a 7.000 kWh corresponde a un cliente domestico que usa el gas para calefacción (mas probablemente, para cocina y agua caliente). Se presenta entonces el fenómeno de punta en invierno que obliga al operador a almacenar el gas en verano para usarlo en invierno. El volumen diario máximo  $D$  será del orden de  $q/100$ . Inversamente, un consumo anual del orden de los 1.000 kWh corresponde solamente a un uso “cocción”. El consumo del cliente esta entonces bien distribuido a lo largo del año, y no se presentan fenómenos de punta. El costo de almacenamiento inducido por este cliente es casi nulo, y entonces no corresponde hacerle pagar este costo fijo. Sucede lo mismo con el transporte, un cliente que consume mucho gas en la punta va a obligar al operador a dimensionar su red en consecuencia. Es lógico entonces que este cliente pague un costo fijo elevado;
- un costo unitario de distribución que disminuye con la cantidad  $q$  vendida se beneficia de economías de escala. En forma inversa, el costo unitario crece cuando la cantidad transportada o distribuida es baja. Ello explica que la curva de costos soportada por el operador tenga forma cóncava. El precio unitario del  $m^3$  de gas debe disminuir cuando la cantidad anual de gas consumida también disminuye.

Las Tablas 4.13 y 4.14 presentan la descomposición del precio del gas para un consumidor domestico en Francia. Se trata de la descomposición del precio medio (tabla 4.12). La tabla 4.13 muestra las principales opciones tarifarias para un cliente domestico en función de la cantidad que va a consumir, y por lo tanto de los usos a los que ese gas será afectado.

**Tabla 4.13 – Estructura de costos**



**Tabla 4.14**  
**Opciones tarifarias para un cliente doméstico en Francia (tarifa GDF en 2007, tarifa regulada con impuestos)**

	<b>A</b>	<b>P</b>
	<b>Abono anual en €</b>	<b>Precio del kWh en c€ (10<sup>-2</sup>)€</b>
Tarifa general (recomendada para un consumo anual < 1.000 kWh PCS)	25,32	7,2
Tarifa B0 (recomendada para un consumo anual comprendido entre 1.000 kWh y 7.000 kWh PCS)	35,95	5,99
Tarifa B1 (recomendada para un consumo anual comprendido entre 7.000 kWh y 30.000 kWh PCS)	125,21	4,31
Tarifa B21 (recomendada para un consumo anual > 30.000 kWh PCS)	187,62	4,14

Este tipo de tarificación continúa siendo válido, pese a la liberalización de la industria gasífera, para los clientes que se han mantenido dentro de las tarifas reguladas (estos son numerosos todavía en Francia<sup>18</sup>).

<sup>18</sup>A título informativo, 1,12 millones de clientes domésticos sobre 10,8 millones optaron por un contrato con oferta del mercado a fines de 2009 en Francia, de los cuales 586.000 con un proveedor distinto al operador histórico. En la misma fecha, 226.000 clientes no residenciales sobre 680.000 optaron por un contrato de este tipo, de los cuales 105.000 con un proveedor alternativo. Es posible optar por un contrato en oferta de mercado (se abandona en este caso la tarifa regulada) con el operador histórico o con un proveedor alternativo. En principio, la “reversibilidad” desaparecería con el tiempo, lo que implica que un cliente que optó por un contrato en el mercado no puede volver a la tarifa regulada (entregada por el operador histórico). En algunos países europeos, las tarifas reguladas ya han desaparecido.



Para los clientes que eligieron un contrato llamado en “oferta de mercado” (particularmente los clientes industriales), debe separarse el contrato referido al acceso a las redes del contrato correspondiente al abastecimiento de gas. Solamente los grandes clientes industriales firman un contrato de acceso con el GRT y el GRD, y un contrato de provisión de gas con el operador histórico o un proveedor entrante. Los otros firman un único contrato con su proveedor (operador histórico o entrante), pero este debe mostrar sobre la factura lo que corresponde al costo de redes utilizadas y lo que se refiere al costo de la materia prima entregada (el gas natural). En teoría, la misma lógica tarifaria debe encontrarse en el contrato de provisión de gas, pero este último es en la práctica la resultante del poder de negociación entre las dos partes en presencia (a diferencia de las tarifas reguladas, estos contratos en oferta de mercado no son públicos).

#### **4.4.5 Liberalización y gestión de nuevos riesgos**

La liberalización de la industria gasífera modifica la naturaleza de los riesgos para los operadores presentes en los distintos segmentos de la actividad (ver Tabla 4.15).

Las empresas que comercializan el gas a los usuarios finales buscan estar presentes aguas arriba de la cadena, en la exploración-producción, una actividad abierta tradicionalmente a la competencia. Esto les permite tener dominio parcial sobre sus costos de abastecimiento y asegurar el mismo. El acceso directo al recurso es un factor de diversificación de los riesgos para aquellos operadores que están obligados a importar la mayor parte del gas que comercializan. Se trata además de una actividad rentable, ya que una gran parte de la actividad gasífera está situada aguas arriba de la cadena. Los riesgos son, por cierto, altos, ya sea que se trata del riesgo país, riesgos tecnológicos o riesgos vinculados a la volatilidad de los precios en el mercado. Es una actividad que se caracteriza por fuertes barreras a la entrada en la medida que la exploración es una actividad costosa y aleatoria, pero las empresas gasíferas generalmente forman parte o tienen una estrecha colaboración con las empresas petroleras, para las que las actividades exploratorias forman parte de su actividad de base.

La actividad de transporte y distribución (y almacenamiento cuando corresponda) actualmente está regulada y totalmente independiente de las actividades aguas arriba y de la comercialización en la cadena gasífera. Es una actividad rentable: el regulador vigila el adecuado mantenimiento y desarrollo de las redes y autoriza a los operadores de estas a recuperar sus costos, incluso una tasa de rentabilidad sobre el capital invertido que proporcione incentivos relativos. Los riesgos del mercado son muy limitados e incluso en ciertos casos inexistentes pero, como contrapartida, los márgenes son mucho más bajos que en los segmentos aguas arriba de la cadena. Existen riesgos regulatorios, ya que las directivas impuestas por las directivas europeas o por los reguladores nacionales pueden cambiar con el tiempo y los operadores de las redes pueden ser pasibles de sanciones y penalidades si su comportamiento es juzgado discriminatorio. La rentabilidad de la actividad también es tributaria de decisiones unilaterales tomadas por los reguladores, lo que puede explicar que algunos operadores intenten vender sus redes para desendeudarse o invertir en actividades consideradas como más rentables.

Tabla 4.15			
Naturaleza de los riesgos en los distintos segmentos de la industria gasífera			
Segmentos	Tipo de actividad	Intereses	Riesgos
Exploración - Producción	Actividad en competencia	Acceso directo al recurso (seguridad)	Riesgos altos (riesgo país, riesgos tecnológicos y riesgos financieros)
		Alta Rentabilidad	Riesgos ligados a la volatilidad de los precios del gas
		Dominio de los costos de abastecimiento para un operador integrado	Barreras a la entrada (la exploración es muy costosa)
Transporte, distribución y almacenamiento	Actividades reguladas (monopolios "naturales")	Rentabilidad mínima asegurada	Barreras a la entrada (costos de redes)
		Activos físicos que se valorizan en el largo plazo	Riesgos limitados y márgenes bajos Riesgos regulatorios (penalizaciones, recursos judiciales)
Abastecimiento/comercialización	Actividad en competencia	Actividad rentable	Riesgo de pérdida de partes de mercado
		Bajas barreras a la entrada	Riesgos de los clientes (deudores y demoras en los pagos)

La comercialización de gas es una actividad en competencia, aunque subsistan tarifas reguladas en algunos países, pero es una actividad con bajos márgenes precisamente por su posición competitiva creciente, o por presentar tarifas reguladas bloqueadas por los poderes públicos que se resisten a trasladar todos los costos a los precios que pagan los consumidores finales. Las barreras a la entrada son bajas (es relativamente fácil transformarse en proveedor para un nuevo entrante) pero los riesgos son altos: riesgos de pérdida de mercado para un proveedor poco competitivo, riesgos "clientes" dado por la dificultad de cobro de facturas, y sobre todo riesgos "precios" ligados a la volatilidad de los precios del gas en los mercados "aguas arriba" de la cadena.

Un operador está actualmente integrado cuando es productor y proveedor a clientes finales simultáneamente. Algunos operadores continúan siendo dueños de redes de transporte-distribución, pero la separación patrimonial de estas actividades reguladas es un objetivo prioritario de la Comisión europea. Es un medio para esta, de crear un verdadero mercado con redes europeas transnacionales.

## BIBLIOGRAFIA

- Baumol y Sidak, "The pricing of inputs sold to competitors", in *Yale Journal on Regulation*, vol. 11, 1994, p. 171-202.
- Baumol y Sidak, "Transmission pricing and stranded costs in the electric power industry". The AIE Press, Publisher for the American Enterprise Institute, Washington D.C., 1995.
- Bergougnoux, J., "Rapport du groupe d'experts sur la tarification de l'accès aux réseaux de transport et de distribution du gaz", note CRE, Paris, 2001.
- Bezzina, J., "Concept et mesure d'équité améliorée", *Cahiers de Recherche du Creden*, n° 97/06/10, 1997.
- Brown S. y Sibley D., "The Theory of Public Utility Pricing", Cambridge University Press (USA), 1986, 252 paginas.
- Brown S. y Yucel M., "What Drives Natural Gas Prices", Federal Reserve Bank of Dallas, W.P. 0703, 2007.
- Buchanan, J., "An Economic Theory of Clubs", in *Economics*, n 32, 1965, p. 1-14.
- Chevalier, J.M. y Percebois, J., "Gaz et électricité: un défi pour l'Europe et pour la France", Informe del CAE, La Documentation Française, 2008.
- Coase, R.H., "The Nature of the Firm", in *Economica*, vol. 4, n 16, 1937, p. 386-405.
- Crampes C., Plagnet, M.A., Sand-Zatmann, W. y Tirole, J., "Contrats de long terme, concurrence et efficacité", Informe EDF-IDEL, Toulouse, 2006, 36 paginas.
- Curien, N., "Economie des réseaux", Paris, La Découverte, "Repérés", 2005.
- David, L., "La restructuration des industries gazières américaine et britannique: la réglementation ATR". Thèse Creden, Montpellier, 2000.
- David, L. y Percebois, J. "Les enjeux du transport pour le gaz et l'électricité: la fixation des charges d'accès", in *Cahiers du Creden*, Universidad de Montpellier, mayo 2001, 33 paginas.
- David, L. y Percebois, J. "Access Pricing on Gas Networks and Capacity Release Markets" in *Energy Studies Review*, vol. 12, n 2, primavera 2004, p. 125-142.
- Denoix de Saint-Marc, R. "Régulateurs et juges; introduction", in *Petites Affiches*, 23 de enero, n 17, 2003.
- Hartley, P., Medlock, K., y Rosthal, J. "The Relationship of Natural Gas to Oil Prices", in *the Energy Journal*, 29 (3), 2008, p. 47-66.
- Hirschhausen, C. y Neumann, A. "Less Long Term Gas to Europe? A Quantitative Analysis of European Long Term Supply Contracts", in *Zeitschrift für Energie Wirtschaft*, vol. 28, 2004.
- Institut Français du Pétrole, "Outlook for the Natural Gas Industry", Panorama 2009.
- International Energy Agency, "World Energy Outlook", 2009.
- Locatelli, C. "Gazprom's export strategies under the institutional constraint of the Russian gas market", in *OPEC Energy Review*, XXXII (3), 2008, p. 246-264.
- Mainguy, Y. "L'économie de l'énergie", Dunod, Paris, "Finance et Economie Appliquée", Paris, 1967, 530 paginas.
- Noam E.M., "Network Tipping and the Tragedy of Common Network: a Theory for the Formation and Breakdown of Telecommunications System", in *Communications et Strategies*, n 1, 1er trimestre, 1991, p. 43-72.
- Percebois, J. "Economie de l'Energie", *Economica*, 1989, (689 p.).

Percebois, J. "The supply of natural gas in the European Union: strategic issues", *OPEC Energy Review*, Vol. XXXII, n° 1, marzo 2008, p. 33-53.

Smeers Y. (2008), "Gas Models and Three Difficult Objectives", WP European Project CESSA, febrero 2008, 55 paginas.

Spengler, J., "Vertical Integration and Anti-trust Policy", in *Journal of Political Economy*, n 58, 1950, p. 347-352.

Stoffaes, C. (bajo la dirección de), "La sécurité gazière de l'Europe, de l'indépendance a l'interdépendance", Informe al CAS (Centro de Análisis Estratégico), Primer Ministro, Paris, marzo 2010 (146 paginas).

Tchung-Ming, S., "Contrats et marches *spot* dans l'industrie gazière européenne: un essai pour la simulation multi-agents", tesis IFP-Creden, Universidad de Montpellier, 2008.

Tirole, J., "The Theory of Industrial Organization", Cambridge, MIT Press (traducción al francés Economica, 1993), 1988.

Vaillaud,, M., "Recherche sur le développement optimum d'un champ", reproducido en Pierre Masse (1966), *Le choix des investissements*, Dunod, 1965.

Vickers, J., "Competition and regulation in vertically related markets", in *Review of Economic Studies*, n 62, 1995, p. 1-17.

Williamson, O., "Transaction Cost Economics; the Governance of Contractual Relations", in *Journal of Law and Economics*, n 22, 1979, p. 233-261.

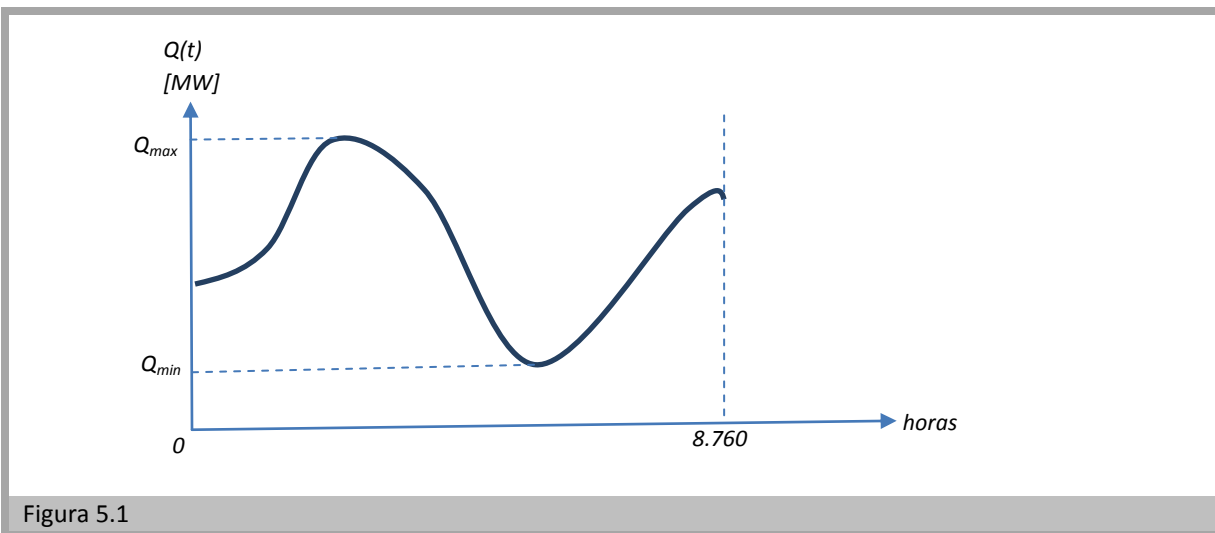
**LA ELECTRICIDAD**

5.1	El parque óptimo de producción	326
5.2	Costos y precios: una primera referencia al mercado	345
5.3	La economía eléctrica de mercado	368
5.4	Evaluación de esta etapa	421
	Anexos Capítulos 4 y 5	423
	Anexo Capitulo 5	428
	Bibliografía	449

## 5.1 EL PARQUE ÓPTIMO DE PRODUCCIÓN

Las propiedades físicas de la electricidad son muy particulares y determinan esencialmente sus características económicas. Encontraremos anexo a este capítulo una memoria de estos datos y su incidencia en la economía de los sistemas eléctricos. La electricidad comparte con otros bienes (el agua, el gas,...) la particularidad de *ser siempre demandada* y de ver esta demanda *fluctuar en forma continua* a lo largo del tiempo, en función de las conexiones y desconexiones de numerosos pequeños clientes y de grandes consumidores. Según la clásica expresión de los explotadores de este sistema, “en ningún momento del día, ni en ninguna época del año la demanda es nula...”.

La *curva de carga*  $Q(t)$  [MW] representa las potencias demandadas sucesivamente a lo largo del tiempo por la red, durante las 8.760 horas del año y tiene la forma que se puede apreciar en la figura 5.1.



La electricidad se caracteriza por la *amplitud* de la diferencia entre  $Q_{max}$  y  $Q_{min}$ . La forma de  $Q(t)$  va a depender fuertemente del tipo de consumo al que responde la demanda:  $(Q_{max} - Q_{min})$  será muy grande para un sistema donde predomina la demanda residencial, esta diferencia será menor si la red incluye, por ejemplo, algunos grandes clientes industriales que consumen la electricidad en forma prácticamente continua para alimentar sus procesos (hornos eléctricos, cadenas de frío,...).

La *energía total*  $E$  consumida a lo largo del año se calcula como:

$$E = \int_0^{8.760} Q(t) dt \quad [\text{MWh}]$$

El problema a resolver es conocer cuantas y que tipo de maquinas de produccion debe disponer un productor para asegurar en cada instante del año la satisfacción de la demanda

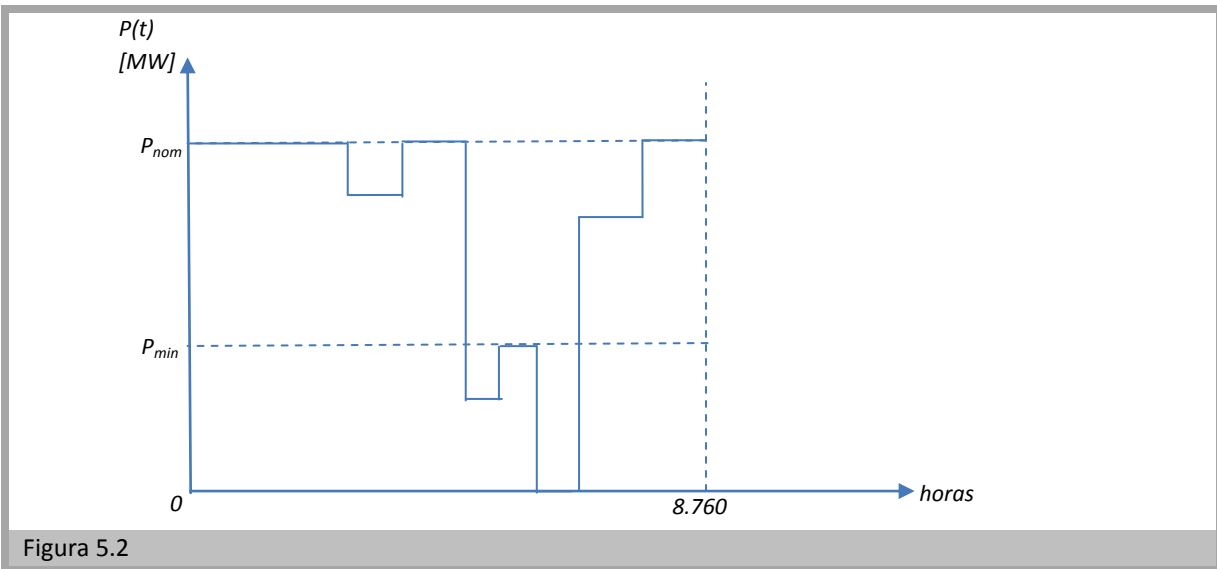
de potencia con total seguridad y el abastecimiento de la energía demandada al mínimo costo.

Para ello, puede elegir a priori centrales de producción de diferente tipo, caracterizadas por costos fijos y costos variables muy diferentes.

### 5.1.1 La estructura de los costos de producción

Contrariamente a la potencia demandada por la red  $Q(t)$ , la curva de potencia  $P(t)$  [MW] de una máquina no es continua: las operaciones de mantenimiento planificado o las fallas imprevistas pueden reducir a cero la potencia disponible de una central. Por otra parte, la potencia que el *despacho centralizado* del parque le pedirá abastecer también puede variar de acuerdo a las necesidades y a la cobertura óptima, sin poder caer por debajo del mínimo técnico, como se demostró anteriormente (cap. 2,5).

El diagrama de producción de una máquina podrá entonces tomar la siguiente forma (figura 5.2):



$P_{nom}$  es la potencia que la central es capaz de entregar según sus características de diseño y  $P_{min}$  su mínimo técnico, que también depende de las características de la máquina: cuanto menor es  $P_{min}$  comparativamente con  $P_{nom}$ , la máquina tendrá mayor capacidad de *modulación*, contribuyendo a proporcionar al parque la *flexibilidad* necesaria, elemento esencial para la capacidad operativa de la red, pero también de su óptimo económico.

La energía producida por la máquina a lo largo del año será:

$$E = \int_0^{8.760} P(t)dt \text{ [MWh]}$$

Una máquina esta generalmente caracterizada por su *factor de utilización*,  $U$  (horas/año), definido de la siguiente manera:

$$U = \frac{E}{P_{nom}} \text{ [h/año]}$$

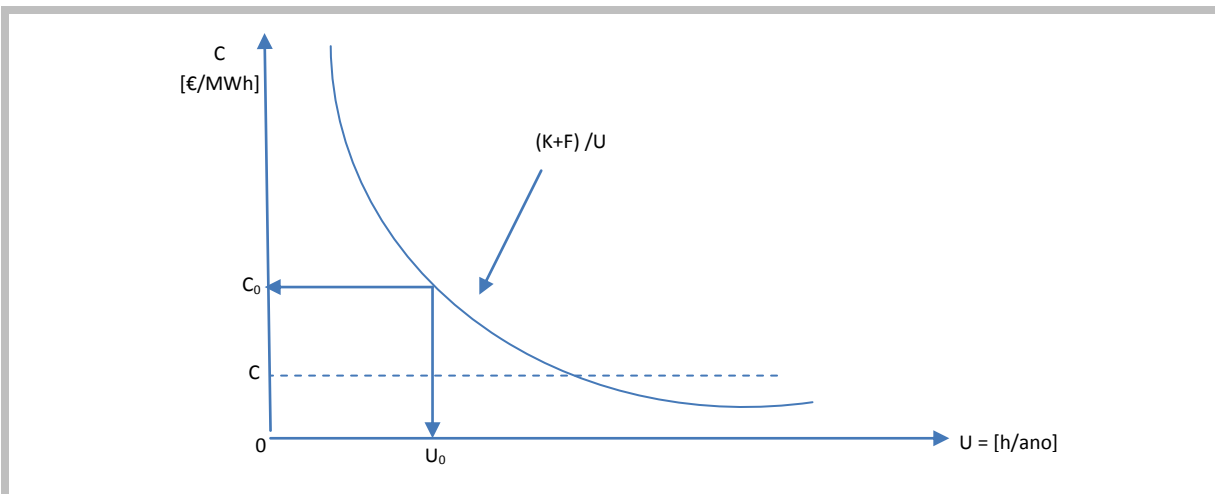
que indica de cierta forma la intensidad de utilización de la potencia nominal durante el año,  $U$  depende del rendimiento operativo de la máquina (mantenimiento, confiabilidad aleatoria,...), y también de su nivel económico en su contribución a la cobertura óptima de la carga.

El costo real de producción de la unidad en un periodo dado,  $C$  [€/MWh], va a depender de los *costos fijos* unitarios  $K$  [€/MW- año]<sup>1</sup> de la máquina instalada, de los *costos de explotación*  $F$  [€/MW- año], los que en una primera aproximación se pueden considerar fijos a corto plazo, y de un *costo proporcional*, que es esencialmente el del combustible utilizado,  $c$  [€/MWh].

Cada máquina puede entonces ser caracterizada por un diagrama representando el costo total  $C$  de producción de un MWh, o los gastos totales anuales  $D$  correspondientes, de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$C \text{ [€/MWh]} = \frac{K + F}{U} + c$$

$$D \text{ [€/MW- año]} = (K + F) + c - U$$

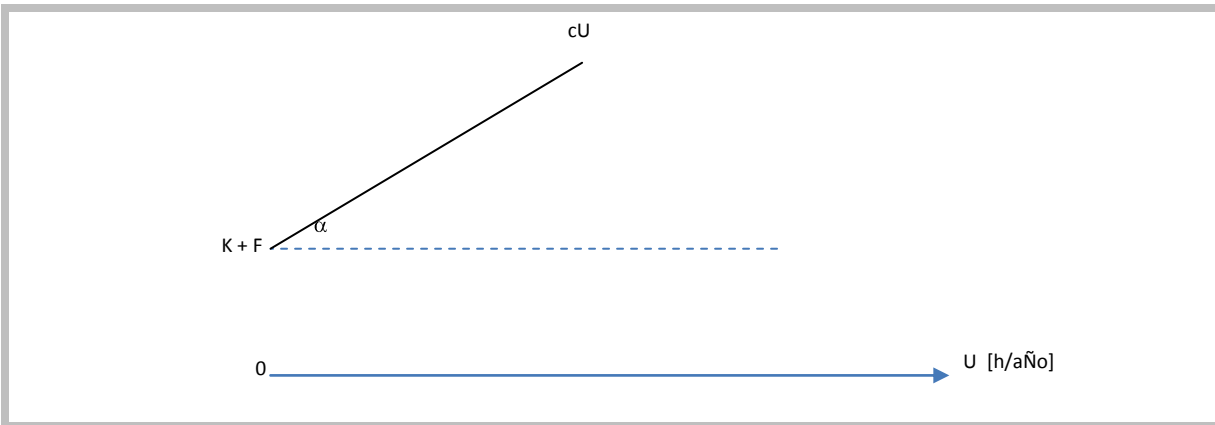


**Figura 5.3a**

$D$   
[€/MWh]

<sup>1</sup> En una primera aproximación, estos costos fijos, esencialmente los cargos por capital (inversiones), se calculan en forma anualizada con la expresión  $K = I \left[ \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$  multiplicando  $I$ , el costo de inversión unitaria específica de la maquina en [€/MW], por un factor de anualización que toma en cuenta la



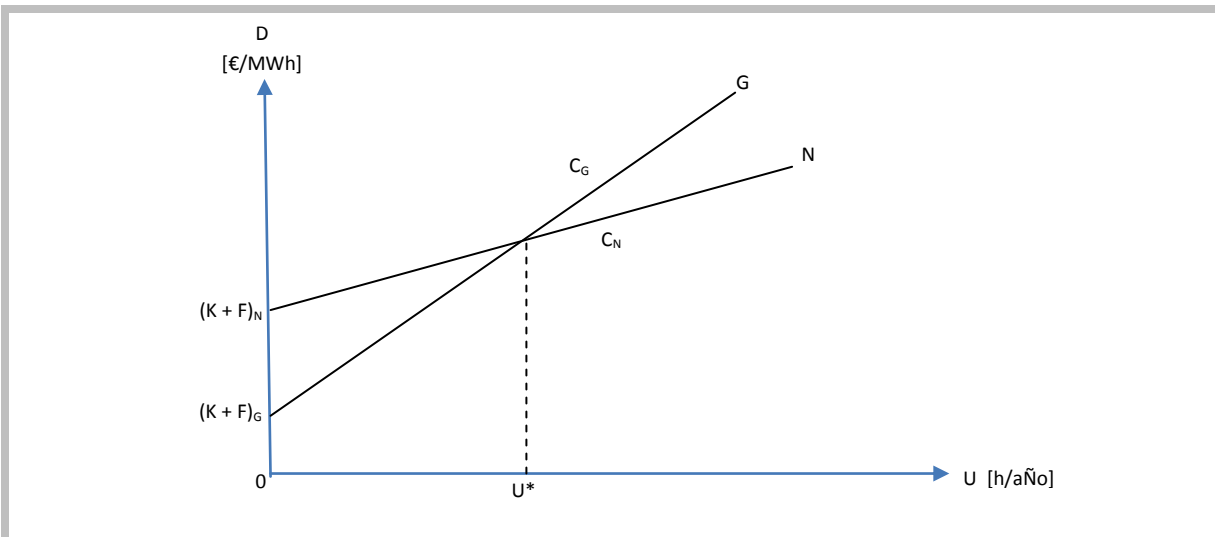


**Figura 5.3b**

La hipérbola representativa del costo unitario es asintótica al costo variable o proporcional (ver Figura 3.a) y la curva de gastos anuales (Figura 3.b), tiene como ordenada al origen la suma de los costos fijos, o considerados como tales, y su pendiente es el ángulo  $\alpha$  siendo la  $\text{tg } \alpha = c$ .

Se puede deducir en forma inmediata el punto de *equilibrio de utilización* entre dos tipos distintos de Centrales de Generación o equipamientos, siendo uno de ellos N más intensivo en capital pero con menores costos variables de combustible (caso típico de una central nuclear o hidroeléctrica), y el otro G que presenta características inversas (por ejemplo, turbina a gas de ciclo abierto) (Figura 5.4), siendo:

$$(K + F)_N > (K + F)_G \text{ y } c_N < c_G$$



**Figura 5.4**

Para un tiempo de utilización previsto  $U < U^*$ , la turbina a gas de ciclo abierto será más económica, e inversamente para  $U > U^*$  será más conveniente la Central Nuclear.

### 5.1.2 La cobertura óptima de la curva de carga

Al disponer de varios tipos diferentes de unidades de producción caracterizadas por sus costos fijos y variables, podemos ubicarnos en el lugar del *planificador centralizado* que tiene que definir la utilización óptima de estas centrales, para cubrir en forma confiable y al mínimo costo la curva de carga  $Q(t)$ , que demanda la red.

Comenzamos por desarmar la información que contiene la curva de carga  $Q(t)$ , clasificando las potencias demandadas, no por orden cronológico, sino por orden monótono decreciente, que llamamos la curva monótona de cargas (fig. 5.5).

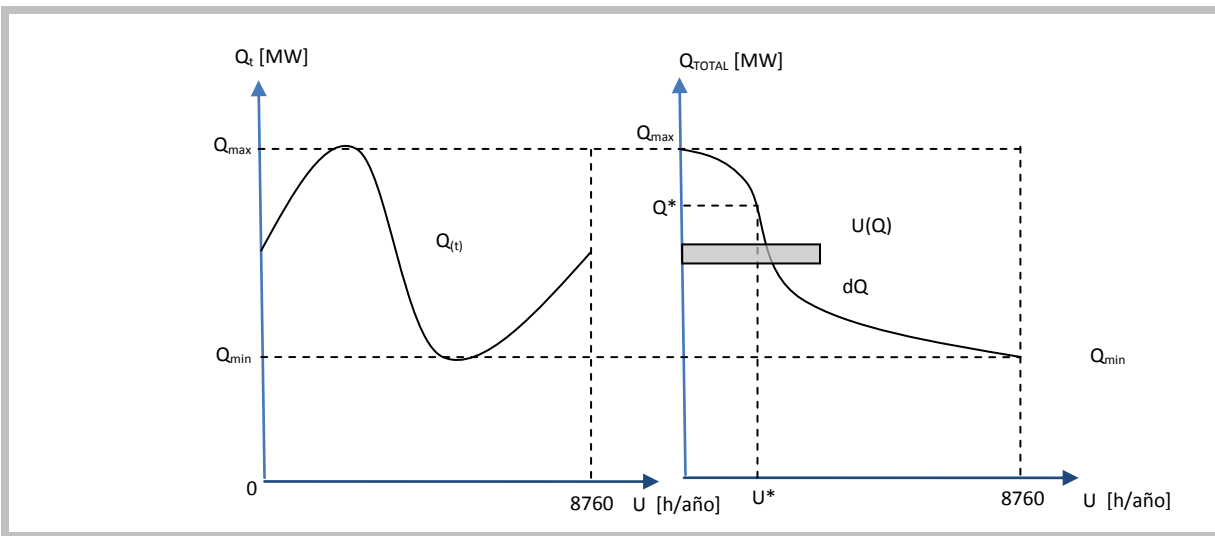


Figura 5.5

La operación consiste en calcular que niveles de potencia (MW) tengo que movilizar para cada tipo de equipamiento.

Si disponemos de dos maquinas  $(K, F, c)_1$  y  $(K, F, c)_2$ , con  $c_1 < c_2$ ,  $K_1 > K_2$  y  $F_1 > F_2$ , el costo total de la cobertura será  $CT$  (€/año):

Donde  $Q^*$  es el nivel de potencia para el cual el costo de los dos equipamientos se iguala, definiendo un punto de indiferencia o de equilibrio y  $U(Q)$  es la cantidad de horas de funcionamiento anual de cada Central.

$CT$  será mínimo cuando  $\frac{dCT}{dQ} = 0$  o  $U^* = \text{-----}$

Siendo posible obtener  $Q^*$ , conociendo  $U^*$  y deduciendo su valor sobre la monótona de cargas.

El óptimo implicara recurrir a:

- $Q^*$  MW de potencia de la unidad 1, funcionando entre 8760 horas y  $U^*$  al año;
- y  $(Q_{\max} - Q^*)$  MW de potencia de la unidad 2, funcionando entre  $U^*$  y 0 horas al año.

Este razonamiento se generaliza para el diseño de un parque optimo de  $n$  maquinas, trasladando sobre la monótona de cargas los picos A, B, C, D... del polígono de utilización limite de cada equipamiento (Figura 5.6).

En realidad, dada la necesidad de contar con una *potencia de reserva*  $R$ , expresada en %, la potencia máxima total  $Q$ , para cubrir la curva de cargas, no será  $Q_{\max}$ , sino  $QT = (1+R)Q_{\max}$  (ver sección 5.1.4, mas adelante).

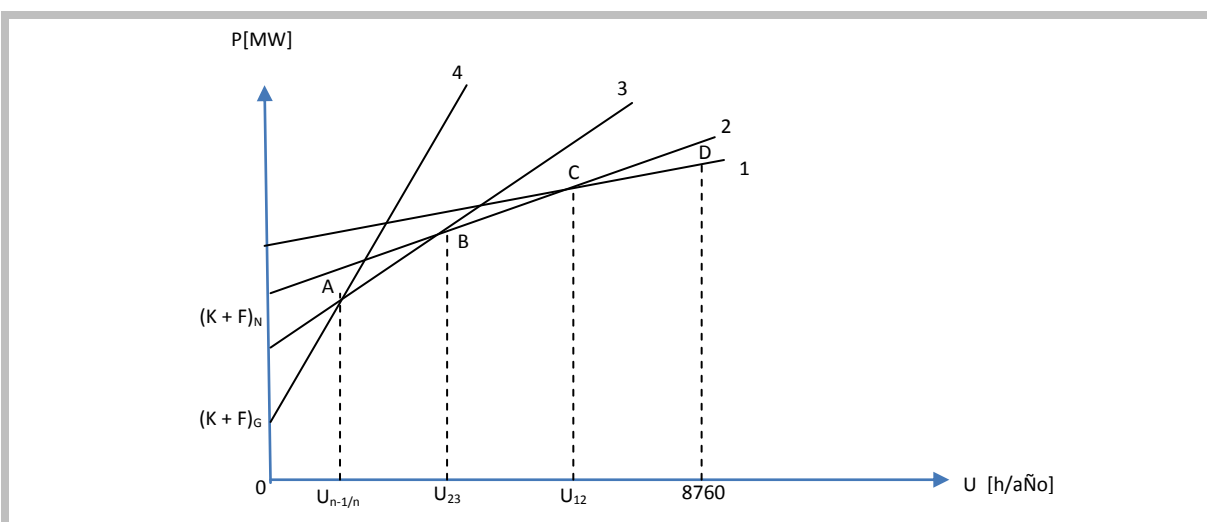


Figura 5.6

### 5.1.3 Sensibilidad del costo de producción a diferentes factores

Como se señaló anteriormente, las distintas unidades de producción de energía eléctrica se caracterizan por poseer diferentes costos de producción, fijos y variables: algunas centrales, de acuerdo a su tecnología, serán muy intensivas en capital y por lo tanto tendrán altos cargos fijos, pero serán económicas en términos de costos variables en función del combustible utilizado, y otras tendrán características inversas.

La tabla 5.1 muestra algunos valores indicativos para diferentes sistemas de producción utilizados actualmente. Podemos ver en particular:

- el costo específico del equipamiento instalado (€/kW);
- la duración nominal previsible de amortización (años);
- los costos fijos de explotación (Operación y Mantenimiento) (€/kW);

- los costos proporcionales o variables de explotación (€/MWh), y los respectivos costos de combustibles (€/unidad térmica);; como así también el costo del CO2 emitido, tomado aquí en general e igual para todos en 25 €/t);
- la cantidad de horas ( $U$ ) calculadas en el óptimo para cada tecnología (horas/año);
- la tasa de interés o de actualización (8%) y las respectivas anualidades (€/kW-año);

El *costo marginal de largo plazo* ( $C_{LTP}$  de una Central es, por definición, el costo completo de producción (€/MWh) de una unidad nueva instalada del mismo tipo, incluyendo la suma de costos fijos y variables:

$$C_{LTP} = \frac{C_{FOM} + C_{VCOM} + \frac{C_{CO2}}{\eta} + \frac{P_f}{\eta}}{U} + \frac{aI}{U}$$

siendo:

$P_f$ : el precio del combustible utilizado expresado en (€/MWh);

$\eta$ : el rendimiento térmico total de la unidad (%);

$P_{CO2}$ : el precio de la tonelada de CO2 emitida, expresado en (€/Tco2),

$FECO2$ : es el factor de emisión del combustible considerado (t/MWh),

$C_{VCOM}$ : la parte variable de los costos de operación y mantenimiento (€/MWh), y

$C_{FOM}$ : su parte fija (€/MW),

$aI$ : la anualidad correspondiente a una tasa  $i = 8\%$  e  $I$  el costo de la inversión (€/MW), y

$U$ : el tiempo de utilización anual de la unidad

La última línea de la tabla 5.1 reproduce el resultado del costo marginal de largo plazo para las diferentes tecnologías.

A partir de estos resultados se puede comprender fácilmente que el costo de una tecnología intensiva en capital, por ejemplo, sea mucho más sensible al tiempo de utilización anual durante el cual funciona ( $U$ ), que las unidades de baja intensidad de capital, aunque estas últimas son caras en combustible, e inversamente.

El mismo grado de sensibilidad encontramos para los equipos intensivos en capital con respecto a la tasa de interés  $i$ , o a la cantidad de años  $n$  en los que el equipamiento puede ser amortizado.

También interesa estudiar la *sensibilidad* del costo de producción de cada tecnología, respecto a los factores que intervienen en su definición.

Para cada factor  $\lambda$ , se puede escribir:

$$S(\lambda) = \frac{\lambda}{C_{LTP}} \frac{dC_{LTP}}{d\lambda}$$

La Tabla 5.2 muestra, para cada una de las tecnologías estudiadas, la sensibilidad, expresada en porcentaje de variación del  $C_m^{LT}$ , para una variación del 1% del parámetro

elegido. Se observa que para las centrales nucleares y las eólicas, por ejemplo, altamente intensivas en capital, las principales sensibilidades al costo provienen de las variaciones en el propio costo de inversión, en la tasa de interés y en la cantidad de horas de funcionamiento, es decir las horas sobre las que se tiene la posibilidad, o no, de distribuir los gastos fijos anuales.

En el caso de las Centrales del tipo TGV, TAG, y carbón, las variables más significativas son el costo del combustible y el tiempo en horas de funcionamiento.

Tabla 5.1 Datos técnicos y económicos para diferentes tecnologías							
		Nuclear	Eólica onshore	Eólica offshore	Carbón	TGV	TAG
<b>Datos técnicos</b>							
Capacidad	MW netos	1400	2	5	750	480	150
Rendimiento	%	33%			41%	57%	38%
Costo unitario de inversión	€/kW neto	2928	1677	4343	1523	763	520
Vida Útil	años	60	25	20	40	30	30
Costo fijo de operación y mantenimiento	€/kW neto	65			15	11	11
Costo variable de operación y mantenimiento	€/kW neto	1,2	14,9	31,5	2,0	1,5	0,4
<b>Datos adicionales</b>							
Tasa de emisión de CO <sub>2</sub>	kg/GJ	0	0	0	93	56	56
Precio del combustible	€/MWh	3			13	22	22
Precio del CO <sub>2</sub>	€/ton	25	25	25	25	25	25
Horas de funcionamiento	horas	7446	2278	3767	7446	5256	1752
Tasa de interés		8%	8%	8%	8%	8%	8%
<b>Cálculos</b>							
Anualidad/horas de funcionamiento	€/MWh	31,83	68,98	117,44	17,15	12,90	26,36
Anualidad	€/kW	237	157	442	128	68	46
Costo variable total por MWh	€/MWh	10,32	14,91	31,46	44,81	45,46	66
Costo fijo total por MWh	€/MWh	40,57	68,98	117,44	19,22	15,06	32,57
Costo Marginal de Largo Plazo (CMLT)	€/MWh	50,89	83,89	148,9	64,03	60,52	98,87

#### 5.1.4 El impacto de la incertidumbre

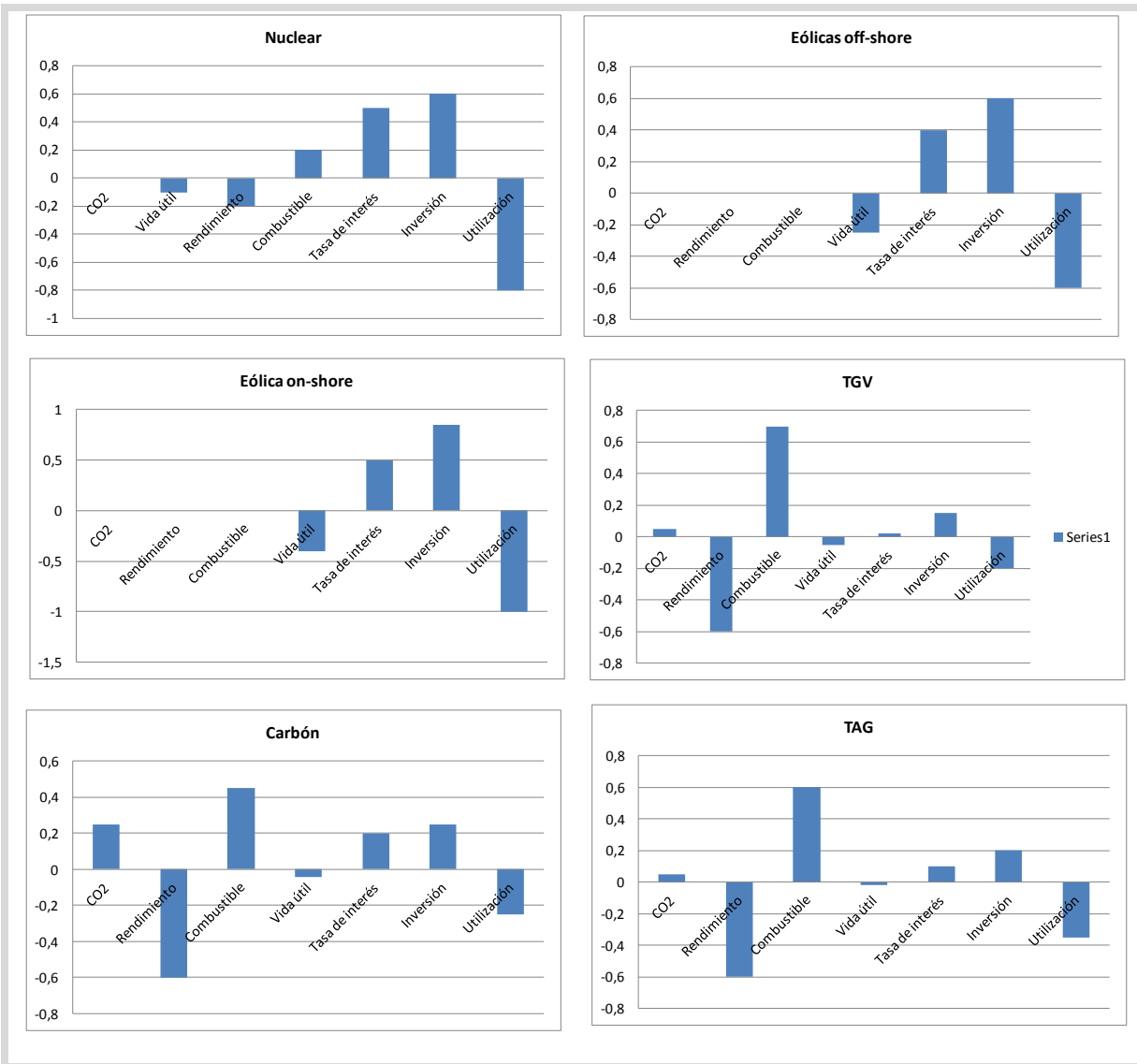
Las anteriores secciones mostraron la imperiosa necesidad de disponer de *potencia de reserva* en el diseño de la arquitectura general del parque de producción para asegurar la estabilidad de explotación del sistema eléctrico. Estas reservas pueden ser movilizadas por el productor, el administrador de la red o un grupo de administradores.

El problema se plantea en términos del cálculo racional de la tasa de reserva deseable para un parque de producción y un consumo dados.

##### A *Las metodologías existentes*

La *estimación del porcentaje de reserva* fue, históricamente, el primer método utilizado por los planificadores. Consiste simplemente en calcular anualmente la totalidad de la potencia disponible en el parque y compararla con la carga (demanda) de punta.

Un criterio que se puede proponer, en base a la experiencia pasada definiendo un margen de reserva, por ejemplo del 15% al 25%.



**Tabla 5.2 – Sensibilidad de las diferentes tecnologías**

Este método presenta varias insuficiencias: es indiferente a la tasa de paradas forzadas por falla de cada una de las máquinas que constituyen el parque, como así también de la característica de la forma de la curva de carga, en particular su variación en el tiempo. Tampoco tiene en cuenta el tamaño de las unidades a movilizar, particularmente las más grandes centrales del sistema, las que, como es fácil percibir, cuando tienen una falla pueden afectar más al parque que la falla de unidades más pequeñas.

Desde este punto de vista, el método basado en la pérdida de la unidad más grande (LLGU)<sup>2</sup> ofrece una refinación del método de cálculo. El método LLGU calcula la reserva necesaria  $R'$ , agregando un factor calculado como la potencia de la unidad más grande  $P$  dividida por la demanda máxima de punta  $Q$  y corrigiendo con este factor la reserva  $R$  estimada con el método clásico:

<sup>2</sup> LLGU: "Loss of the Largest Generating Unit".

$$R' = R + -$$

Por ejemplo si  $P = 1.000 \text{ MW}$ ,  $Q = 30.000 \text{ MW}$  y  $R = 0,15$

$$R' = 0,15 + \text{---} = 0,18$$

Este método simple presente una ventaja respecto al método clásico. Sin embargo, no integra la posibilidad que varias unidades podrían fallar en forma simultánea. Se trata de incorporar inevitablemente en el cálculo de la tasa de reserva una dimensión probabilística.

El método basado en la probabilidad de carga no cubierta por falla de unidades de producción (LOLP)<sup>3</sup> toma en cuenta esta posibilidad

### ***B El Método de Cálculo de la Carga no Cubierta***

Introducido inicialmente por G. Calabrese (1947) este método ha tenido numerosos perfeccionamientos y se ha impuesto progresivamente en función de los medios informáticos de cálculo disponibles.

Presentamos este principio por medio de un ejemplo propuesto por H.G. Stoll (1989), antes de formalizarlo para generalizar esta aplicación y analizar una aplicación real sobre las tasas de reserva necesaria de parques interconectados.

Si consideramos un parque de producción integrado por tres unidades A, B y C, siendo caracterizadas cada una de ellas por su potencia nominal (MW), su tasa de indisponibilidad (TI, %) y, complementariamente, su tasa de disponibilidad (TD,%) con  $TI = 1 - TD$ , siendo estas tasas establecidas en base a observaciones históricas e independientes (Tabla 5.3).

<b>Tabla 5.3</b>			
<b>Unidades</b>	<b>Potencias nominales</b>	<b>TI</b>	<b>TD</b>
A	50	0,05	0,95
B	100	0,07	0,93
C	200	0,10	0,90
Sistema	350		

Para estas tres unidades, existen ocho combinaciones ( $2^N$  para un parque de N máquinas) de máquinas en falla o en servicio. Se pueden estimar las probabilidades de los ocho estados del sistema correspondientes a la imposibilidad para este de entregar una cierta potencia:

<sup>3</sup> LOLP: "Loss of Load Probability"

Tabla 5.4				
Estados del Sistema	Unidades en falla	Potencia no disponible (MW)	Unidades en servicio	Probabilidad del Estado
1	Ninguna	0	A,B,C	0,79515 (1)
2	A	50	B,C	0,04185
3	B	100	A,C	0,05985
4	C	200	A,B	0,08835
5	A,B	150	C	0,00315
6	A,C	250	B	0,00465
7	B,C	300	A	0,00665
8	A,B,C	350	Ninguna	0,00035
				1,00000

(1)  $0,95 * 0,93 * 0,90 = 0,79515$ . Las probabilidades de los otros estados se calculan de la misma manera

Los datos de la tabla 5.4 pueden ser clasificados en orden creciente de potencia en falla (Tabla 5.5). Si calculamos la probabilidad de no poder entregar una potencia de 220 MW, por ejemplo, si están disponibles 220 MW o menos de potencia, una demanda de 220 MW no podrá ser satisfecha. Siendo la capacidad total de 350 MW, la demanda no podrá ser satisfecha si una potencia de  $350 - 220 \text{ MW} = 130 \text{ MW}$  o más se encuentran en falla. La Tabla 5.5 calcula esta probabilidad de falla de 130 MW o más:

$$0,00315 + 0,08835 + 0,00465 + 0,00665 + 0,00035 = 0,10315 \sim 10\%$$

Tabla 5.5		
Potencia no disponible (1)	Probabilidad (2)	Probabilidad que P (MW) o más estén en falla (3)
0	0,79515	1,00000
50	0,04185	0,20485
100	0,05985	0,16300
150	0,00315	0,10315
200	0,08835	0,08835
250	0,00465	0,01165
300	0,00665	0,00700
350	0,00035	0,00035
	1,00000	

La columna (1) de la Tabla 5.5 puede interpretarse como la *potencia acumulada* en falla, columna a la cual corresponden las probabilidades de la columna (3). Por ejemplo, la probabilidad de no poder satisfacer una demanda de 220 MW correspondiente a una falla de  $350 - 220 \text{ MW} = 130 \text{ MW}$  o más, la encontramos en lectura directa de la columna (3), en forma aproximada es igual al 10% (0,10315).

Como se ve, los cálculos se vuelven muy rápidamente imposibles de llevar a cabo en un parque real (por ejemplo compuesto por 15 máquinas, tiene una cantidad de estados de  $2^{15} = 32.768$ ). Por ello es importante plantear el problema en términos analíticos susceptibles de cálculos automatizados. Veremos en adelante los métodos llamados de *convolución*.



## C Las técnicas de convolución<sup>4</sup>

### La convolución directa

En este primer método de convolución<sup>5</sup>, nos concentraremos en principio en la curva monótona de carga  $Q(H)$ , traduciendo en cada hora  $H$ , la potencia (MW) demandada por los consumidores. En la práctica, esta curva es llamada la Curva de Duración de Carga (LDC, *Load Duration Curve*) (fig. 5.7).

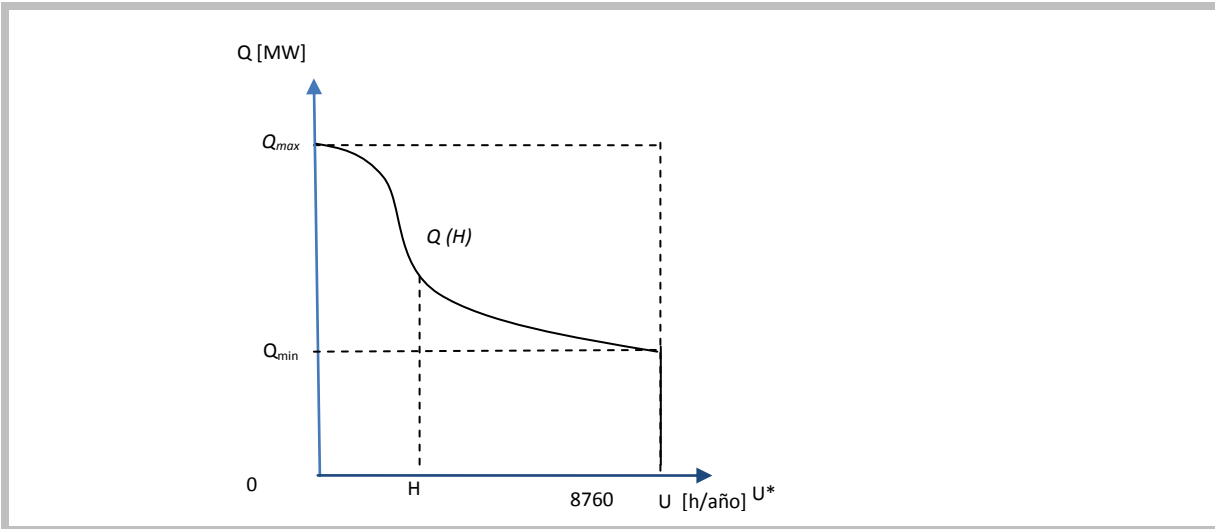


Figura 5.7

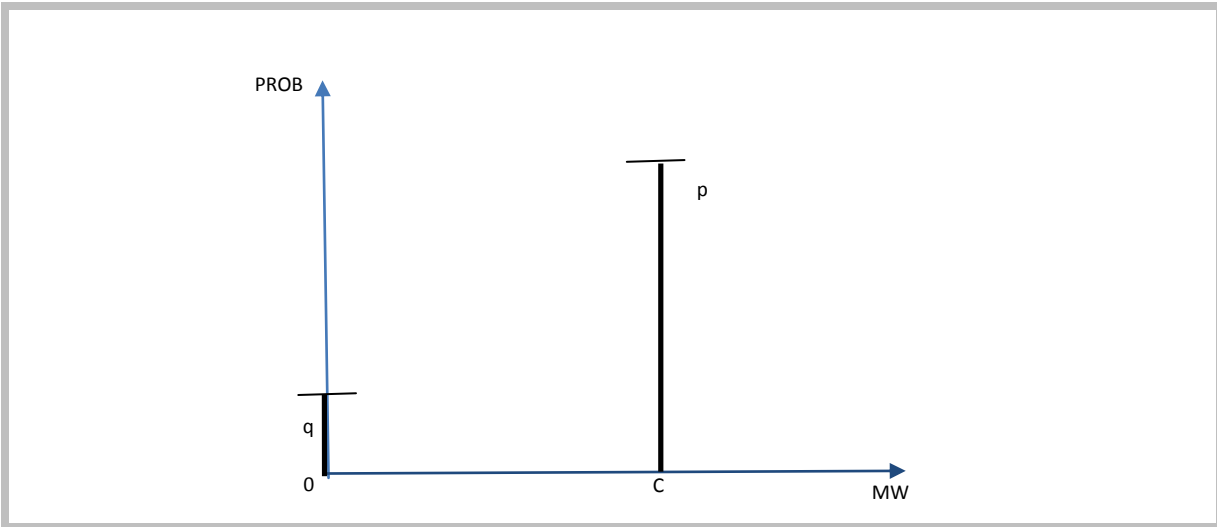
Se considera que no existe *incertidumbre* sobre este dato: LDC es conocida y determinada.

Sus cargas deberán ser cubiertas por unidades de producción funcionando bajo “*cobertura óptima*”, cada una de ellas caracterizada por una tasa de disponibilidad TD (%), y una tasa de indisponibilidad TI (%), estimadas sobre los datos históricos de explotación de cada máquina. Estas tasas se pueden asimilar a *probabilidades de presencia* ( $p$ ) de la máquina si está en condiciones de producir cuando es convocada y de *falla* ( $q = 1 - p$ ) en el caso contrario (fallas intempestivas o mantenimiento).

La función de *densidad de probabilidad de una máquina* de potencia nominal  $C$  (MW) será del tipo que se muestra en la figura 5.8.:

<sup>4</sup> Una convolución es un operador matemático que transforma dos funciones  $f$  y  $g$  en una tercera función que en cierto sentido representa la magnitud en la que se superponen  $f$  y una versión trasladada e invertida de  $g$ . Una convolución es un tipo muy general de media móvil

<sup>5</sup> El *producto de convolución* de las densidades de probabilidad de dos variables aleatorias independientes es la densidad de probabilidad de la suma de las dos variables. Para dos funciones  $f$  y  $g$  este producto:  $f \times g$ , da como resultado otra función  $h$  y se calcula como  $f \times g =$



**Figura 5.8**

con, por ejemplo,  $p = 0,94$  y  $q = 0,06$

Si todas las máquinas tuvieran una confiabilidad total ( $p = 1$ ), estaríamos ante un problema de agrupamiento óptimo determinista de estas unidades.

La existencia de un riesgo de falla ( $p < 1$ ) puede interpretarse de la siguiente forma: cuando una máquina no está disponible, la máquina de costo marginal inmediatamente superior debe reemplazarla. Cada máquina ya no “ve” la carga real LDC, sino una especie de *carga equivalente* que tiene en cuenta la probabilidad de falla de las máquinas que están en operación antes que ella. Esta carga equivalente se llama *Equivalent Load Duration Curve* (ELDC).

La ELDC se puede construir de la siguiente forma. Le damos una suerte de doble rotación a la monótona  $Q(H)$  y reemplazamos la escala de horas por una escala de probabilidades donde  $0 \leq P_R \leq 1$  (fig. 5.9).

Podemos leer:

$$P_R(Q \geq Q_{min}) = 1$$

$$P_R(Q \geq Q_{máx}) = 0$$

$$\forall Q(x) : P_R [Q \geq Q(x)] = x$$

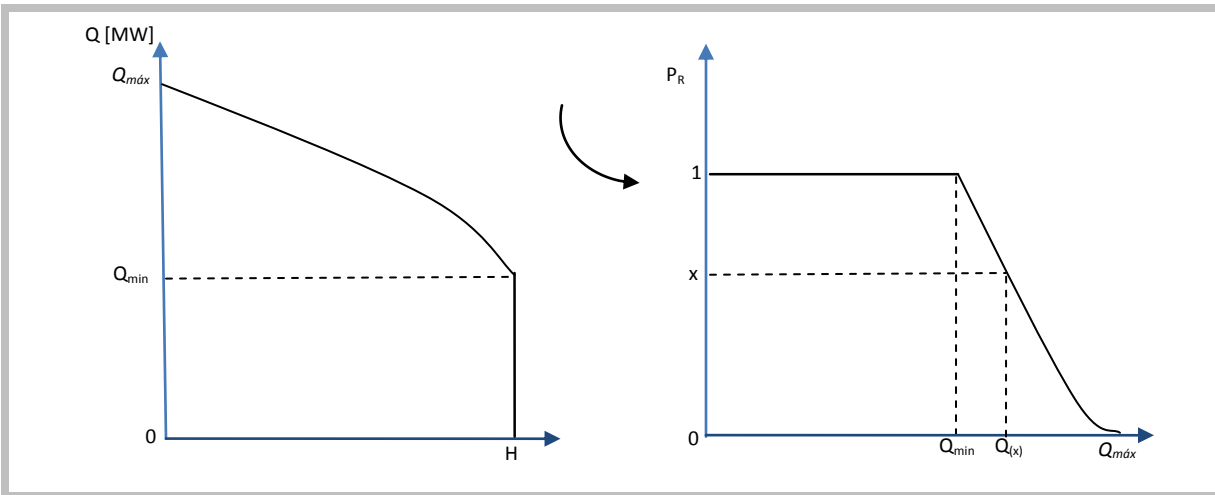


Figura 5.9

Supongamos que la *primera* unidad puesta en servicio para cubrir la demanda de la red tenga una potencia  $C$  [MW]. La demanda “vista” por la *segunda* unidad va a depender de la disponibilidad de la primera. Por ejemplo, si la primera máquina *no está disponible* para entregar la potencia y energía esperadas, la carga que verá la segunda unidad será *ELDC* construida de la siguiente manera:

- cualquier punto sobre ELDC se definirá partiendo de dos puntos de LDC, ya que hay dos estados posibles;
- si elegimos una potencia  $Q$  tal que  $Q_{\min} < Q < Q_{\max}$ , y para esta potencia, consideramos los dos estados posibles:
  - la máquina de  $C$  [MW] está disponible ( $p = 0,94$ );
  - la máquina está indisponible ( $q = 0,06$ )

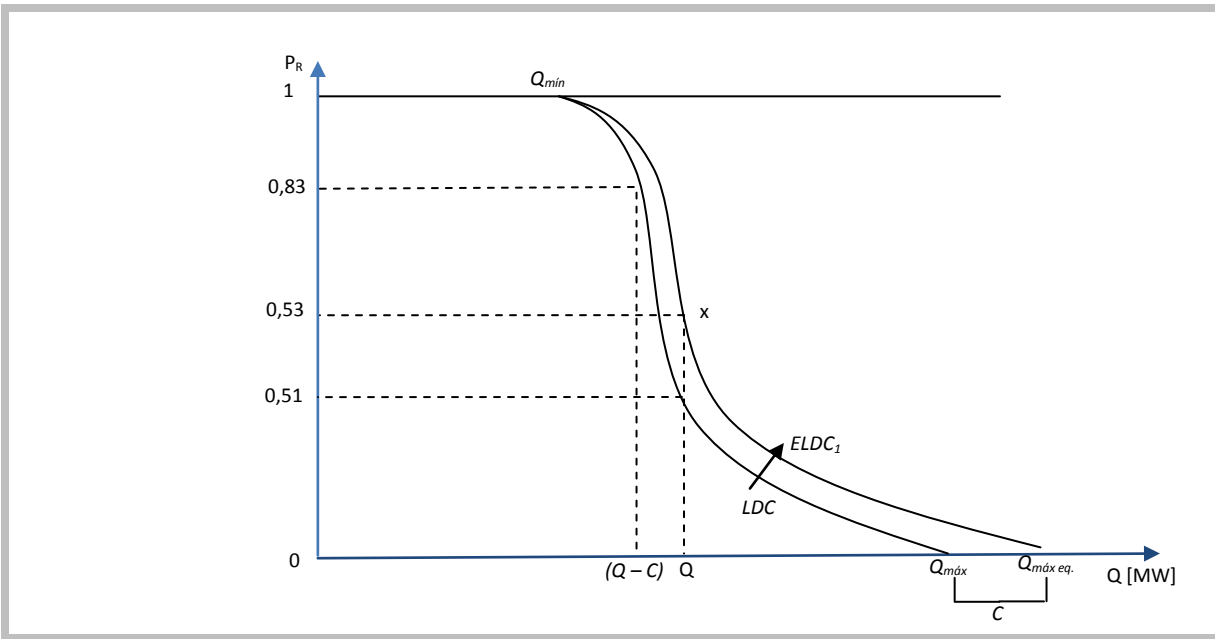
La ordenada de la  $ELDC_i$  correspondiente a la abscisa  $Q$  (figura 5.10) es:

$$x = (0,94 \times 0,51) + (0,06 \times 0,83) = 0,53$$

- haciendo este cálculo paso a paso, para todas las potencias  $0 < Q < Q_{\max}$  podemos construir la curva  $ELDC_i$ , curva de carga equivalente “vista” por la *segunda* máquina.

Luego será necesario construir todas las *ELDC* correspondientes a la presencia o no de una máquina, la diferencia entre  $ELDC_n$  y  $ELDC_{n-1}$ , provendrá del agregado de la máquina  $n$ , la que estará caracterizada por sus datos de disponibilidad  $p$  y  $q$ .

Cada *ELDC* se obtendrá entonces de la *combinación* de la función de distribución de probabilidad de la LDC y de las densidades de probabilidad de cada una de las máquinas.



**Figura 5.10**

Analíticamente, se trata de un *producto de convolución* entre estas dos funciones, definido de la forma siguiente. Si llamamos:

$f(z)$  a la función de probabilidad y  
 $F(x) =$  la función de distribución de probabilidad de las curvas ELDC,

podemos escribir:  $F(x)$  para la función ELDC<sub>n-1</sub> (en ausencia de cualquier máquina  $n$ );  
 $F^+(x)$  para la función ELDC<sub>n</sub> (en presencia de esta máquina agregada al parque);  
 $f^+(z)$  y  $f^-(z)$  definidos de manera similar.

Agregamos ahora a la curva (E)LDC una carga equivalente en caso de falla de la máquina  $n$ . Esta carga adicional está caracterizada por la función  $g(z)$  tal que:

$$g(z) = q \text{ si } z = C \text{ (MW);}$$

$$g(z) = p \text{ si } z = 0$$

y 0 en todos los otros casos.

Buscamos la densidad de probabilidad de la *suma* de dos variables aleatorias independientes que son  $f(z)$  y  $g(z)$ . Esta densidad de probabilidad será, por definición, el *producto de convolución* de las dos variables definido como:

$$f^+(x) = [f^- \times g](x) =$$

$$= f^-(x) \cdot g(0) + f^-(x-C) \cdot g(C)$$

La distribución de probabilidad en presencia de la máquina agregada será por lo tanto:

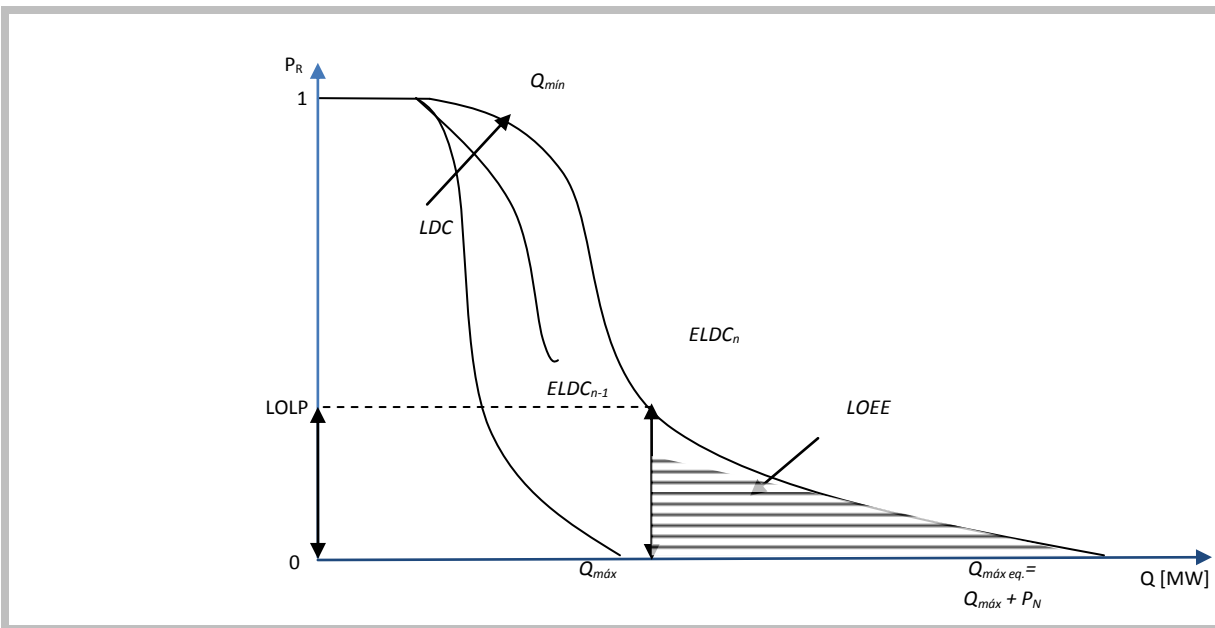
$$F^+(x) =$$

$$= g(0) \cdot F^+(x) + g(C) \cdot F^+(x-C)$$

o:  $F^+(x) = p F^+(x) + q F^+(x-C)$

Siendo  $F^+(x)$  la probabilidad que el parque, con la central  $C(p,q)$  [MW], cubra  $x$  o más MW de la potencia demandada.

De esta forma se pueden construir las curvas ELDC sucesivas (fig. 5.11):



**Figura 5.11**

De esta forma, cada vez que una máquina  $n$  de potencia  $P_n$  entra en consideración, la curva  $ELDC_n$  se traslada hacia la derecha respecto a  $ELDC_{n-1}$  y su abscisa al origen se traslada una cantidad  $P_n$ .

Luego que la última de las  $n$  unidades ha sido tomada en cuenta (“convolucionada”), el punto  $\Sigma P_n$  nos da la potencia instalada del parque y el punto  $Q_{max eq.}$ . Se obtendrá con la suma de  $Q_{max}$  más  $\Sigma P_n$ .

El valor de la función de probabilidad  $ELDC_n$  a la derecha de la abcisa  $\Sigma P_n$  luego de la introducción de la última máquina, representa la probabilidad de *demanda no cubierta* (“perdida”) del sistema (la LOLP, *loss of load probability*) y la superficie rayada bajo la curva representa la energía no suministrada (la LOEE, *loss of energy expectation*).

### La convolución alternativa

En este método no nos interesamos directamente en la carga  $Q(H)$  que tiene que cubrir el parque, sino que establecemos una suerte de “combinatoria” de las unidades convocadas por el despacho para cubrir esta carga.

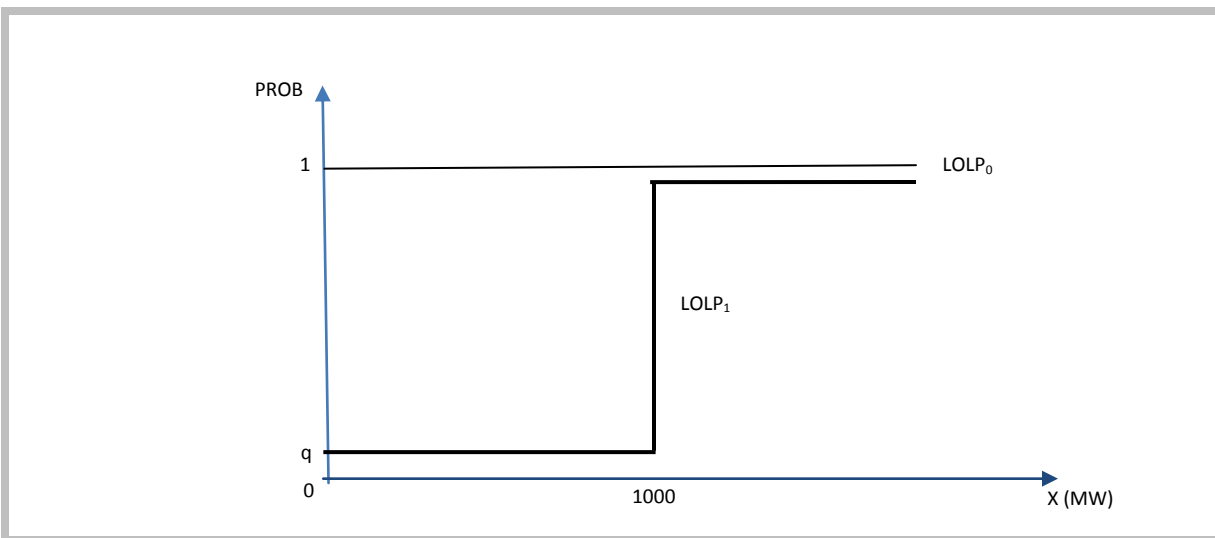
Primero construiremos un gráfico (fig. 5.12) en el cual las abcisas representan las potencias convocadas por la demanda.

Si no hay *ninguna* unidad convocada, la  $LOLP_0$  será evidentemente igual a 1.

Si *una* unidad, por ejemplo de 1.000 MW ( $p, q$ ), está en servicio, se presentan dos casos:

- hay falla ( $q$ ) y la curva de  $LOLP_1$  es idéntica a la de  $LOLP_0$ ;
- no hay falla ( $p$ ) y la curva  $LOLP_1$  es la escalera  $[0-1-1]$

Procederemos analíticamente como en el método precedente, recalculando ahora las curvas  $LOLP^+$  sucesivas correspondientes al agregado de una máquina  $C(p, q)$  a la  $LOLP^-$ .

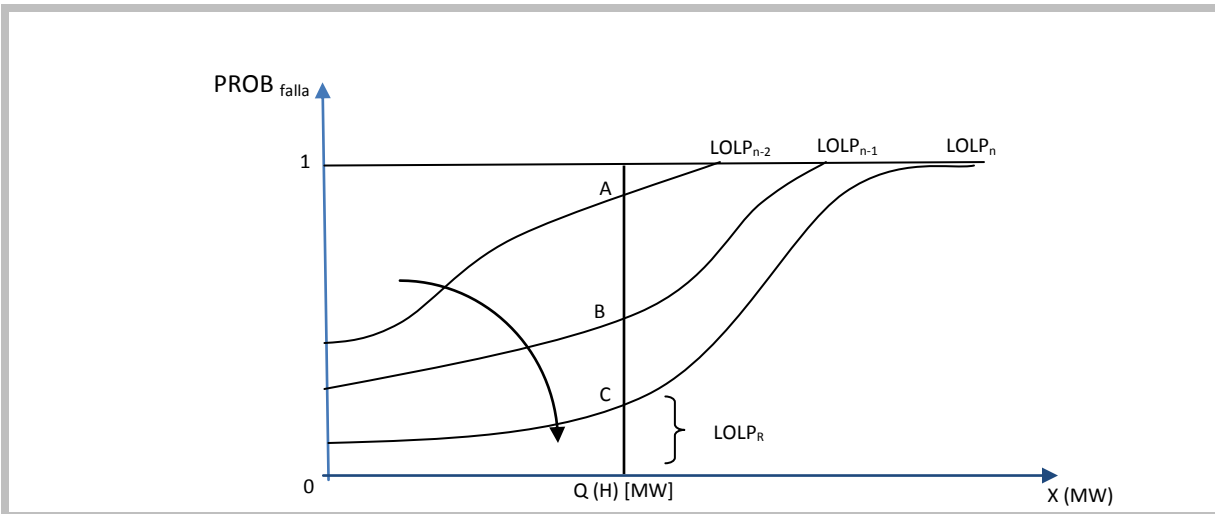


**Figura 5.12**

Para ello, es posible demostrar que se obtiene una expresión similar al cálculo sucesivo de las curvas ELDC:

$$F^+(x) = p F^+(x-c) + q F^+(x)$$

siendo las probabilidades  $p$  y  $q$  inversamente afectadas a  $F^+(x-c)$  y  $F^+(x)$ .



**Figura 5.13**

Este gráfico ilustra el cálculo del costo marginal de corto plazo  $C$  del *parque* en una hora  $H$  y como consecuencia de la demanda de carga  $Q(H)$  MW.

Cada segmento AB, BC... indica la disminución de *LOLP* permitida por el agregado de una unidad al *parque*.

Para  $n$  unidades disponibles tendremos (en €/MWh):

$$C = C_{vi} + (LOLP_R \times LOEE)$$

donde:

- $(\Delta LOLP)$  es la *probabilidad* que la central  $i$  sea marginal;
- $C_{vi}$  es el costo variable de la central  $i$ ;
- $LOLP_R$  es la *LOLP* residual, una vez que fueron convocadas todas las máquinas del *parque*;
- $LOEE$  es el costo de la energía no suministrada, parámetro difícil de cuantificar que no escapa a una cierta decisión arbitraria (ver sección 5.2.3 *infra*).

### **D Aplicaciones**

En la práctica estos métodos se emplean en problemas de planificación de equipamiento del sistema eléctrico (productores, operadores del sistema, transportistas,...), de cálculo del consumo y de costos de combustibles del *parque*, para el cálculo de inversiones particulares (por ejemplo, la utilidad de agregar una unidad de punta o de súper punta en el *parque*), o también para estimar la tasa de reserva resultante de la explotación combinada de diferentes *parques* instalados en diferentes sistemas, luego, por ejemplo, de fusiones o adquisiciones, para poner en evidencia las sinergias existentes.

Ejemplos:

- 1) Calculamos la ganancia de potencia de reserva en un parque multisistema explotado de manera combinada para mantener al valor inicial de 0,1145 la LOLP del parque original (Tabla 5.6)

Explotando en forma coordinada los tres parques A, B y C, es decir compartiendo la reserva de cada uno, el parque A que se supone adquirió el parque B y luego el parque C, puede *a priori*, conservando el mismo grado de confiabilidad, obtener ganancias de reserva de potencia del orden de los 650 MW.

Tabla 5.6				
	Parques	Capacidad instalada (MW)	Capacidad garantizada para una LOLP dada (MW)	Reserva (MW)
Datos	A	10.908	9.599	1.309
	B	4.838	3.900	938
	C	1.896	1.449	447
Caso 1	A y B explotados separadamente	15.746	13.499	2.247
	A y B coordinados	15.746	13.894	1.852
	Ganancia de potencia instalada			$\Delta = 395$
Caso 2	A B y C explotados separadamente	17.642	14.948	2.694
	A B y C coordinados	17.642	15.591	2.051
	Ganancia de potencia instalada			$\Delta = 643$

- 2) Como indicamos precedentemente, la convolución alternativa permite calcular el *costo marginal* de un parque de producción. Damos como ejemplo un resultado basado en un parque ficticio de cinco unidades de 100 MW, con las siguientes características (Tabla 5.7):

Tabla 5.7					
	Unidad 1	Unidad 2	Unidad 3	Unidad 4	Unidad 5
MW	100	100	100	100	100
TI (%)	0,10	0,05	0,05	0,08	0,15
Costo Marginal (€/MWh)	20,00	30,00	40,00	50,00	60,00
Se retiene un valor de LOEE limitado a 100 €/MWh					
	Resultado $\Delta$ MW	Costo Marginal determinista €/MWh	Costo Marginal probabilístico €/MWh		
	1-100	20	21		
	101-200	30	32		
	201-300	40	42		
	301-400	50	55		
	401-500	60	75		
	> 500	100	100		

Podemos destacar que el  $C_m$  *determinista* es siempre inferior al  $C_m$  *probabilístico*. Esto está precisamente vinculado al hecho que este último toma en cuenta la aleatoriedad de disponibilidad de una máquina, y por lo tanto su probabilidad de reemplazo por una unidad de costo marginal superior.



## 5.3 ECONOMIA ELECTRICA DE MERCADO

Luego de haber analizado los óptimos de producción y de haber abordado el estudio de la formación de precio, es importante describir en estos principios aquellos que es a veces presentado como *la nueva economía de la electricidad*, que se basa explícitamente sobre los postulados de la economía de mercado neoclásica.

### 5.3.1 Las bases económicas e institucionales

Durante casi 70 años (1920-1985 aproximadamente), la industria eléctrica se caracterizó esencialmente por *dos tipos de monopolios naturales* (Stoffaës, 1994):

- el rendimiento creciente de las instalaciones de producción: el progreso técnico incrementó constantemente el tamaño de las instalaciones (hidráulicas, nucleares, térmicas). Las grandes unidades de producción dispusieron de ventajas competitivas considerables respecto a las pequeñas unidades. Es uno de los factores históricos que impulsó la concentración de las empresas eléctricas;
- el rendimiento creciente de las instalaciones de transporte y distribución, por considerables economías de escala y dado el costo exorbitante de la duplicación eventual competitiva de esta infraestructura (ver sección 2.4).

Estas características favorecieron movimientos de concentración *horizontal* (territorios alimentados) y *vertical*, que están en el origen del “modelo integrado” producción – transporte – distribución – venta, que prevaleció durante esos años. La gestión de estas grandes empresas estaba fundada en la circulación *interna* de las informaciones que debían conducir a asegurar el mínimo costo de producción y abastecimiento.

Alrededor de los años 1980 estos fundamentos cambiarían radicalmente.

#### A *La historia, las ideas y los hechos*

*En los Estados Unidos*, un movimiento generalizado de desregulación comenzó a fines de los años 1970, con el objetivo primario de defender a los consumidores de eventuales abusos de diversas empresas que se beneficiaban con regímenes particulares o protegidos.

Por ejemplo, en 1977, se abandonó *el control de los precios del gas natural y del petróleo*. En 1978, se desreglamentó el transporte aéreo y, en 1984, una decisión de la justicia condujo al desmantelamiento del monopolio de las comunicaciones que ostentaba la ATT, la creación de siete empresas regionales y la apertura a la competencia en el sector de las telecomunicaciones. Algo similar sucedió con el transporte carretero, los ferrocarriles y las redes de teledistribución.

Los primeros programas de aplicación de la competencia en electricidad comenzó en Massachusetts, Rhode Island y California en 1998 y se expandió a una docena de Estados a fines del 2000. Sin embargo, y al contrario de lo sucedido en Gran Bretaña, por ejemplo, no existió nunca una verdadera cuestión *ideológica* buscando reemplazar *por principios* los monopolios regulados por sistemas de mercado. Se trató siempre de un problema de eficacias comparativas.

En el *Reino Unido*, la decisión de la desregulación llevada a cabo por el gobierno a partir de 1979 cambia en forma considerable los sectores estatales del transporte, energía y telecomunicaciones. Por ejemplo, British Gas, British Telecom, y British Airways son privatizadas en 1985. En 1990, el monopolio público de la electricidad (CEGB) es privatizado y desmantelado.

Es interesante observar que las motivaciones de la desregulación efectuada en Gran Bretaña son muy diferentes a las planteadas en los Estados Unidos: orígenes de tipo consumista para unos, orígenes políticos para otros, particularmente en el contexto de una guerra abierta con las estructuras sindicales muy poderosas en las empresas públicas<sup>15</sup>.

En lo que respecta a *Europa*, la Comisión entró en un proceso similar al británico con las directivas sancionadas en camino a la implementación del Mercado único, basado a su vez en el Tratado de Roma, el que ya reconocía a la competencia como el principal motor de la eficacia económica. Ella fue seguida por los Estados miembros en este proceso.

En total, y con la perspectiva que ya han pasado veinte años, las motivaciones originales de esta evolución parecen haber encontrado preocupaciones de *naturaleza política*, que progresaron evolutivamente. En los Estados Unidos, por ejemplo, si bien las reformas comenzaron durante la administración Carter basadas en la protección del usuario, la administración Reagan (1980) tomó el relevo para continuarlas con preocupaciones más ideológicas. En Europa, si bien las motivaciones iniciales fueron casi organizacionales (el mercado al servicio de la unificación), la continuación de las reformas puede ser considerada como más vinculada a la implementación de la competencia *por sí misma* en sectores que en todo caso *de facto*, habían sido hasta entonces excluidos (ver sección 5.3.5 *infra*).

Pero también debemos notar que *razones técnicas y económicas* también pueden ser evocadas para explicar si no el origen, al menos el desarrollo de este potente movimiento que transformó la organización industrial del sector.

En los Estados Unidos, en un sector eléctrico extremadamente fragmentado (mas de 3.400 entidades de estructuras y tamaños muy diferentes en 1990), la eficacia de los operadores, en particular respecto a la aplicación de nuevos métodos de producción, fue a veces cuestionada. En Europa, algunos monopolios nacionales integrados emergentes de las grandes leyes de la posguerra tampoco eran ejemplo de una gestión estratégica y operativa adecuada, como fue el caso de la CEGB, el blanco elegido de las reformas

---

<sup>15</sup> De manera general, puede decirse que la llegada al poder de la Sra. Thatcher coincidió con una convulsión ideológica. Su gobierno, inspirado en las tesis de Hayek (ver Sección 5.3.3) puso en marcha lo que los comentaristas han llamado la *revolución conservadora*: “Estoy muy motivada por vuestro amable telegrama. Me dio un gran placer y estoy muy orgullosa por haber aprendido tanto de Ud. en los últimos años. Espero que algunas de estas ideas podrán ser puestas en práctica por mi Gobierno en los próximos meses. Como una de sus más fieles seguidoras, estoy convencida que vamos a tener éxito. Si así fuera, su contribución a nuestra victoria final habrá sido inmensa. Con mis mejores deseos y agradecimientos”. (carta del 18 de mayo de 1979 de M. Thatcher a F. Von Hayek, respondiendo a un telegrama de este, diciéndole a propósito de su reciente elección: “Gracias por el mejor regalo que podría haber recibido en mi ochenta cumpleaños, ningún otro podría haberme dado algo mejor”).

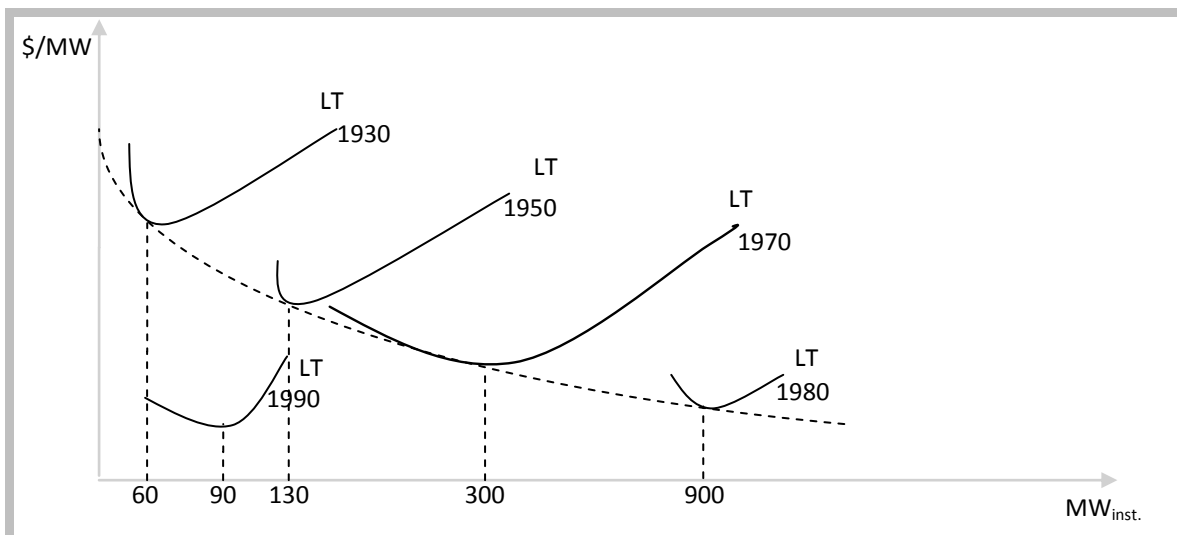
evocadas anteriormente en Gran Bretaña, y el polo opuesto a Electricité de France, (EDF), monopolio nacional que definió una estrategia de servicio público eficaz.

Por otra parte, una *innovación tecnológica* importante se sumó positivamente a la concreción de las decisiones políticas o administrativas: la aparición de las Centrales de Ciclo Combinado – Turbinas de Gas y de Vapor – potenciando un sistema de conversión termomecánica en cascada: una turbina de gas acoplada a una caldera de recuperación de los gases de salida generando vapor que a su vez se conducen a una turbina de vapor que los toma para generar energía eléctrica adicional. Este sistema se vio potenciado por el significativo incremento del rendimiento propio de la turbina a gas como consecuencia de los progresos realizados en la tecnología de la metalurgia y por el progreso también en los revestimientos de las piezas rotantes, que le permite recibir los gases calientes en su cámara de combustión a temperaturas netamente superiores y de esta forma posibilitando el incremento de la potencia de salida de las nuevas turbinas a gas.

Estos dos elementos llevaron a más del 55% el *rendimiento* total de estas instalaciones. Adicionalmente, los *costos fijos* de estas máquinas son inferiores a los de las centrales nucleares o de las unidades a carbón. El *módulo unitario* requerido para este tipo de sistemas es mucho menor (350 MW) al módulo nominal de otras tecnologías homólogas de carbón (800 – 1000 MW) y nucleares (1200 – 1600 MW).

De esta forma, a mediados de 1980 el sistema eléctrico salió de una situación de *cuasi-monopolio natural* ( $C_m < C_M$ ) que caracterizaba más o menos al menos desde 1945 a la actividad de *producción de electricidad*.<sup>16</sup>

La figura 5.30 muestra, a título simplemente indicativo, la evolución a la baja del costo óptimo en diferentes períodos de tiempo (ordenadas) y al incremento del módulo unitario de la máquina que permite a cada momento realizarlo (abcisas). Alrededor de los años 1990, la tendencia se invierte y la continuidad de la curva desaparece.



**Figura 5.30**

<sup>16</sup> Salvo en el caso de déficit (símil al agotamiento) de equipamientos o emplazamientos (por ejemplo, hidroeléctricos).

Las *redes eléctricas* (transporte y distribución) mantuvieron su carácter de monopolio natural (ver Cuadro 2.3). Respecto a las actividades de *comercialización*, puede sostenerse que la fuerte progresión del tratamiento informático de datos relativos a la clientela masiva (residencial) conoció, teniendo en cuenta los costos fijos de esta plataforma digital, un *crecimiento* del efecto de escala.

Los progresos técnicos y económicos de los sistemas de producción y venta de electricidad implícitamente reafirmaron, al menos para ciertos centros de decisión, y en cierta medida justificadamente, la implementación de los procesos de liberalización. Veremos que si bien se han observado en el campo de la producción de electricidad fenómenos de innovación tecnológica y cambios en los efectos de escala, no ha ocurrido algo similar en el ámbito de la comercialización a los clientes residenciales: si bien algún efecto de escala se ha manifestado, *no se presentó ningún tipo de innovación tecnológica* que fuera decisivo para sostener el movimiento de la reforma.

Tabla 5.8		
Actividad	Efecto de Escala	Causa
Producción	Disminuye bruscamente	Innovación tecnológica (módulo unitario CC-TGV)
Redes de Transporte y Distribución	Sin cambios	Monopolios naturales
Venta y Comercialización	Aumenta progresivamente	Tratamiento masivo de datos (sistemas IT)

## B El proceso europeo

La política energética fue pensada generalmente por los Estados como un dominio público, admitiéndose que la seguridad de abastecimiento del país (tanto en gas natural como en electricidad) es una obligación indelegable y absoluta al servicio de la independencia, del crecimiento económico y de la seguridad de los ciudadanos. Esta característica se vio reforzada en Francia, por ejemplo, al tomar la decisión de desarrollar la política nuclear.

Las decisiones adoptadas después de la segunda guerra mundial, partieron de lógicas distintas a las del mercado dando como resultado la organización monopólica de las distintas industrias<sup>17</sup>.

Si tratamos de resumir el proceso político-administrativo que modificó fundamentalmente el paisaje eléctrico europeo desde 1996 a hoy, es necesario comprobar en primer lugar que la Comisión Europea jugó en este aspecto un papel decisivo. Deben recordarse las fuentes de poder normativo (en otras palabras, los artículos correspondientes del Tratado de Roma) sobre las cuales se basó para alcanzar sus objetivos.

Se pueden distinguir dos fases en esta materia, en primer lugar la que aplica el artículo 90, §3, del Tratado, y luego la del artículo 100 A.

En base al artículo 90, §3, la Comisión dirigió a los Estados miembro decisiones donde los invitaba a poner fin a las situaciones anticompetitivas. En el sector eléctrico, por ejemplo, la decisión llamada "Ijssel Centrale" del 16 de enero de 1991 recordaba que el

<sup>17</sup> En Francia, los juristas durante mucho tiempo tuvieron un largo debate para saber si debía darse a la energía la calificación de "bien" en el sentido que le da el derecho civil.

*sector eléctrico estaba sometido al derecho de la competencia* y condenaba como excesivas invocando su misión de interés general, las restricciones contractuales a la exportación e importación acordadas entre las empresas eléctricas holandesas. Algunas otras directivas fueron tomadas también sobre esta misma base, en particular en el sector de las telecomunicaciones. La Corte de Justicia de la Comunidad Europea respaldó ampliamente la política de la Comisión, consagrándole el poder de emitir directivas en base al artículo 90. §3 ejerciendo un control vigilante sobre la atribución o el ejercicio de derechos exclusivos a operadores económicos. Esta forma de proceder afectó el equilibrio institucional de la Comunidad, porque el poder normativa conferido a la Comisión en el marco del artículo 90. §3 permitió a esta evitar el control del Consejo de ministros, órgano intergubernamental, y del Parlamento europeo, órgano representativo por excelencia.

Esta situación suscitó diversas reacciones, los Estados miembros por un lado temían perder el control del proceso decisional y el Parlamento, por el otro, que se mostraba hostil a que la Comisión lo prive del debate en temas tan fundamentales como la liberalización de las telecomunicaciones o de la energía eléctrica. Frente a esta resistencia política a la acción normativa autónoma de la Comisión, una segunda fase fue encarada con la aprobación de las primeras directivas de armonización en base al artículo 100 A del Tratado. Este artículo permite *asociar*, en las etapas de adopción de una directiva, al Parlamento europeo y el Consejo de ministros por un procedimiento llamado de *codecisión*.

Por ejemplo, en lo que concierne a la primera directiva propia al sector eléctrico, la Comisión fortalecido por el respaldo de la Corte de Justicia, amenazaba en principio con reglamentar de forma autónoma al sector en base al artículo 90. §3, es decir sin intervención del Parlamento ni del Consejo. Luego de fuertes presiones del Parlamento europeo, la Comisión decidió finalmente renunciar a su proyecto y hacer adoptar la directiva en base al artículo 100 A.

Luego de largas y difíciles negociaciones, el Consejo de Ministros de energía de la Unión Europea reunido en sesión extraordinaria, el 20 de junio de 1996, llegó a un acuerdo político unánime sobre una propuesta de directiva relativa a las reglas comunes para el mercado interior de la electricidad. Este acuerdo fue formalizado el 25 de julio y aprobado sin modificaciones por el Parlamento el 11 de diciembre. La directiva 96/92/CE fue definitivamente adoptada por decisión conjunta del Consejo de Ministros y del Parlamento Europeo el 19 de diciembre de 1996. Entró en vigor el 19 de febrero de 1997.

Siguiendo la experiencia de lo sucedido en otros sectores liberalizados, la apertura a la competencia del sector eléctrico fue materializada a través de diferentes directivas:

- la directiva 96/92/CE del Parlamento europeo y del Consejo del 19 de diciembre de 1996, relativa a las reglas comunes del mercado interior de la electricidad (“la primer directiva”);
- la directiva 2003/54/CE del Parlamento europeo y del Consejo del 26 de junio de 2003, relativa a las reglas comunes para el mercado interior de la electricidad y derogando la directiva 96/92/CE (“la segunda directiva”);

- la directiva 2009/72/CE del Parlamento europeo y del Consejo del 13 de julio de 2009, relativa a las reglas comunes del mercado interior de la electricidad y derogando la directiva 2003/54/CE (“la tercer directiva”).

Vale la pena recordar que una directiva vincula a los Estados miembros respecto al *resultado a alcanzar*, dejando a las instancias nacionales la competencia de decidir la forma y los medios necesarios para llevarla a cabo. Respetuosa de la soberanía de los Estados, la *directiva* es un acto frecuentemente utilizado por el legislador comunitario. A diferencia del *reglamento*, que es obligatorio en todos sus elementos, la *directiva establece una obligación de resultados* a cargo de los Estados. Este acto solo producirá efecto en los particulares y las empresas luego de haber sido *transpuesta*.

Los Estados miembros transpusieron las directivas en momentos y bajo formas diferentes. Algunos Estados o entidades políticas competentes *superaron y amplificaron* las obligaciones previstas en materia de apertura de los mercados (por ejemplo, la Región flamenca en Bélgica), otros transpusieron lo *mínimo* indispensable, reservándose el máximo de tiempo para hacerlo (por ejemplo, Francia, cuadro 5.3).

La Tabla 5.9 propone una aproximación sintética a las disposiciones de las tres directivas mencionadas y el cuadro 5.4 una cronología general.

Las *Direcciones Generales* de la Comisión Europea son responsables del desarrollo e implementación de las políticas europeas. Las tres Direcciones Generales involucradas son la DG Energía, la DG Competencia y la DG Medio Ambiente. Estas estructuras debaten el progreso del mercado interior de la energía en el marco del *Foro de Florencia* (ver 5.3.4), que agrupa a los principales “actores” del proceso y en particular a los siguientes:

- los consumidores (IFIEC);
- los reguladores europeos (ERGEG, CEER);
- la industria eléctrica (EURELECTRIC);
- los operadores de sistemas (ESTO, UCTE, NORDEL,...);
- los traders (EFET);
- la asociación de bolsas de energía (EuroPEX)

Aproximadamente quince años después de la primer directiva, la implementación de la liberalización del sector en Europa puede resumirse por los *cinco objetivos* siguientes, que deberían caracterizar el pasaje de la economía regulada a la economía eléctrica de mercado:

- la evolución institucional: de una yuxtaposición de monopolios geográficos de producción – transporte – venta a un mercado eléctrico europeo integrado y competitivo;
- la explotación de los medios de producción: de varias optimizaciones locales a una regulación global por medio de los mercados;
- la seguridad de abastecimiento: una responsabilidad de los grandes operadores transferida al conjunto de gestores de la red de transporte (TSO);
- el desarrollo de los medios de producción: de una planificación secuencial global por cada gran operador, al juego de la competencia sobre los medios de producción;

- precio de venta a los usuarios finales: de sistemas tarifarios integrados y administrados (por ejemplo tarificación a costo marginal) a un enfoque competitivo basado en los precios del mercado mayorista, enfoque en general fuertemente amortiguado por múltiples consideraciones de aceptabilidad social.

Entre la fuerza de estos ambiciosos objetivos y el estado actual del paisaje eléctrico europeo, existen diferencias sobre las cuales resulta interesante interrogarse. Ello será el objeto de las secciones siguientes, que van a tratar acerca de lo bien fundado de los principios adoptados y sobre la validez de las modalidades de implementación.

### CUADRO 5.3

#### **La transposición de las directivas relativas a la liberalización del sector de la electricidad en el derecho francés.<sup>18</sup>**

Las autoridades francesas decidieron no adoptar textos específicos para transponer las directivas relativas a la apertura a la competencia del sector eléctrico francés. Las disposiciones transpuestas se deben encontrar en numerosos textos cuyo objeto principal no es forzosamente conformar el derecho francés con las obligaciones comunitarias, ya que la transposición al derecho interno de las normas de la Comunidad no exige necesariamente retomar formalmente en forma textual sus disposiciones. El Estado destinatario no está obligado por lo tanto a adoptar una ley específicamente dedicada a la transposición de una directiva. Una directiva puede considerarse correctamente transpuesta respetando el “contexto jurídico general”. Con la adopción de la ley NOME (Nueva Organización del Mercado de la Electricidad) debatida en el Parlamento a mediados del año 2010, el Gobierno francés franqueó una etapa suplementaria planteando el problema de la relación entre el “abastecimiento” aguas arriba, y la apertura del mercado aguas abajo.

#### **El método utilizado para la apertura del mercado de la electricidad**

Las instituciones comunitarias decidieron realizar una apertura *progresiva* del sector eléctrico. Esta elección se avizora desde la primera directiva y fue reafirmada en la segunda directiva. Por ejemplo, en el punto 20 de los considerandos de la directiva 2003/54 enuncia que “[los] consumidores de electricidad deberán poder elegir libremente a su proveedor. Sin embargo, es conveniente adoptar un método progresivo para cumplir con la conformación del mercado interior de la electricidad”. Concretamente, esta progresividad significa que no todos los consumidores pueden tener acceso al mercado liberalizado, al mismo tiempo. Es conveniente diferenciar entre los clientes llamados elegibles de aquellos que todavía no lo son. Por otra parte, las directivas comunitarias presentan la apertura a la competencia como una oportunidad o una facultad que se brinda a los clientes elegibles, y no como una obligación. De todas formas, el mercado regulado subsiste y la articulación entre este y el mercado liberalizado plantea algunas dificultades.

Los clientes llamados elegibles son “aquellos clientes en libertad de comprar la electricidad al proveedor que ellos quieran”. Para lograr una apertura progresiva, la elegibilidad implicó en primer lugar a los clientes no residenciales, y entre ellos a aquellos cuyo consumo anual de electricidad era más importante, antes de incluir a todos los clientes residenciales. Esta extensión progresiva se concretó con el decreto del 29 de junio de 2007, que reconoce que

<sup>18</sup> Sandra Lagumina

“cualquier consumidor final de electricidad es elegible para cada uno de sus sitios de consumo eléctrico.”.

Sin embargo, el dispositivo actual conduce a hacer *coexistir* un mercado libre con un mercado regulado. Si bien el mercado regulado no está expresamente prohibido por las directivas, su *compatibilidad* con el nuevo marco jurídico y económico del sector eléctrico es contestada.

### **Las directivas comunitarias y el mercado regulado**

El mercado regulado francés es compatible con la apertura a la competencia prevista por las directivas comunitarias?

La persistencia de una tarifa regulada conduce a considerar tres situaciones diferentes:

El cliente elegible no desea comprar en el mercado liberalizado. En este caso, el cliente puede mantener su tarifa. El artículo 4 de la ley del 10 de febrero de 2000 es claro: “Cuando un cliente elegible no ejerce sus derechos acordados en el III del artículo 22 de la presente ley, conserva el contrato vigente a la fecha en que fue declarado elegible”.

El cliente elegible quiere beneficiarse de la tarifa para un nuevo sitio. El artículo 24 de la ley del 5 de marzo de 2007 prevé la posibilidad de beneficiarse de la tarifa en los nuevos sitios.

El cliente hizo jugar su elegibilidad pero desea volver a la tarifa regulada. Se trata del problema de la reversibilidad.

En las *disposiciones comunitarias* la tarifa regulada no está ni expresamente prohibida ni expresamente autorizada.

La Corte de Justicia no se pronunció sobre este tema, por lo que no hay ninguna respuesta que resuelva el mismo. Sin embargo, siguiendo las apreciaciones del Consejo constitucional como las de la Comisión, es posible que el sistema tarifario francés será limitado a lo largo del tiempo.

La crítica más fuerte a este sistema proviene del Consejo constitucional, que considera que, en virtud del artículo 88-1 de la Constitución, “la transposición al derecho interior de una directiva comunitaria resulta de una exigencia constitucional”. El Consejo fue llevado a considerar el tema de la compatibilidad del sistema tarifario francés con la directiva 2003/54. Para él, el hecho de imponer a los operadores históricos “obligaciones tarifarias permanentes, generales y extrañas a la obligación del servicio público” desconoce el objetivo de apertura a la competencia perseguido por las directivas comunitarias. Se deduce entonces que el mercado regulado es incompatible con un ambiente de competencia.

La Comisión Europea inició por su parte un procedimiento de desobediencia contra Francia en 2006. Considera especialmente que el sistema tarifario francés no es compatible con las directivas comunitarias y que, en consecuencia, Francia no las ha traspuesto correctamente.

### **La ley NOME**

Bajo esta presión, Francia se vio obligada a someter al Parlamento en la primavera de 2010, la ley llamada NOME, relativa a la nueva organización del mercado eléctrico. Los principios planteados previamente al debate parlamentario son los siguientes:



- asegurar para los proveedores de electricidad un acceso regulado a la producción de electricidad nuclear de EDF en las mismas condiciones económicas que EDF;
- permitir a cada consumidor tener la oportunidad de elegir entre ofertas competitivas e innovadoras, en particular en materia de eficiencia energética y demanda de servicios, proporcionados por diferentes proveedores;
- reforzar la seguridad de abastecimiento de Francia obligando a todos los proveedores a disponer, directa o indirectamente, de capacidades de producción o de desconexión suficientes para abastecer en todo momento a sus clientes;
- evitar los efectos distorsivos, garantizando por una cláusula de complemento de precios que la electricidad de base adquirida mediante el acceso regulado a la electricidad de base de los proveedores alternativos es estrictamente proporcional a sus requerimientos; dada su voluntad de ser competitivos respecto de EDF sobre el mercado doméstico francés;
- finalmente, permitir las tarifas reguladas de venta a los pequeños consumidores, pero permitir su extinción para los clientes mayoristas, dado que el acceso regulado a la electricidad de base permitirá a estos proveedores proponer ofertas que reflejen las condiciones económicas del parque de producción francés.

Respecto a los principios generales, el tema de la fijación del precio para el acceso regulado a la electricidad de base es evidentemente crucial. Si bien los contornos del método de fijación están fijados por la ley – en particular el importante papel de la Comisión de Regulación de la Energía – su nivel no es explícito. La respuesta a este tema es claramente de vital importancia, antes de poder pronunciarnos sobre el tema de saber si la ley NOME permitirá la convivencia sin tijeras reglamentarias de la tarifa regulada con un precio de mercado, condición previa necesaria para la apertura del mercado en Francia. Una vez que el texto de la ley haya sido definitivamente adoptado y este tema del nivel de precio de compra sea resuelto, es probable que la Comisión se pronuncie de nuevo sobre la compatibilidad del sistema francés, con los principios incluidos en las directivas de liberalización comunitaria.

Dos elementos retienen la atención. Por un lado, Francia transpone *a minima*, ya sea que se trate del calendario de apertura a la competencia o de los mecanismos destinados a asegurar una cierta independencia del operador de la red, las autoridades mantienen la solución minimalista. Por el otro, el grado de competencia sobre el mercado eléctrico francés está estimado ampliamente insuficiente respecto de los objetivos comunitarios. El mantenimiento de la tarifa y el acceso a los medios de producción de base – dos aspectos ausentes en la tercera directiva – están presentados como las causas principales.

**Tabla 5.9**  
**Liberalización del mercado eléctrico: del “primer al tercer paquete”**  
**Balance al mes de diciembre de 2009**

Finalidad: “Ofrecer una real libertad de elección al conjunto de los consumidores de la Unión Europea, crear nuevas perspectivas para las actividades económicas, e intensificar los intercambios transfronterizos”<sup>19</sup>.

	<b>Primer Paquete</b> <b>Energía Directiva</b> <b>Electricidad 96/92/CE -</b>	<b>Segundo Paquete</b> <b>Energía<sup>20</sup> Directiva</b> <b>Electricidad 2003/54/CE -</b>	<b>Tercer Paquete Energía</b> <b><sup>21</sup> Directiva Electricidad</b> <b>2009/72/CE -</b>
--	---	---	---

<sup>19</sup> Primer considerando, nuevas directivas gas y electricidad, 3er paquete energía.

<sup>20</sup> Este Segundo paquete también incluye el reglamento 1228/2003 sobre los intercambios transfronterizos de electricidad (no desarrollado en la presente nota)

	19 diciembre de 1996	26 de junio de 2003	13 de julio de 2009
<b>Apertura del mercado</b>	Apertura parcial y progresiva. Criterios cuantitativos – 3 etapas: 26% en 1999; 30% en 2000 y 35% en 2003 Grandes consumidores (100 GWh/año) inmediatamente elegibles	Apertura total. Criterios cualitativos – 2 etapas: 01/07/2004: clientes no residenciales; 01/07/2007, todos los consumidores	Buen funcionamiento del mercado
<b>Libertad de instalación de los productores</b>	2 opciones: autorización o concurso público	1 <i>opción</i> : autorización; 1 <i>excepción</i> (para garantizar la seguridad de abastecimiento): concurso público.	Ídem segundo paquete
<b>Unbundling</b>	ORT: separación contable/operativa; ORD: separación contable	ORT (2004): separación legal +funcional; ORD > 100.000 clientes *a más tardar en julio 2007): separación legal + funcional; ORD < 100.000 clientes: separación contable	<b>ORT</b> : separación efectiva, 3 opciones (+1): Separación de la propiedad <sup>22</sup> (OU); Operador Independiente del Sistema (ISO) <sup>23</sup> ; Operador Independiente de Transmisión (ITO) <sup>24</sup> ; • (art 9 § 9 excepción a la OU); <b>ORD</b> : Ídem segundo paquete.
<b>Cláusula de terceros países</b>			Control de un ORT por una persona de un tercer país es autorizada, si no presenta riesgos a la seguridad de abastecimiento del Estado miembro de la UE.
<b>Acceso de terceros a la red (ATR)</b>	3 opciones; acceso negociado, acceso reglamentado o comprador único (CU) REM: ningún Estado	1 opción: acceso reglamentado con tarifas reguladas (publicadas + aprobadas ex ante)	Ídem segundo paquete

<sup>21</sup> Este tercer paquete incluye cinco textos: una directiva electricidad y una directiva gas que modifican las directivas gas y electricidad existentes, un reglamento gas y un reglamento electricidad que modifican los reglamentos gas y electricidad sobre los intercambios transfronterizos y un reglamento que implementa la agencia de cooperación de reguladores de la energía.

<sup>22</sup> OU: Separación total de las actividades de transporte de las de producción/abastecimiento; posible participación minoritaria de empresas de producción/abastecimiento en el capital de los ORT pero prohibición en particular para una misma persona de participar en los órganos de decisión de una ORT y al mismo tiempo de una empresa de producción y/o abastecimiento.

<sup>23</sup> ISO: las empresas verticalmente integradas (EVI) conservan la propiedad de sus activos de transporte (separadas legalmente) pero su gestión es confiada a un operador del sistema independiente, encargado de tomar las decisiones comerciales y de inversión;

<sup>24</sup> ITO: Las EVI continúan siendo propietarias de los activos de transporte (separadas legalmente) mediando el respeto de algunas condiciones destinadas a garantizar la independencia del ORT (por ej.; “supervisory body”, “compliance officer”, „ períodos de “congelamiento”, ex ante/ex post, para los directivos de las ORT). La ITO es una suerte de de “separación legal” súper reglamentada.

	miembro eligió la opción de comprador único como fue propuesta por la directiva.		
<b>Autoridad de Regulación</b>	“Mecanismos” de regulación, control y transparencia.	Obligación de designar un regulador nacional totalmente independiente del sector eléctrico	Nivel nacional: Regulador independiente de cualquier otra entidad pública/privada. Refuerzo <sup>25</sup> y armonización de los poderes. Nivel europeo: Agencia Europea de Cooperación de Reguladores (ACER) a cargo principalmente de los temas supranacionales y transfronterizos.
<b>Obligación de servicio público (OSP)</b>	Pueden imponerse OSP a las empresas: seguridad de abastecimiento; regularidad; calidad y precio de abastecimiento; protección ambiental.	Refuerzo sobre las OSP para asegurar una mejor protección de los consumidores. Servicio universal <sup>26</sup> para los clientes residenciales y las pequeñas empresas.	OSP: nuevos refuerzos para la protección de los consumidores.
<b>Medidores inteligentes (Smart metering)</b>			Bajo reserva de estudios de costos/beneficios positivo; 80% de los consumidores deben ser equipados con medidores inteligentes hacia el 2020.
<b>Mercados regionales</b>			Papel reconocido “primera etapa para la liberalización total del mercado
<b>Cooperación de los ORT – Capítulo supranacional</b>			ENTSO-E (reconocimiento formal de ex - ETSO): “network codes”; plan europeo decenal de desarrollo de la red de transporte
<b>Otras medidas</b>	Mediando aprobación de la Comisión, régimen transitorio, limitado en el tiempo, posible para absorber los		

<sup>25</sup> Poder de decretar e imponer las medidas apropiadas, proporcionadas y necesarias para promover una competencia efectiva y asegurar un buen funcionamiento del mercado (incluyendo la posibilidad de imponer VPP); poder de aplicar sanciones (hasta el 10% de los ingresos del ORT o de la EVI); poderes incrementados en caso de ITO sobre, por ej., los planes decenales del ORT, los acuerdos financieros entre la ORT y la EVI, etc.

<sup>26</sup> Derecho de ser abastecido con electricidad de una calidad bien definida, a precios razonables fácil y claramente comparables y transparentes.

	compromisos antes del 19/02/1997 (costos hundidos o “stranded costs”)		
<b>Tránsito</b>		Derogación de a directiva “tránsito” electricidad con efecto año 01/07/2004.	
<b>Transposición</b>	19 de febrero de 1999	1 de julio de 2004	3 de marzo de 2011 <sup>27</sup>

### CUADRO 5.4

#### Mercado interior de la energía en la Unión Europea – Cronología

<b>Hasta 1986</b>	El sector energético era manejado por los tratados CECA y Euratom
<b>Fin de los años 1980– comienzo de los años 1990</b>	La Comisión Europea comienza a cuestionar la existencia de monopolios de derecho exclusivos, considerados una amenaza para la formación de un mercado interno europeo de bienes y productos.
<b>1990</b>	Directiva relativa al tránsito de electricidad sobre grandes redes.
<b>1991</b>	Directiva relativa al tránsito de gas natural sobre grandes redes.
<b>1992</b>	Primera propuesta de directiva sobre la liberalización del mercado energético (fracaso).
<b>1996 y 1998</b>	Primer paquete Energía de la UE: directivas sobre la liberalización de los mercados de electricidad (1996) y de gas natural (1998). Creación de la Asociación Europea de Operadores de redes de transporte de electricidad (ESTO) por las asociaciones de ORT existentes; su acción se concentra principalmente en los temas transfronterizos.
<b>1999</b>	Creación de la Comisión Europea de Foros de Florencia <sup>28</sup> (electricidad) y de Madrid (gas) con el objeto de discutir los temas vinculados a la creación de un verdadero mercado interior de la electricidad y de gas, temas no tratados en las directivas; los principales temas abordados actualmente conciernen al comercio transfronterizo de la electricidad y del gas. Protocolo de acuerdo en vistas de la creación del Consejo de reguladores europeos de la energía (CRE); el protocolo es firmado por diez reguladores de la energía.
<b>2000</b>	
<b>2003</b>	Segundo paquete Energía de la UE: segunda serie de directivas sobre la liberalización del mercado de la energía + reglamento sobre las condiciones de acceso a la red para los intercambios transfronterizos

<sup>27</sup> Excepciones: reglas relativas a las OU (3 de marzo de 2012, con posibles derogaciones de algunas medidas hasta el 3 de marzo de 2013), art. 9 de la Directiva; “disposición relativa a la certificación concerniente a los países terceros (3 de marzo de 2011), art. 11 de la Directiva.

<sup>28</sup> Participan en estos foros: autoridades regulatorias nacionales, Gobiernos de los Estados miembros, Comisión Europea, ORT, traders de electricidad y gas, consumidores, usuarios de las redes, bolsas de electricidad y gas.

	<p>de electricidad.</p> <p>Creación oficial de la <b>CEER</b> bajo la forma de una asociación sin fines de lucro de derecho belga<sup>29</sup>.</p> <p>Creación del Grupo de reguladores europeos en el campo de la electricidad y del gas (<b>ERGEG – GREEG</b>)<sup>30</sup>.</p> <p>Nota: la CEER y el GREEG persiguen objetivos similares (facilitar la formación de un mercado interior único, competitivo, eficaz y durable de la energía en Europa) y su acción es intrínsecamente solidaria. La principal diferencia entre estas dos organizaciones reside en su papel frente a la Comisión europea y otras partes interesadas del sector energético.</p> <p>La cooperación entre reguladores en el seno de la <b>CEER</b> reside en acuerdos voluntarios entre ellos, mientras que el <b>GREEG</b> fue establecido por la Comisión europea (decisión UE de noviembre 2003) para ser su grupo consultivo oficial en los temas relacionados con la energía.</p>
<b>2005</b>	<p>Reglamento sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural.</p> <p>Creación de Gas Infrastructure Europe (GIE), asociación sin fines de lucro. En el seno del GIE, la entidad Gas Transmission Europe (GTE) representa los intereses de los ORT de gas.</p>
<b>2007</b>	<p>La Dirección General (DG) de la Competencia lanza una encuesta sobre el sector energético; los resultados finales son publicados en enero de 2007.</p> <p>Propuesta de un Tercer paquete Energía de la UE (septiembre 2007), que comprende los siguientes elementos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>propuesta de modificación de las directivas de electricidad y gas existentes;</li> <li>propuesta de modificación de los reglamentos existentes relativos al gas y a la electricidad, formalizando el papel de las ESTO y del GTE (cf. <b>ENTOSE y ENTSOG</b>);</li> <li>propuesta de reglamento creando la Agencia de cooperación de reguladores de la energía (HACER).</li> </ul>
<b>2008</b>	<p>El sector energético es incluido en el Tratado de Lisboa (competencia compartida); este tratado debe ser aún ratificado por algunos Estados miembro.</p> <p>Creación en diciembre de 2008 de la Red europea de operadores de redes de transporte de electricidad (ENTSO-E), anticipándose a los efectos del tercer paquete Energía.</p>
<b>Marzo 2009</b>	<p>El Tercer paquete Energía es adoptado por la Comisión ITRE del Parlamento Europeo PE) y por la COREPER (representación de los Estados miembros).</p> <p>El PE adopta los cinco textos legislativos respectivos en sesión plenaria el 27 de abril de 2009.</p> <p>Su adopción final por el Consejo de la UE se concreta antes del verano</p>

<sup>29</sup> CEER: [http://www.energy.regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_ABOUT](http://www.energy.regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_ABOUT)

<sup>30</sup> ERGEEG – GREEG: [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_ABOUT/ERGEG](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_ABOUT/ERGEG)

2011	europeo de 2009.  Transposición del Tercer Paquete Energía en las legislaciones nacionales.
------	---

### 5.3.2 La competencia aguas arriba

La competencia aguas arriba corresponde a las actividades de producción, transporte y abastecimiento de electricidad a grandes clientes (industrias, comercializadores).

Como lo mencionamos anteriormente, los grandes sistemas eléctricos estuvieron, entre 1945 y 1985 *grosso modo*, organizados como entidades verticalmente integradas que podían beneficiarse o no de ser consideradas como monopolios legales nacionales, regionales o locales.

La evolución política condujo a reformas cuyo objeto, sea por razones ideológicas o por razones más prácticas y circunstanciales, consistía en multiplicar los actores (y con ello la descentralización de las decisiones), establecer mecanismos de mercado y competencia, en la antigua economía eléctrica, centralizada y planificada. Fundamentalmente, la apuesta de estas reformas consistió en considerar que la competencia conduciría a incrementar la eficacia productiva y asignativa del sector.

En esta sección, vamos a examinar en forma simbólica las disposiciones organizativas adoptadas para implementar este nuevo paradigma.

Como vimos en la sección 5.2, la referencia implícita a un mercado no estaba ausente de los principios económicos que gobernaban los sistemas integrados. Recordemos, por ejemplo, que cuando un operador nacional se quedaba *corto* en medios de producción, podía obtener potencia y energía de *emergencia* de otro productor en base a contratos bilaterales firmados con anticipación (Suiza, Bélgica y Francia, por ejemplo), o recurrir a *información* de precios dada por el despacho de Lauffenburg (Suiza) – constituido de *facto* en una suerte de *fuelle indicativa* de precios para los sistemas de Europa occidental, dada su posición geográfica entre Francia, Alemania e Italia . y de los valores de intercambio que transitaban por sus redes, para luego buscar quien pudiera suministrar la potencia requerida, sobre estas bases.

Las reformas iniciadas a fines de los años 1980 pretendían ir más lejos:

- separando en primer lugar organizativamente y luego en forma patrimonial las actividades de producción y venta a clientes finales por un lado, y las actividades de transporte por el otro;
- reemplazando las cadenas de informaciones internas de cada operador integrado y externas entre ellos, por mecanismos descentralizados en los que el *mercado debía explícitamente*, esta vez, asegurar la coordinación de la producción, venta e intercambios, como así también las señales de largo plazo necesarias a la inversión óptima, antes que dejar al cuidado de la planificación de los equipamientos esta tarea, que se consideraba favorecía a los operadores y/o a las autoridades (ver, por ej., Cuadro 2.5).

El problema que se planteaba consistía en conocer cuales debían ser las *herramientas* necesarias para esta substitución.

Mirando para atrás, podemos comprobar una gran diversidad en las estructuras de mercado y en las políticas regulatorias aplicadas en Europa, USA y en general en el mundo<sup>31</sup>.

Sin embargo, es posible distinguir dos grandes tipos de organización:

- los mercados *centralizado, o pools*,
- los mercados *descentralizados o de contratos bilaterales*

pudiendo cada una de estas categorías ser objeto de numerosas variantes, caracterizadas por el grado de descentralización de las decisiones y por la dispersión de los actores.

### A *El modelo de los pools eléctricos*

En un *pool*, los productores ofrecen “pares cantidad – precio” que constituyen una curva de oferta agregada. Las *ofertas* pueden estar basadas en costos marginales predeterminados, o tratarse de ofertas libres. En lo que respecta a la demanda, el “operador del mercado” puede prever por sí mismo la demanda y convocar a las unidades de producción en función de sus costos y de esta estimación (fig. 5.31a). Puede también *despachar* las unidades en base a *curvas de demanda* resultantes de los pares cantidades – precios propuestos esta vez por los *consumidores* (grandes clientes, distribuidores, revendedores) (fig. 5.31b).

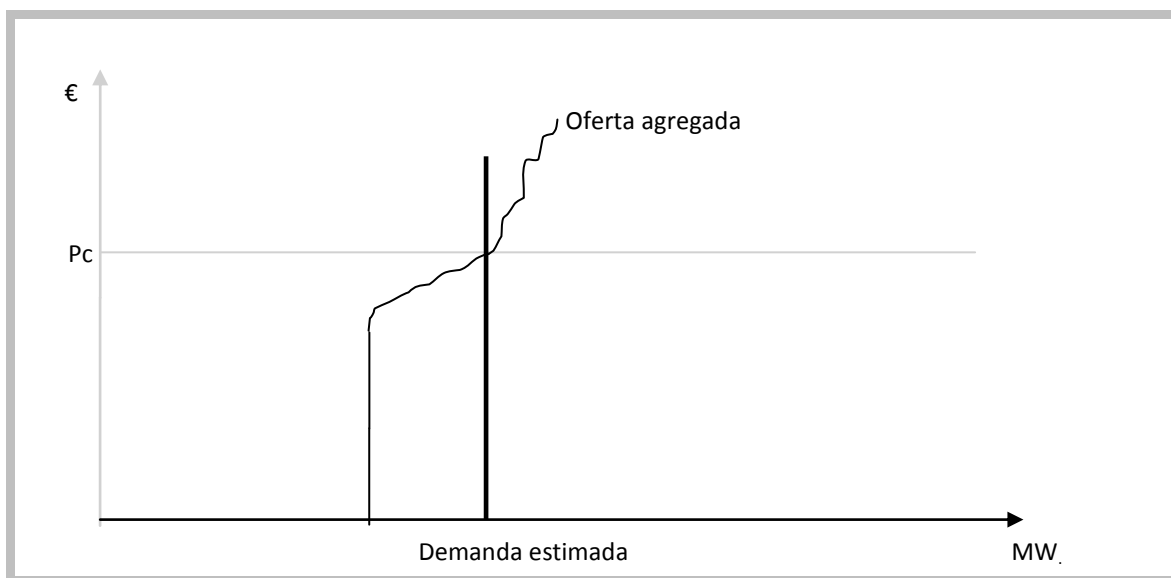


Figura 5.31a

<sup>31</sup> Cf. por ej., CIGRE, 2005, o incluso Harris, C. 2006.

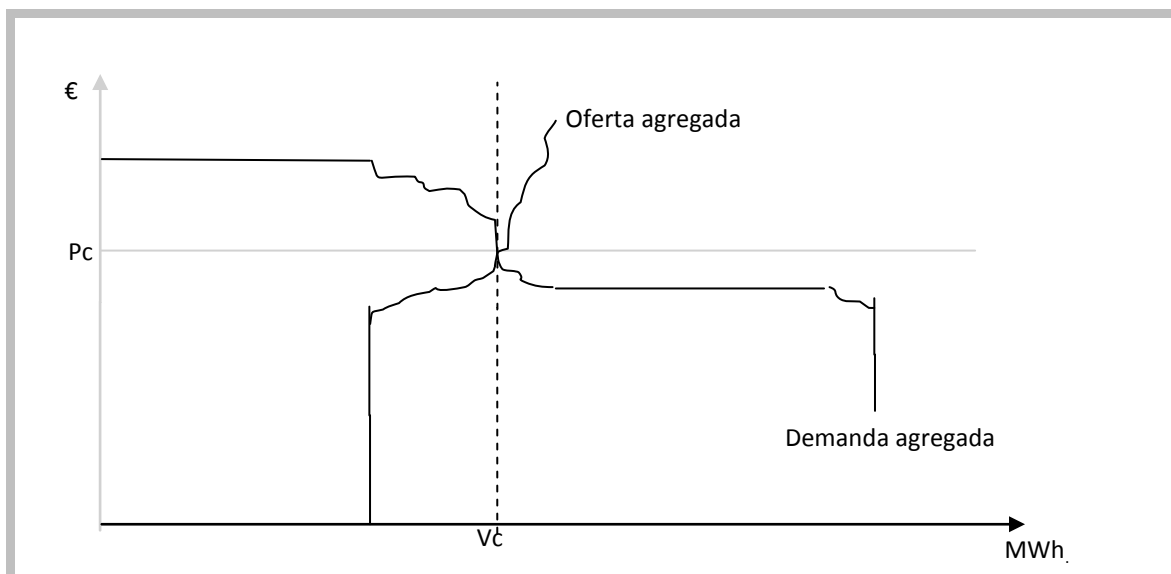


Figura 5.31b

Es sabido que un mercado se caracteriza sobre todo por la naturaleza del producto comercializado, el momento y el lugar en que se produce dicho comercio. En lo que respecta al *momento en que se produce el comercio*, se distinguen generalmente los períodos (y por lo tanto los precios) siguientes:

- *tiempo real*, ligado al comercio físico de producción y consumo, vía la red de transporte;
- *el intraday*, corresponde a los ajustes necesarios para tomar en cuenta las aleas de producción y demanda;
- *el day – ahead*, para las transacciones que tienen una demora de un día;
- *los mercados forward o futuros*, para períodos más largos, que pueden ir de una semana a dos o tres años.

Estas *sesiones* de formación de precios diferentes pueden realizarse simultáneamente y pueden dar indicaciones a los actores del mercado sobre la evolución de los precios a lo largo del tiempo.

En lo que respecta al *lugar en el que se realiza el comercio*, el pool considera la red y sus eventuales restricciones (las *congestiones*), las que para ser tenidas en cuenta pueden tomar dos procedimientos:

- la socialización de los costos de redes:
  - considerando la zona afectada como una *placa de cobre*, es decir admitiendo un precio único y sin restricciones: la central menos cara es prioritaria, independientemente de su localización o de las restricciones que afectan a la red;
  - en una segunda fase, *la acumulación óptima (orden de mérito)* obtenida en el paso anterior es confrontada con la factibilidad de su ocurrencia visto el estado real de la red. Si existen restricciones, son consideradas modificando el despacho por orden de mérito inicial para convocar otras máquinas y/o no



despachar aquellas que estaban previstas originalmente, en función de los efectos positivos o negativos que tienen sobre las restricciones (capacidad de transmisión, energía reactiva...).

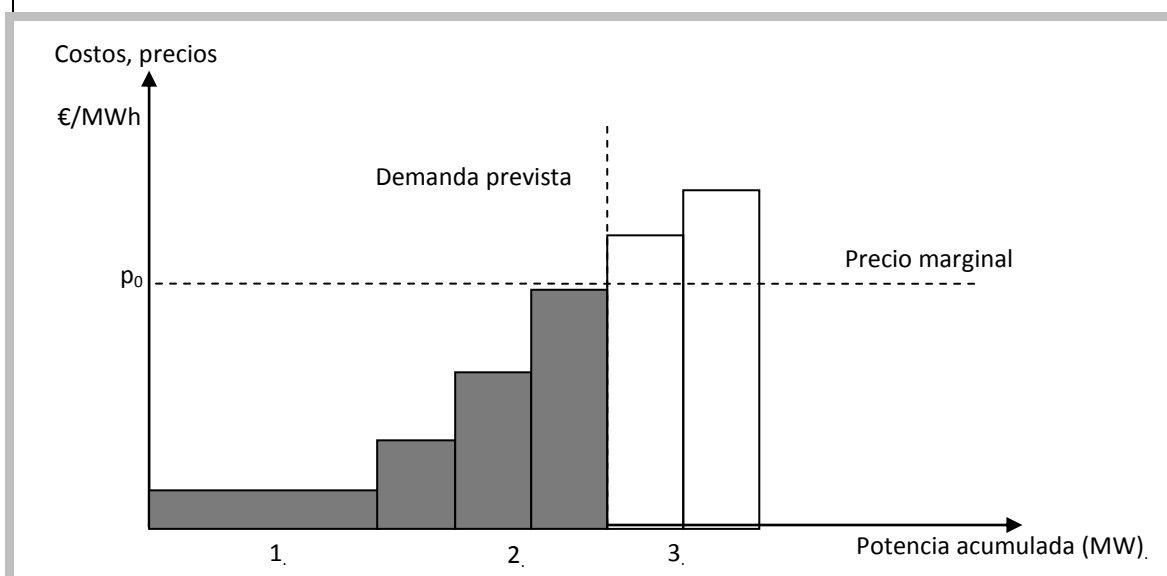
El costo de esta *pérdida de optimización necesaria* es calculado y el precio real de la energía  $P_E^R$  será el precio de la energía óptima  $P_E^O$ , aumentado por un *uplift*<sup>32</sup>:

$$P_E^R = P_E^O + UL$$

repartiéndose la diferencia entre todos los operadores.

### CUADRO 5.5 *El despacho óptimo*

La construcción de un *agrupamiento óptimo* (“orden de mérito”) *sin restricciones* de las centrales de un sistema eléctrico se esquematiza de la siguiente forma:



**Figura 5.32**

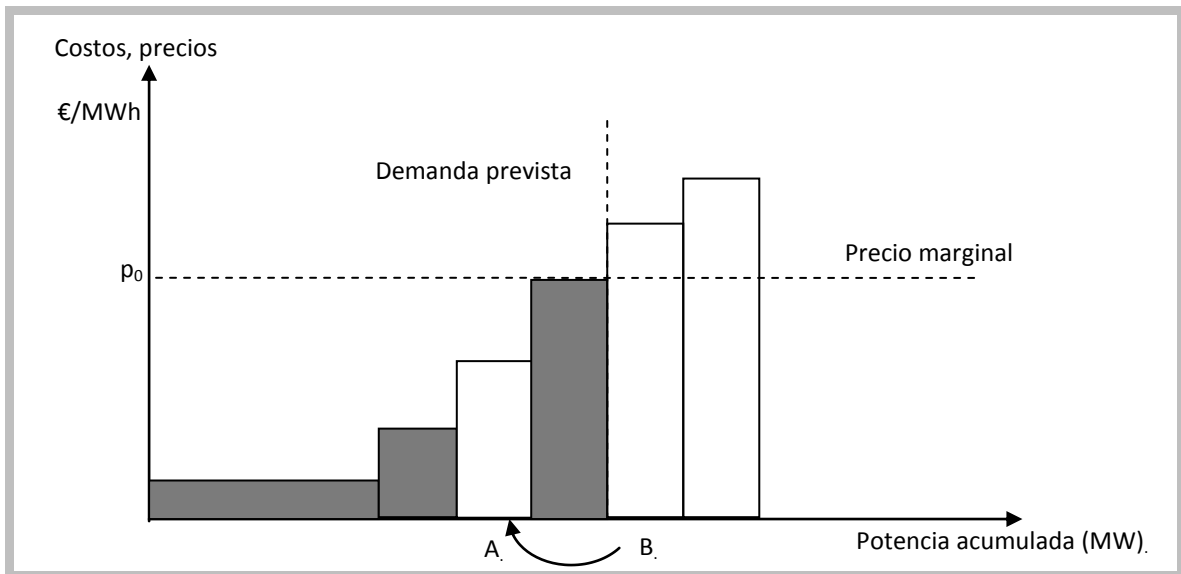
donde:

- 1: unidades de base (nucleares, hidráulicas)
- 2: unidades “en mérito”
- 3: unidades “fuera de mérito”

y define el *precio marginal del sistema* (el “system marginal Price”, SMP)

En realidad el *orden de mérito real* deberá tener en cuenta diferentes elementos vinculados al funcionamiento de la red y a su seguridad (localización de las máquinas, reservas, unidades que deben funcionar obligatoriamente, etc.). La curva de agrupamiento final (fig. 5,33) podrá de esta forma diferir de la curva óptima sin restricciones (fig. 5.32):

<sup>32</sup> El termino uplift también es empleado para el pago de las soluciones a las situaciones en las que no hay convexidad (ver sección 5.2.4)



**Figura 5.33**

donde:

A: unidad no despachada

B: unidad despachada e *insertada* en el agrupamiento inicial

Análiticamente se puede escribir la ecuación del despacho óptimo propiamente dicho bajo la forma de una *minimización de costos*:

Si el sistema tiene  $n$  unidades ( $i = 1...n$ ), estando cada una de ellas caracterizada por un costo variable de corto plazo  $c_i$ , una capacidad de producción fija a corto plazo  $P_i$  y un nivel de funcionamiento de la capacidad igual a  $x_i$ , tenemos:

$$C(q) = \text{Min} \left[ \sum_{i=1}^n c_i x_i \right]$$

$$\text{scq} \sum_{i=1}^n x_i = q$$

con  $0 \leq x_i \leq P_i$

Sin embargo, si estamos funcionando en un sistema donde la demanda es elástica con *reacción de la demanda al precio*, si  $p = a - bq$  es la función de demanda y  $S_q$  el *excedente total de los productores y consumidores*:

$$S_q = \int_0^q (a - bz) dz - \sum_{i=1}^n c_i x_i$$

escribimos

$$\text{Max } S(q)$$

$$\text{scq} \sum_{i=1}^n x_i = q_i$$

con  $0 \leq x_i \leq P_i$

Estos principios permiten formular el tema fundamental del *Diseño de Mercado*: donde y mediante que instrumentos (pools, bolsas,...) *se realizan efectivamente estas optimizaciones?*.

Adicionalmente, se tratará, en las definiciones de la arquitectura de mercado, de completar la implementación de las optimizaciones por medios llamados *auxiliares*, pero extremadamente importantes: reservas, reactivo, etc. (ver anexo al Capítulo 5 y Cuadro 5.7).

- Los precios nodales

Una de las ventajas del modelo de *pool* es que permite calcular los *precios nodales* (o “locales”, los “Location Marginal Prices” LMP), que traducen el costo incremental de abastecimiento energético *en un punto dado de la red*. En lugar de un precio uniforme en una zona, se calcula un precio por nodo de la red, que incluye los costos del *redespacho* necesarios: no hay socialización de costos de congestión y cada operador paga directamente por los costos ocasionados (ver Cuadro 5.6 para un ejemplo simple).

Si el interés de un precio único para una zona puede ser obtener una mayor liquidez<sup>33</sup> del mercado de pool, el método de precios nodales ofrece muchas otras ventajas, como la consideración de *integrada en la formación de precios* de los elementos esenciales al funcionamiento del sistema: pérdidas, “loop-flows”, estabilidad de tensión (energía reactiva), etc.

En forma paralela al pool, los participantes pueden realizar contratos *bilaterales*, donde la carga (MW) se integrará a la totalidad de la demanda a cubrir por el “pool”, siendo este el responsable de la explotación del sistema y por lo tanto de las diferencias, en principio limitadas, entre *previsiones* de energía e *intercambios reales* a lo largo del día.

Como referencia anecdótica, el sistema llamado “CPTE” que funcionaba en Bélgica en los años 1970, cuando en el país había cuatro productores, se parecía a un “pool” obligatorio, donde cada empresa realizaba contratos bilaterales, disponía de unidades de producción y elaboraba su propio despacho óptimo (llamado de “mercado independiente”) el que era modificado por el CPTE para tener en cuenta el equilibrio zonal (el país) y las restricciones internas y externas de la red (llamado “coordinación de mercado”). El precio zonal era único y la diferencia entre los dos “mercados” se distribuían entre los cuatro participantes.

## **B Los modelos de contratos bilaterales y las bolsas de electricidad (PX)**

Una alternativa al modelo de pool es la basada *en contratos bilaterales*: oferentes y demandantes se comprometen libremente en este tipo de contratos. Los actores (pudiendo cada uno alternativamente ser oferente o demandante en función de sus necesidades y disponibilidades) son los actores, los consumidores y los *brokers*, actuando estos últimos como intermediarios.

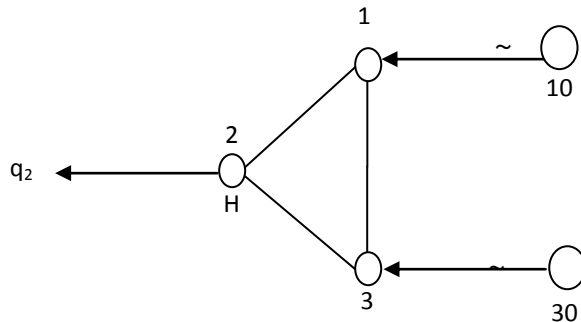
El operador de la red (ISO<sup>34</sup>) debe determinar en tiempo real *las diferencias* entre los valores contratados y los valores reales, y luego establecer el saldo.

<sup>33</sup> Algunos autores consideran que esta mayor liquidez solo es aparente: en efecto, habrá que constituir, de una forma u otra, *otro mercado* para resolver los problemas de red, que será poco líquido.

<sup>34</sup> “Independent System Operator”

**CUADRO 5.6**  
**Los precios nodales**

Consideremos una red eléctrica con tres líneas y tres nodos:



Las líneas tienen características eléctricas (impedancias) idénticas. Las líneas (1-2) y (3-2) tienen capacidad infinita. La línea (1-3) una capacidad de 100 MW.

En los nodos 1 y 3 se localizan dos generadores. Los costos marginales de estos generadores son 10 y 30 €/MWh respectivamente. La demanda está localizada en el nodo 2. Se pretende establecer los *precios nodales en los diferentes nodos de la red para diferentes niveles de la demanda*.

**Las leyes de Kirchhoff**

Actualmente es común representar la evacuación en la red eléctrica por factores llamados PTDf (“Power Transmission Distribution Factors”), obtenidos por ecuaciones de flujos de carga (tránsito sobre cada línea) linealizadas y limitadas a la potencia activa disponible. Las PTDf se interpretan de la siguiente forma:

En un hub H se escriben las ecuaciones de conservación (igualdad de producción y consumo en una red sin pérdidas). Suponemos que el hub es el nodo 2. El PTDf de la línea (1-2) para el nodo 1 es la fracción de una inyección unitaria en 1, entregada en 2, que pasa por la línea (1-2). Siendo las características de las líneas idénticas, se verifica intuitivamente que el camino (1-2) es “dos veces menos largo eléctricamente” que el camino (1-3)/(3-2). Pasa entonces dos veces más energía por (1-2) que sobre el camino (1-3)/(3-2). La tabla de los PTDf será entonces la siguiente:

PTDF	(1-2)	(3-2)	(1-3)
1	$\frac{2}{3}$	$\frac{1}{3}$	$\frac{1}{3}$
3	$\frac{1}{3}$	$\frac{2}{3}$	$\frac{1}{3}$

### Cálculo de los precios nodales

Tenemos una demanda  $q_2$  en el nodo 2. El despacho óptimo (sin pérdidas) resuelve el problema siguiente:

$$\text{Min } (10q_1 + 30q_2)$$

$$\text{s.c. } q_1 + q_3 = q_2$$

$$-100 \leq \frac{q_1 - q_3}{3} \leq 100; q_1, q_3 \geq 0$$

La función objetivo del problema es el costo total; la primera restricción expresa que la suma de las producciones es igual al consumo; la segunda que la potencia que transita por la línea (1-3) no puede exceder los 100 MW.

Si  $q_2$  es pequeña (por ejemplo  $< 100$ ), funcionará solamente el generador localizado en el nodo

1. Producirá  $q_1 = q_2$ , que se distribuirá en  $\frac{2}{3}q_1$  sobre (1-2) y  $\frac{1}{3}q_1$  sobre el camino (1-3)/(3-2).

Toda demanda suplementaria  $\varepsilon$  suplementaria en el nodo 1, 2 o 3 será alimentada por este generador. El costo marginal será por lo tanto igual a 10 en los tres nodos.

Supongamos que la demanda  $q_2$  aumenta a 300. Para todo  $q_2 < 300$ , esta demanda será alimentada completamente desde  $q_1$ , porque es el generador menos caro y la potencia que puede transitar por la línea (1-3) es inferior a 100. Los costos marginales o *precios nodales* en los nodos 1, 2 y 3 continúan siendo iguales a 10.

Supongamos ahora que  $q_2$  aumenta por encima de 300. En este caso los dos generadores tienen que funcionar y los niveles de producción responderán a:

$$q_1 + q_3 = q_2$$

$$\frac{q_1 - q_3}{3} = 100$$

o

$$q_1 = \frac{q_2}{3} + 150$$

$$q_3 = \frac{q_2}{3} - 150$$

Los costos marginales se establecen entonces como sigue:

- una demanda suplementaria  $\varepsilon$  en el nodo 1 es alimentada por el generador 1 a un costo marginal igual a 10;
- una demanda suplementaria  $\varepsilon$  en el nodo 3 es alimentada por el generador 3 a un costo marginal igual a 30;

- una demanda suplementaria  $\varepsilon$  en el nodo 2 es alimentada a razón de  $\frac{\varepsilon}{2}$  por el nodo 1 y  $\frac{\varepsilon}{2}$  por el nodo 3. El costo marginal es  $(10+30)/2 = 20$ .

Estos costos marginales en los nodos, *los precios nodales*, se mantienen validos para todo  $q_2 \geq 300$ .

Una *bolsa de electricidad (PX)* puede ser creada o desarrollada, por ejemplo, por iniciativa de los participantes del mercado. Una bolsa puede ofrecer los siguientes servicios, sobre la base de un comercio “day-ahead” (para el día siguiente) o “intraday” al interior de la misma jornada):

- transparencia de precios;
- no hay riesgos de contraparte;
- los intercambios son anónimos;
- las herramientas necesarias para optimizar los portafolios de activos de producción o de “trading” puro (precios *futuros (forward)* especialmente).

Debemos destacar que el PX no se ve afectado por los aspectos *geográficos* del mercado (el lugar) y por lo tanto de los problemas de transporte, lo que no lleva a considerar en este caso los precios nodales.

### C Comparación de principio e implementación

En términos muy generales, puede decirse que los modelos de “pool” se caracterizan por un *despacho central* de las unidades de producción que lo desean. De esta forma, el “pool” no es forzosamente un instrumento obligatorio. Por ejemplo, los contratos bilaterales ocasionaran costos de transporte que serán administrados por el ISO. El *auto despacho*, en el que cada productor decide económicamente la convocatoria de sus *propias máquinas* es propio del modelo de contratos bilaterales y de bolsa, sin que sean tomados en cuenta los costos de transporte, como se indicó anteriormente.

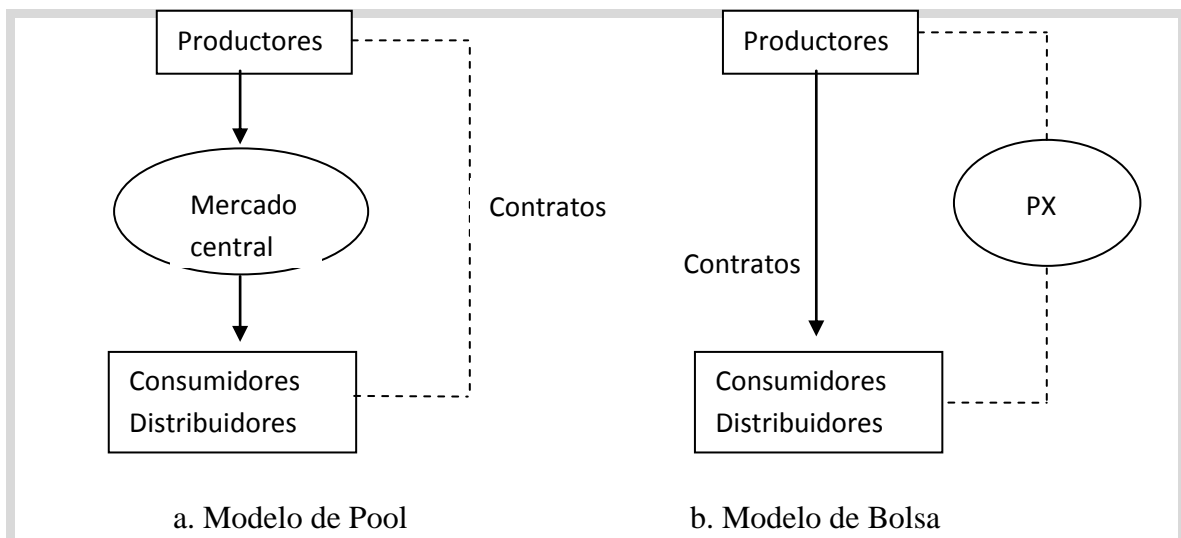


Figura 5.34

Esquemáticamente los dos sistemas se pueden representar según la figura 5.34 que pone en evidencia el corazón de los intercambios de potencia y energía en los dos casos.

En términos de *elaboración institucional*, un mercado de contratos complementado con una bolsa es probablemente más simple de implementar: se trata de un proceso cuasi espontáneo, evitando una reflexión *ex – ante* sobre la estructura de mercado óptima.

Pero este modelo es menos eficiente, especialmente porque los precios y cantidades no reflejan nunca completamente la comparación en *tiempo real* de la oferta y la demanda.

La mayoría de los países europeos aplicaron, en general siguiendo la iniciativa de los operadores, un modelo de bolsa: Países Bajos (APX), Bélgica (BELPEX), Francia (POWERNEXT), Alemania (EEX), Polonia (POLPX), etc.

A nivel mundial, sin embargo, muchos países eligieron un sistema de “pool”, bajo una u otra forma: los tres grandes sistemas de la costa este de los Estados Unidos (PJM, Neepool y New York), Brasil, Argentina, etc. Una distinción interesante entre ellos es el recurso a los precios nodales (PJM, Neepool,...), o zonales (California, Noruega,...).

Otra cuestión importante es la del *armado óptimo* de los diferentes elementos del sistema.

El operador de la red de transporte (ISO) tiene particularmente por misión la administración en tiempo real del equilibrio oferta-demanda del sistema. Es entonces normal que, en un sistema de “pool”, este se encuentre *integrado* en el ISO (fig. 5.35). La problemática del vínculo entre el ISO y la bolsa recibió diferentes respuestas. Para W. Hogan (1995), no existe ninguna duda que la separación “entre ISO y PX” es un error conceptual que puede llevar a alejarse del óptimo y muchos elementos militan en este sentido.

El importante problema del “counter – trading” ilustra muy bien la diferencia entre sistema de “pool” por un lado y del ISO-PX por el otro: cuando, en una zona de ajuste, el agrupamiento óptimo de las centrales se realizó sobre la base de ofertas, se trata de integrar las restricciones de la red u otras en este óptimo inicial (congestión de líneas, tensión, unidades despachadas obligatoriamente, etc.). En los “pools”, esta “corrección” se hace (casi) conjuntamente y en todo caso al interior de una misma instancia. No es el caso del “par” PX-ISO, donde el “counter – trading” es definido por una instancia (ISO) luego que la otra (PX) ha funcionado.

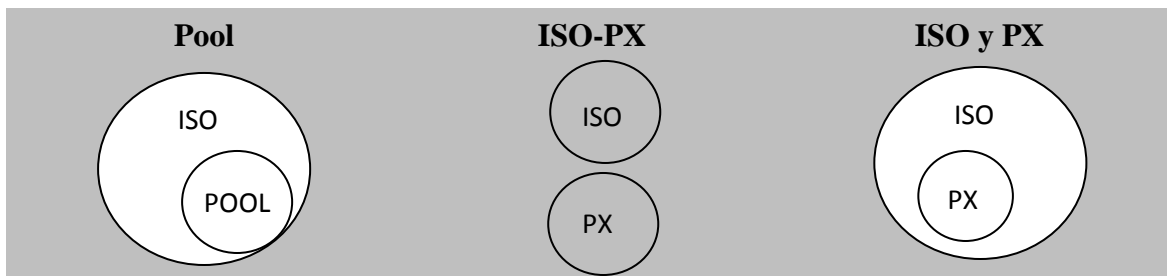


Figura 5.35

### 5.3.3 La competencia aguas abajo

Por competencia aguas abajo se entiende la instalación de un mercado competitivo para los clientes profesionales (pequeñas y medianas empresas, talleres, comercios,...) y para los clientes residenciales.

El análisis de lo bien fundado de la desregulación en la venta minorista, al *cliente residencial*, es probablemente una de las cuestiones más difíciles y más controvertidas de la nueva economía eléctrica de mercado y ningún estudio teórico o empírico ofrece actualmente un análisis que tenga el asentimiento generalizado.

Nos limitaremos entonces a describir este tema y a insistir sobre los puntos históricos o económicos que se prestan a debate.

#### A “La apertura total” del mercado eléctrico

Para recordarlo, uno de los principios de la primera directiva liberalizando el mercado eléctrico era la de la apertura progresiva y la implementación de un mercado de clientes residenciales no estaba en el temario en 1996.

En el mes de marzo de 2000, el Consejo Europeo de Lisboa pide acelerar la liberalización de los sectores de la electricidad y del gas natural, con el fin de lograr la formación de un mercado interior totalmente operativo en ambos sectores. En julio 2000, el Parlamento Europeo invita a la Comisión a adoptar un calendario detallado para alcanzar la *liberalización* total del mercado energético. En marzo 2001, la Comisión presenta una propuesta de directiva modificando la directiva inicial y previendo la apertura total del mercado eléctrico en 2003 para los clientes profesionales y en 2005 para todos los clientes. Sin embargo en el Consejo europeo realizado en Estocolmo, los Estados no pudieron ponerse de acuerdo en un calendario de apertura que había propuesto la Comisión y es en marzo de 2002, en Barcelona, que el Consejo decide la apertura total para los clientes no residenciales en 2004.

El “segundo paquete” de directivas electricidad y gas es adoptado en junio 2003, y prevé la apertura total del mercado el 1 de julio de 2004 para todos los clientes no residenciales y *el 1 de julio de 2007 para los clientes residenciales*.

En lo que respecta a la electricidad, la directiva 2003/54/EC aborda la cuestión de los precios en el marco de las obligaciones de servicio público (OSP) y permite a los Estados miembros, respetando las reglas de la competencia y el interés económico general, imponer a las empresas eléctricas OSP que traten especialmente aspectos de seguridad, regularidad, calidad y *precio* de abastecimiento como así también la protección del medio ambiente. Recuerda que el *servicio universal* del que se benefician los clientes residenciales implica el derecho de ser abastecido en electricidad en el territorio del Estado miembro con una calidad bien definida y a precios razonables y transparentes, fácil y claramente comparables.

La directiva también insiste (art. 3) en el hecho que las OSP “son claramente definidas, transparentes, no discriminatorias y controlables y garantizan a la empresas eléctricas de la Unión europea un acceso igual a todos los consumidores nacionales” y que ni las OSP ni el servicio universal *pueden impedir la apertura del mercado*.



Hacemos notar también que la directiva no se pronuncia sobre la posible coexistencia de precios y tarifas reguladas para el cliente final (ver Cuadro 5.3). En efecto, si bien todos los clientes son elegibles a partir del 1 de julio de 2007, la segunda directiva no prohíbe explícitamente las tarifas reguladas a los clientes residenciales, pudiendo siempre la Comisión lanzar procedimientos de infracción si las tarifas reguladas fueran un freno a la llegada de nuevos entrantes al mercado.

En su Informe de avance de la creación del mercado interior del gas y la electricidad del 11 de marzo de 2009, la Comisión señaló: “se debe constatar que hoy, la coexistencia de mercados energéticos abiertos y precios regulados de la energía son bastante frecuentes en los Estados miembros de la UE: en más de la mitad de los Estados miembros los precios son regulados. Los siguientes Estados miembros tienen sistemas de reglamentación de precios del gas y de la electricidad: Bulgaria, Dinamarca, Estonia, Francia, Hungría, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Polonia, Portugal, Rumania, Eslovaquia y España. Grecia, Chipre y Malta regulan los precios de la electricidad. Alemania abolió en 2007 su sistema de regulación de precios de la electricidad entregada a los hogares y a las pequeñas empresas. Finlandia instaló un régimen de precios regulados para el gas. En la mayor parte de los Estados miembros, la reglamentación de precios se aplica solamente a los particulares. *La reglamentación de los precios de la energía continúa siendo un serio obstáculo para el buen funcionamiento del mercado interior de la energía, ya que tiene efectos negativos que pueden falsear la competencia (por ejemplo, la aplicación de barreras a la entrada de nuevos proveedores y efectos disuasivos concernientes al cambio de proveedor) e impedir la emisión de señales de precios correctas (que influyen en las inversiones y los incentivos destinados a promover la eficiencia energética). Además, los mecanismos de control de precios pueden no ser compatibles con el derecho comunitario. No se debería confundir la protección de los “consumidores vulnerables” con el mantenimiento de una tarificación regulada para todos, o para ciertas categorías de consumidores.*

Esta crónica puede sugerir dos constataciones:

- la relativa perplejidad de muchos Estados miembros frente a la apertura *total* de los mercados residenciales, o en todo caso a su calendario;
- el rol motor de la Comisión como instancia propositiva e incitativa en este tema para el cual, *in fine*, se aceptaron obligaciones de servicio público solamente en la medida que estas no hipotequen el primado de la competencia como motor de la eficacia económica, referencia última para el comportamiento de los actores.

Un país europeo, el *Reino Unido*, ya se había adelantado al calendario decisorio europeo y puede haberlo influenciado. En efecto (Littlechild, 2009), en el marco de las grandes reformas industriales y financieras de los años 1980, las primeras propuestas relativas a un mercado residencial competitivo fueron introducidas en este país desde 1983. Importantes debates administrativos y políticos tuvieron lugar entre 1987 y 1990 y luego de muchas dudas y retrocesos, la decisión de apertura total del mercado residencial de la electricidad y el gas natural fueron tomadas en 1988 (“Third tranche of the retail market”).

En diferentes partes del mundo, muchos países, como los Estados Unidos, por ejemplo, se mantuvieron más reticentes o más prudentes respecto de la implementación de una

competencia bajo una forma cuasi pura y descentralizada en los mercados eléctricos residenciales.

## **B Controversias**

Los fundamentos económicos de la competencia a nivel del cliente residencial un mercado tan particular como el de la electricidad continúan siendo muy discutidos.

De esta forma, una controversia de principios opuso a S. Littlechild, regulador de la electricidad en los Estados Unidos y P. Joskow, del MIT.

En efecto (Cartier, 2009) los argumentos empleados para justificar la introducción de la competencia en el mercado mayorista y la producción de la electricidad ponen en evidencia una suerte de *dinámica de la innovación* especialmente por la renovación y mejora de las ofertas, que debía ser acompañada por un descenso de los precios.

La desregulación total del mercado aguas abajo otorgaría, según sus defensores, mejores incentivos hacia aguas arriba, es decir a los productores, para controlar los costos de construcción y funcionamiento de sus capacidades de generación, alentaría *la innovación tecnológica* en la producción de electricidad para ganar competitividad, y transferiría el riesgo de los errores de apreciación en la selección de tecnologías de producción o en los costos de construcción y mantenimiento de las unidades, desde los consumidores-ciudadanos hacia los productores.

Para Joskow (2000), por el contrario, es en la desregulación de los *mercados mayoristas* donde deben esperarse mayores ganancias, con las que es posible alcanzar la mayor parte de los objetivos establecidos en la reforma: en los Estados Unidos, la mitad la mitad del precio de la electricidad corresponde al precio del abastecimiento, mientras que los costos comerciales representan solamente el 5%. De esta forma, la apertura a la competencia de los mercados minoristas no se justificaría: el proveedor podría simplemente practicar un *“passive pass-through of wholesale spot market prices”*, es decir pasar los precios *spot* de los mercados mayoristas en la componente “energía” de la tarifa final. Ello le permitiría, gracias a la existencia de grandes usuarios, evitar una situación en la que el poder de mercado o posición dominante de los productores posibilitaría explotar a los consumidores aumentando los precios, limitando los “gastos inútiles” (de marketing, por ejemplo) que podrían anular las *bajas ganancias* permitida por la reducción del margen de los proveedores por la competencia minorista. De esta forma, los proveedores/distribuidores podrían concentrar sus esfuerzos en la oferta de servicios con alto valor agregado (*medición en tiempo real o “real time metering”*, contratos de cobertura de riesgos económicos y meteorológicos, servicios de eficiencia energética y de manejo de la demanda, oferta de energía verde,...), antes que en la competencia *por precio*. El valor agregado de estos servicios podría ser analizado más fácilmente por los consumidores, que compararían estas ofertas con el servicio de base propuesto por el distribuidor histórico. Un servicio de este tipo impediría la aparición de efectos de selección adversa (selección de los consumidores que tengan bajo riesgo de solvencia, por parte de los proveedores, por ejemplo).

Esta posición fue criticada por Stephen Littlechild (2000). Para él, era poco probable que los consumidores estuvieran interesados por una tarifa de este tipo, visto las fuertes fluctuaciones observadas sobre los mercados *spot*, que se traducirían en fuertes

variaciones en las facturas mensuales. Por otra parte, con la introducción de la competencia minorista, los *proveedores* podrán elegir a los productores más eficaces (lo que incrementaría la eficacia del sector aguas arriba, cf. *supra*), y desarrollarán estrategias de compra que le permitan mejorar su competitividad y de esta forma ganar partes de mercado. A la inversa, un comprador único en el mercado no adoptaría comportamientos de este tipo. Además, los proveedores podrían elaborar y proponer ofertas deseadas por los consumidores, que podrían de esta forma elegir la combinación precio/calidad deseada: “spot prices pass-through”, precios fijos e uniformes a lo largo de la duración del contrato, precios horarios-estacionales o simplemente estacionales, oferta conjunta gas/electricidad, (“dual fuel”), tarifas sin componente fijo pero con un componente variable más alto, precios planos independientes del consumo, tarifas más bajas a cambio de un pago anticipado que permita limitar el riesgo de incobrable para la empresa, etc. Para Littlechild, los efectos podía propagarse aguas arriba no solamente hacia la *producción*, sino también a los segmentos de *transporte* y *distribución*, de la electricidad: al competir los proveedores aguas abajo, buscarán disminuir todos sus costos para ganar partes de mercado y presionarían sobre las empresas de transporte y distribución para que incrementen su eficacia, descentralizando la producción o desarrollando eventualmente sus propias líneas directas entre la producción y las demandas locales... La competencia sobre los mercados minoristas limitaría las posibilidades de discriminación tarifaria entre diferentes clases de consumidores.

Hicimos notar precedentemente que el movimiento general de liberalización de los grandes sistemas eléctricos estaba basado, por un lado, en aspectos técnicos (necesidad de mejorar la eficacia productiva de ciertos monopolios integrados históricos, por ejemplo en el Reino Unido y en los Estados Unidos) y, por otra parte, por la fe en la competencia como único motor de la eficacia económica.

Este último postulado, particularmente presente en las decisiones tomadas entre 1985 y 2005 por el Reino Unido y la Comisión europea. C. Defeuilley (2009) hizo un análisis muy interesante (comentado y parcialmente contestado por S. Littlechild) según el cual era la aplicación peligrosa de los principios de “*la Escuela austriaca*” en economía – y en particular uno de sus más recientes e ilustres representantes, F. von Hayek – la que había inspirado la aplicación de este tipo de competencia en el Reino Unido.

Simplificando, podría decirse que von Hayek ubica *al empresario* en el centro de la eficacia económica y que la acción de este último impide fundamentalmente a una economía de estar *en equilibrio*, ya sea por el producto de un cálculo, como en las economías planificadas, o del mercado como en las teorías de la escuela neoclásica, a las que presenta enfrentadas. En todo nivel de las actividades y en (casi) todos los sectores, la búsqueda de la *competencia en sí misma* conducirá a rupturas por sucesivas innovaciones y a un proceso de descubrimiento de la información. Además, la competencia introducida en un sector *aguas debajo* de la economía no limitará sus efectos en este nivel, sino que transmitirá los impulsos necesarios a los sectores *aguas arriba* para inducir a una eficacia productiva superior y a las eventuales reformas estructurales necesarias.

De esta forma, como los argumentos de Littlechild en esta “controversia” lo indican, en el segmento residencial de la venta de electricidad, los “empresarios” nuevos entrando en el mercado revelarían los verdaderos costos de la comercialización, e incluso identificarían las zonas geográficas o el tipo de clientela que soporta precios excesivos

por parte de las empresas en plaza. Los nuevos actores entrarían en un proceso de innovación permitiendo reducir los costos y/ diferenciarse de sus competidores (soluciones técnicas, ofertas comerciales, etc.).

El resto fluirá solo, y en particular el desmantelamiento necesario de las estructuras monopólicas, que podrían impedir la emergencia y el desarrollo de innovaciones, o incluso la necesidad de limitar al máximo, incluso de excluir, la intervención de los poderes públicos<sup>35</sup>.

Podemos preguntarnos, sin embargo, si estos postulados son pertinentes en el caso de la electricidad minorista. A esta cuestión, C. Defeuilley responde negativamente, particularmente porque:

- los consumidores ejercen en general su decisión de una forma que no es estrictamente racional. La percepción de los *riesgos* ligados al ejercicio de la libertad de elección y los diversos *matices* que se presentan en los procesos de decisión pueden reducir los incentivos al cambio o conducir a decisiones erróneas. Por ejemplo, los consumidores británicos que optaron por un nuevo proveedor de electricidad solo se apropiaron del 37% al 55% de las ganancias que podrían obtener (Wilson y Waddams-Price, 2007), y solamente 14% a 18% de los clientes eligen al proveedor que ofrece el menor precio, mientras que 25% al 31% cambian por un *proveedor más caro* (cifras del mismo orden de magnitud son citadas en el estudio de A. Henney – Cornwall Energy Ass y EEE Ltd., 2009);
- la innovación, elemento determinante en el análisis hayekiano, también debe ser analizada (Joskow y Tirole, 2006). En efecto, esta no depende solamente del grado de competencia en el mercado. Otros factores, como la *tecnología* del sector o la intensidad de los *mecanismos de aprendizaje* deben ser considerados.

Hay que destacar sobre todo, que la venta de electricidad a los clientes residenciales depende en gran medida del segmento aguas arriba (los segmentos de producción, transporte y distribución) y la innovación que podría desarrollarse en el segmento *supply* depende de los otros elementos de la cadena de valor (*smart meters o medidores inteligentes* por ejemplo, que requieren *redes inteligentes*). Cuando existe propagación de la innovación esta se propaga “top-down”, antes que “bottom up”. Los procesos innovadores son, en el sector eléctrico, adelantos tecnológicos obtenidos por los constructores de equipamiento, jugando las empresas eléctricas el papel de introductores de estas innovaciones tecnológicas en los grandes sistemas que tienen a su cargo: es el proceso llamado “de acumulación” de la innovación.

En resumen, si la justificación teórica de la aplicación de la competencia minorista generalizada era el conjunto de postulados de la Escuela austriaca, parece que por su pertinencia, en este segmento del mercado y al menos en este estado de implementación, puede al menos ser cuestionada.

---

<sup>35</sup> S. Littlechild: “Una razón (...) de introducir la competencia minorista es de alejar o reducir el campo del regulador y/o de los gobiernos (en materia) de utilización de los precios de la electricidad por razones de conveniencia política”.

Otra industria de redes, las telecomunicaciones, se inscribe en un paradigma muy diferente. Hubo *grosso modo* concomitancia en el tiempo entre la liberalización de los mercados, implicando el fin de los monopolios legales y a veces el desmantelamiento de los operadores integrados, y una efervescencia tecnológica histórica (numérica, multimedia, costo de los aparatos, etc.).

A la inversa, otras industrias de redes presentan características más rígidas que las alejan de un proceso de apertura (especialmente el agua). Una asimilación rápida y superficial de todas las industrias de redes es un grave error metodológico.

### *C El paisaje actual*

El estudio de A. Henney describe el estado de la implementación y el desarrollo de la competencia minorista de la electricidad en varios países y regiones (países escandinavos, Reino Unido, Holanda, Alemania, Italia, Austria, España, Estados Unidos, Nueva Zelanda, etc.).

Las observaciones generales de este estudio descriptivo pueden resumirse de la siguiente forma:

- la competencia minorista produjo pocos beneficios a la gran mayoría de los clientes, en todo caso en aquellos países donde el consumo se limita a entre 3.000 y 4.500 kWh/año; puede haber producido beneficios en aquellos países donde el nivel de consumo es del orden de los 15.000 kWh/año, como en Texas (aire acondicionado) o en Noruega (calefacción eléctrica);
- En algunos países (como el Reino Unido por ejemplo), los indicadores muestran que los consumidores pueden obtener ganancias cuando el *proveedor* es capaz de reducir sus propios costos, esencialmente mediante la oferta dual (facturación común gas y electricidad);
- teniendo en cuenta la “naturaleza relativamente estática” de la electricidad, los consumidores parecen menos inclinados a cambiar de proveedor que en otros sectores, como por ejemplo las telecomunicaciones;
- se observa una tendencia creciente de los grandes *proveedores* a integrarse verticalmente hacia la actividad de producción para limitar los riesgos de mercado inherentes a la venta (“cobertura natural” entre producción y venta minorista);
- pocos nuevos entrantes significativos y retirada (o dificultades financieras) de los proveedores puros.

La tabla 5.10 muestra un balance de la tasa de cambio de proveedor en función de la fecha de apertura del mercado residencial (C. Defeuilley, 2009).

Todavía es demasiado pronto para establecer un balance global y definitivo de los beneficios de la competencia *aguas abajo* en el sector eléctrico, pero se puede decir *a minima* que no avanza por sí misma. En efecto, por decirlo con C. Defeuilley y con palabras fuertes, dos de las funciones *económicas y comerciales esenciales del distribuidor de un producto, cualquiera que fuera* no son aseguradas por un *proveedor* de electricidad:

- *la intermediación*, es decir la organización del transporte y la distribución del producto, que en este caso es una función del operador de las redes (transportista y/o distribuidor);
- *la transformación y puesta en valor* del producto, muy limitada para un bien homogéneo y en general de *baja participación* como la electricidad.

Los beneficios a obtener por parte del consumidor son por ello y a priori muy reducidos, o despreciables, y el riesgo de afrontar costos adicionales que deben tomarse del excedente colectivo (separación de actores, costos informáticas, edificios, personal, publicidad y marketing, etc.) que son elevados. Algunos de los mejores especialistas americanos de la economía de la electricidad, como W. Hogan, L. Ruff o P. Joskow o Stof habían constatado esta situación ya en el año 1999.

<b>Tabla 5.10</b>		
<b>Tasa de cambio luego de la apertura del mercado “minorista”</b>		
	<b>Año de apertura del mercado minorista</b>	<b>Tasa de cambio (%)</b>
<i>Países europeos</i>		
Gran Bretaña	1999	47
Suecia	1999	32
Noruega	1997	28
España	2003	7
Finlandia	1998	11
Bélgica	2003	12 <sup>a</sup>
Países Bajos	2004	15
Alemania	1998	7
Francia	2004 <sup>b</sup>	6
Dinamarca	2003	2
<i>Otros países/Estados</i>		
Victoria (Australia)	2002	45
Texas (USA)	2002	36
Australia del Sur	2003	34
New York (USA)	1999	11
Ohio (USA)	2001	8
Massachusetts (USA)	1998	7
Pensilvania (USA)	1997	3
Connecticut (USA)	2000	2
Maine (USA)	2000	1

Datos año 2006, con excepción de Suecia y Finlandia (2005)

Fuentes: reguladores nacionales, KEMA, Alliance for Retail Choice, PUCO, Pennsylvania y Maine Public Advocate Offices, NERA, Cap Gemini, RWE, Joskow (2006)

<sup>a</sup> Solo Flandes

<sup>b</sup> No residenciales (julio 2007)

Muchos observadores consideran que esta reforma es un fracaso – y que no podía ser de otra forma-, especialmente porque está basada en principios erróneos. Otra forma de ver el problema consiste en considerar que la competencia minorista en electricidad no ha sido acompañada por ninguna *innovación tecnológica* que hubiera iniciado la implementación de la reforma, o que al menos la hubiera favorecido. Las actuales perspectivas de equipamiento de las redes de distribución y de los medidores residenciales de los sistemas “inteligentes” (smart grids, smart meters) que permite a cada consumidor individual administrar en tiempo real su propio consumo quizás puedan cambiar en el futuro esta situación. Suponiendo que este fuera el caso, la “apertura competitiva” del segmento de los clientes residenciales habría sido

implementada demasiado temprano, ocasionando importantes costos sin incidencia positiva en el excedente colectivo<sup>36</sup>.

### 5.3.4 La transmisión<sup>37 38</sup>

La transmisión de la energía eléctrica, es decir no solo el transporte mediante líneas físicas, sino también y quizás sobre todo *la gestión de los flujos de potencia y energía* a lo largo de estas líneas y en el seno de un sistema mallado como el corazón de la red europea, es un elemento esencial de la eficacia y la seguridad de un mercado eléctrico:

Varias circunstancias permiten verificar la anterior afirmación y dejan pensar que el tema de la transmisión continuará manteniéndose en el corazón de los debates sobre el mercado europeo durante varios años y especialmente:

- el tiempo que lleve la aplicación de la tercera directiva, que consagra la separación completa entre los segmentos de la producción/venta por un lado, y las redes por el otro, implicando una atención particular a las modalidades de intercambio de informaciones cruciales entre estos dos “mundos”;
- la forma en que este tema ha sido tratado luego de casi quince años, habida cuenta de la imprecisión de las directivas sobre este tema y también por gran complejidad técnica;
- la incidencia sobre la red de transporte del crecimiento de las fuentes de energía intermitentes (ver capítulo 8).

#### A *El proceso europeo de integración de los mercados y el problema de la transmisión*<sup>39</sup>

Antes de la primera directiva de liberalización de 1996<sup>40</sup>, el “reglamento de la UCTE”, asociación europea de entidades responsables del transporte, era de aplicación en la gestión de los intercambios. Suponía a nivel técnico que cada entidad responsable de una “zona de ajuste” (de equilibrio físico) disponía de una visión sintética de sus interacciones eléctricas con las otras zonas: un *flujo de cargas* (sistema de cálculo de los flujos de potencia y energía en circuitos mallados) común y compartido proveía a cada zona los elementos de una “red equivalente” que suponía representar para ella el mundo eléctrico exterior.

La directiva de 1996, derogando la directiva llamada “Tránsito” disponía que esencialmente la asignación de capacidades en las fronteras debía ser “regida por principios económicos”. Lo que por supuesto era absolutamente insuficiente para

---

<sup>36</sup> Se puede leer en Stoff (2002, 26-29) una remarcable crítica de los argumentos evocados en favor de la competencia “minorista” en la electricidad, de las que citaremos la conclusión: “La débil esperanza de que la competencia de precios ahorrará más en costos de facturación de lo que gasta en marketing es una base débil para un experimento a gran escala”

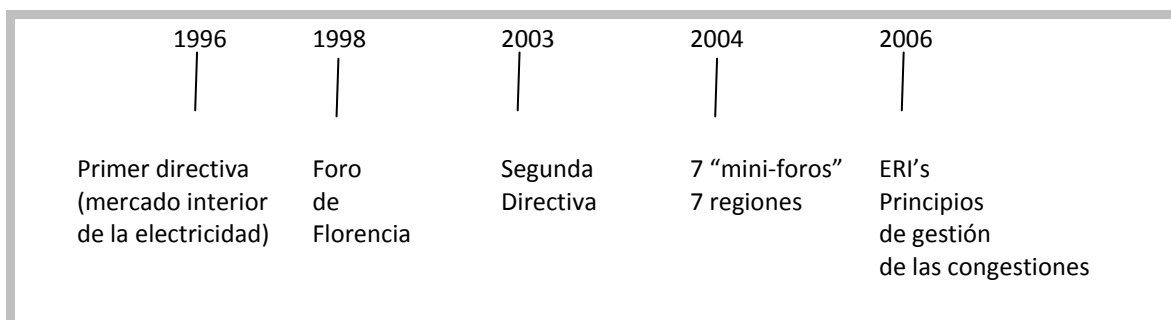
<sup>37</sup> Nos limitaremos a los aspectos políticos e institucionales

<sup>38</sup> El término “transporte” también es usado en forma corriente

<sup>39</sup> Everis - Mercados, 2009

<sup>40</sup> La directiva 90/547/CEE del 29 de octubre de 1990 relativa al tránsito de electricidad sobre las grandes redes obligaba a los Estados miembro a tomar “las disposiciones necesarias para facilitar el tránsito de electricidad en su territorio entre las grandes redes de transporte de alta tensión”. Este texto fue derogado con efecto a partir del 1° de julio de 2004 por la directiva electricidad 2003/54/CE.

aplicar un nuevo método global y racional de gestión de las capacidades de transporte entre países. Pues todo el problema estaba centrado en ese aspecto: además de los problemas de construcción de nuevas líneas físicas de interconexión entre países, la implementación de la “separación (unbundling)” en cada país y el refuerzo de las líneas para poder incorporar las nuevas centrales eólicas, el problema de una gestión común y eficaz de las interconexiones *existentes* no encontró aún una solución de conjunto satisfactoria.



**Figura 5.36**

Teniendo en cuenta, por decir al menos, el margen de apreciación que dejaba la directiva a la aplicación de sus principios, el *Foro de Florencia* se constituyó a partir de 1998 por las diferentes partes intervinientes: reguladores, operadores de redes de transporte, representantes de la Comisión, etc. con el objetivo, a razón de una o dos reuniones anuales, de intentar ajustar por consenso e intercambio de ideas las cuestiones técnicas planteadas por la transmisión, como así también orientar las disposiciones de futuras directivas en la materia.

Después de la segunda directiva de 2003 y del dictado de reglas sobre las condiciones de acceso a la red para los intercambios transfronterizos, el Foro de Florencia verificó por sí mismo que, en ausencia de textos europeos *precisos e impuestos a los países y a las partes*, “el proceso de concertación” iniciado no conduciría a nada si se continuaba tratando el problema para el conjunto de la Unión. La idea de disposiciones técnicas comunes (que se aplicarían *ne varietur*, por ejemplo a Alemania y a España, en situaciones muy diferentes) era probablemente inaccesible y el concepto mismo de “mercado único” para la transmisión debía al menos ser replanteado. A partir de ello se definieron *siete regiones* en función de sus características particulares (Electricity Regional Initiative, ERI), de manera casi espontánea, por el onceavo foro en septiembre de 2004, instituyendo igualmente *siete mini – foros* (ver fig. 5.36) al seno de los que podrían evolucionar reflexiones habida cuenta de sus características y de alguna forma a iniciativa de sus miembros.

En la primavera de 2006, el grupo de reguladores ERGEG oficializó *ex post* “con el apoyo de la Comisión” esta iniciativa regional.

Las siete regiones europeas se pueden ver en la figura 5.37.

En esta etapa, se pueden formular algunas observaciones al proceso de integración:



- las iniciativas legislativas y reglamentarias europeas no fueron precedidas por una reflexión común buscando definir de antemano una política clara que habría debido ser subyacente a las reformas de mercado introducidas por las directivas;
- este vacío fue llenado, como se pudo, por una suerte de “enfoque de club” agrupando las buenas voluntades, con el objeto de intercambiar ideas sobre las mejoras, tomando cada uno lo que encontrara útil, sin estar obligado a ello; este enfoque de “aprender haciendo”, substituyó *de facto* a una estrategia de conjunto, buscando privilegiar el intercambio de buenas prácticas operativas entre países o regiones, con los límites de las fuertes restricciones nacionales emanadas del principio de subsidiariedad;
- las perspectivas de evolución del proceso continúan siendo inciertas; se habrá notado que las siete zonas regionales se superponen y que países como Francia o Alemania, por ejemplo, están presentes en cuatro y tres regiones respectivamente, habida cuenta de los problemas en las fronteras específicas de las cuales sus territorios forman parte. No se excluye que esta partición en siete “regiones de *redes eléctricas*” del territorio de la Unión perdure y, dada la importancia de las modalidades prácticas de intercambios transfronterizos para las gestiones comerciales de las operaciones inducir siete (o más?) sub-*mercados* eléctricos regionales



**Báltico:** Letonia, Lituania y Estonia



**Centro-Este:** Austria, Republica Checa, Alemania, Hungría, Polonia, Eslovaquia y Eslovenia.



**Centro-Sur:** Austria, Francia, Alemania, Grecia, Italia y Eslovenia

**Centro-Oeste:** Bélgica, Francia, Alemania, Luxemburgo y Países Bajos.



**Norte:** Dinamarca, Finlandia, Alemania, Noruega, Polonia y Suecia

**Sud-Oeste:** Francia, Portugal y España



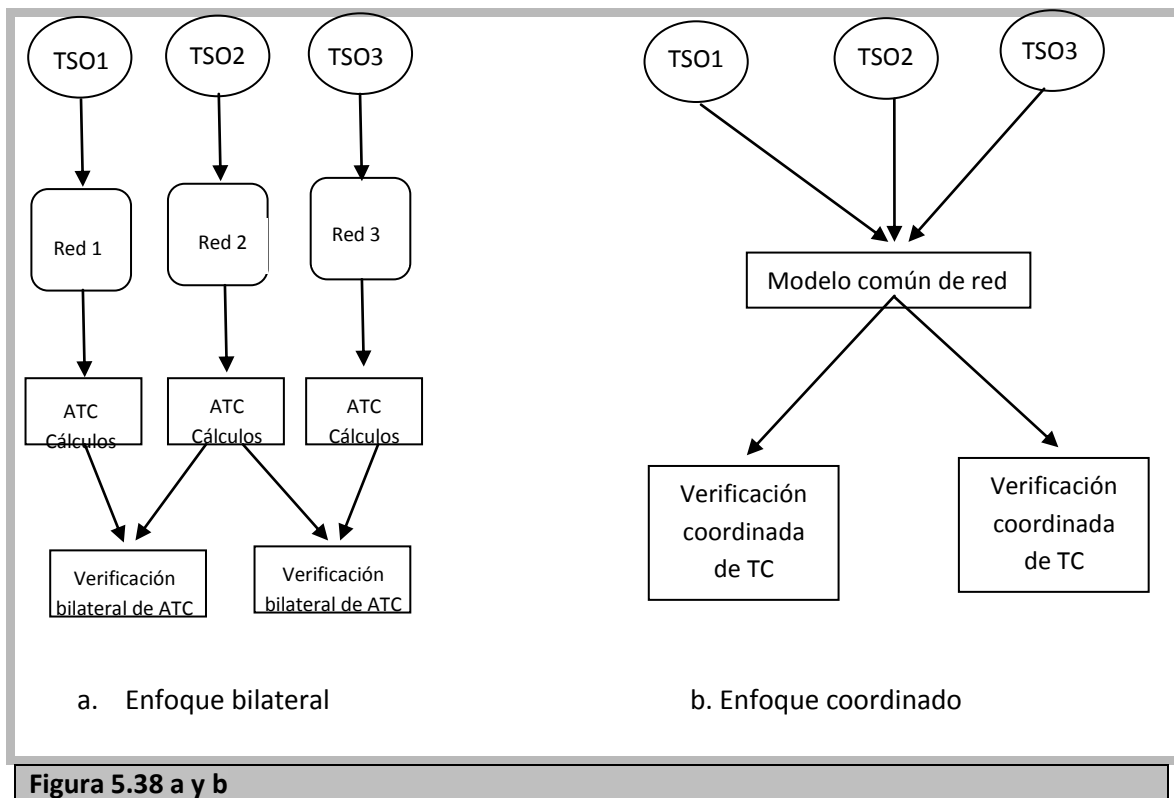
Francia, Reino Unido e Irlanda

**Figura 5.37**

### ***B Los problemas a tratar***

Uno de los problemas esenciales aquí es la *gestión de las congestiones* susceptibles de limitar los intercambios comerciales, la que reclama una coordinación entre los operadores, en primer lugar en el *cálculo de las capacidades de transporte* transfronterizo, y luego *la asignación óptima* de esas capacidades (a largo plazo, en “day-ahead” y en “intraday”). Ello postula el uso de un modelo de cálculo común, para tener en cuenta en particular los “loop-flows” (ver anexo) y las diferencias físicas y comerciales. Este tema fue abordado, como hemos visto, desde 1990 (Cuadro 5.7).

El cálculo de la capacidad disponible de transmisión (ATC: Available Transmission Capacity) puede hacerse de dos formas (figura 5.38):

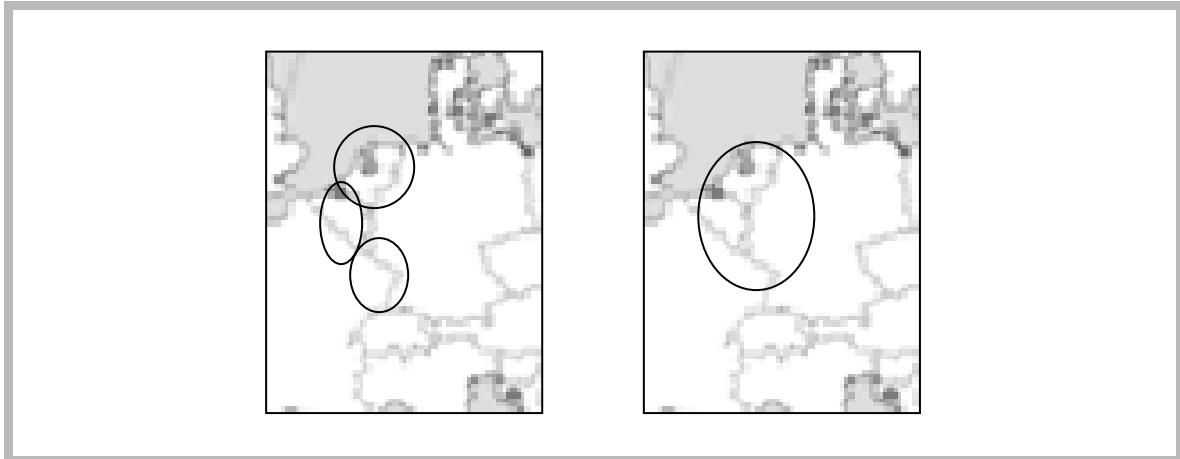


**Figura 5.38 a y b**

- por enfoque bilateral: cada operador de red calcula, *en lo que le concierne* y según su propia metodología, las capacidades de transmisión disponibles con cada uno de sus vecinos, teniendo en cuenta la pérdida eventual de una instalación de la red (criterio “n-1”), tratando de conciliar luego en fórmula bilateral estos cálculos independientes. Existe el riesgo que la capacidad disponible finalmente reconocida sea la *minima*, por razones de prudencia y responsabilidad, lo que puede reducir – en parte artificialmente – las oportunidades de intercambio;
- mediante la utilización de un modelo de red común para todos los operadores involucrados en una región. Algunas entidades de la Región Europa Centro-Oeste han progresado en este sentido por la implementación de un despacho encargado de elaborar y explotar un flujo de cargas común, “load flow commun” (CORESO<sup>41</sup>) que funciona actualmente todavía sobre la base de dos cálculos anuales. Su utilización en tiempo real debería constituir una etapa de progreso importante en la completa integración de la *placa* europea Francia – Bélgica – Países Bajos y Alemania.

Los métodos de *asignación de estas capacidades* son también una cuestión importante: deben ser asignadas de forma por lo menos anual, mensual y diaria dentro de cada región. Incluso aquí, la dificultad reside en el desarrollo y adopción de metodologías y estructura de aplicación comunes. Algunas regiones, como Centro – Oeste con la plataforma “CASC” y Centro – Este con “CAO” han instalado estructuras cuyo objeto consiste en asignar las capacidades en cada frontera de la región y, en total, ser la interfase única de todos los participantes del mercado (fig. 5.39).

<sup>41</sup> Filial de las TSO Elia, RTE y NGT – cf. CIGRE, 2010.



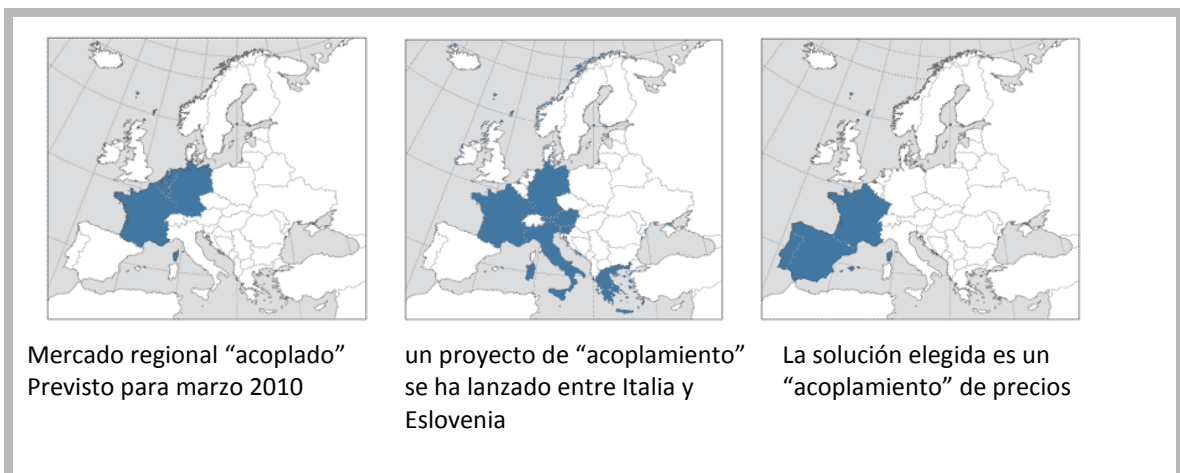
**Figura 5.39 - Ilustración de CASC / CWE**

Por ejemplo CASC (Capacity Allocation Service, Company) será el único punto de contacto para todos los actores del mercado en la región Centro – Oeste: sistema informático único, sistemas de seguridad financiera, programa de asignación de capacidades “firmes” en todas las fronteras de la región y aplicación general del principio “úselo o véndalo (use it or sell it)”. Adicionalmente, un conjunto de reglas detalladas organizando estas actividades reemplaza los diferentes reglamentos existentes.

Estos “despachos” son instancias útiles para la asignación de capacidades en el largo plazo.

En lo que respecta a la asignación de capacidades “para el día siguiente (day ahead)”, hay varios proyectos en desarrollo para asegurar la aplicación del “acoplamiento de mercados (market coupling)” sobre bases regionales (fig. 5.40). La dificultad consiste en asegurar la compatibilidad de estos acoplamientos, particularmente en los países afectados por estos proyectos.

Lo mismo ocurre en el importante tema de la asignación de capacidades *durante un mismo día* (intraday), para la que se están aplicando soluciones provisionarias.

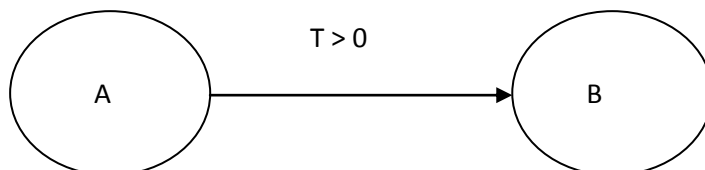


**Figura 5.40**

## CUADRO 5.7 La gestión económica de las congestiones sobre la red<sup>42</sup>

### Congestión de un eje de transporte

Consideremos el caso simple de dos sistemas eléctricos A y B interconectados por un vínculo que permite transportar una potencia de 1.000 MW. Sea T el tránsito en el vínculo, con signo positivo si va de A a B ( $-1000 \text{ MW} \leq T \leq 1000 \text{ MW}$ ). Despreciamos la pérdidas.



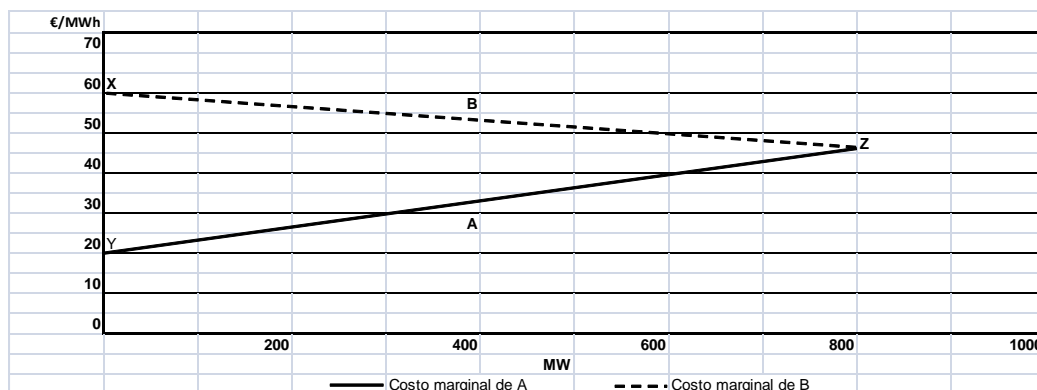
Supongamos en primer lugar que los dos sistemas están bajo la autoridad de un despacho único y, que en ausencia de tránsito, el costo marginal de producción del sistema A es de 20 €/MWh y de 60 €/MWh en el sistema B. El despacho va a intentar “exportar” electricidad de A a B:

- aumentando la potencia producida en A, lo que hará aumentar el costo marginal de producción en A;
- disminuyendo la producción en B, lo que hará bajar el costo marginal de producción en B;

Se presentan dos casos de figura:

- los costos marginales *se igualan* para un tránsito inferior a 1000 MW (fig. 5.41);

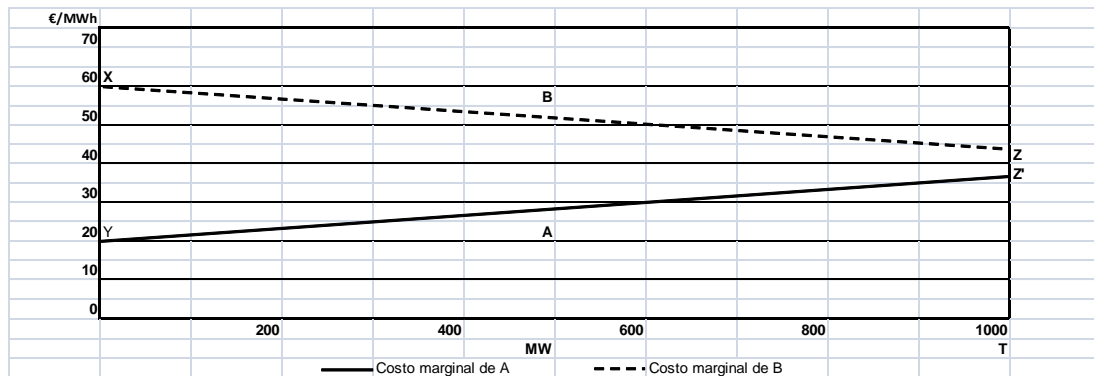
Respecto a la situación en la que los dos sistemas estaban aislados, la interconexión permitió la realización de una economía sobre el costo total de producción igual al área del triángulo XYZ en la figura 5.41



**Figura 5.41 Costos marginales en A y B en función del tránsito T. Óptimo alcanzado sin restricción de tránsito**

<sup>42</sup> Jean Bergougnoux

- los costos marginales *no se igualan* cuando el tránsito llega a 1000 MW, que es la potencia máxima que puede transitar por la interconexión (fig. 5.42).



**Figura 5.42 Costos marginales en A y B en función del tránsito T. Óptimo con restricción de tránsito**

Respecto a la situación en la que los dos sistemas estaban aislados, la interconexión permitió la realización de una economía sobre el costo total de producción igual al área del trapecio XZZ'Y en la figura 5.42. El óptimo se encuentra entonces bajo una restricción de tránsito. La interconexión, cuando la gestión de la producción es óptima, se dice que está congestionada.

Podemos observar finalmente que por la interconexión pudieran transitar 1001 MW en lugar de 1000, el despacho podría realizar una economía suplementaria igual a la diferencia de costos marginales en A y en B cuando superamos la restricción de tránsito (10 €/MWh en nuestro ejemplo). Esta economía marginal que resultaría de un alivio marginal de la restricción de tránsito es llamada *costo marginal de congestión*.

Si, como era el caso en las empresas integradas, cada sistema tiene su propio despacho, es posible imaginar que *una negociación eficaz* entre ambos permitirá agotar todas las posibilidades de intercambio interesantes entre los dos sistemas, llegando así al óptimo económico global en los dos casos de figura. Por el contrario, la distribución de esta ganancia entre los dos sistemas no está definida y resultará de la negociación.

Si, como es el caso en una economía eléctrica de mercado, ambos sistemas están organizados en base a *un modelo competitivo* alrededor de los dos mercados de corto plazo que supondremos perfectos, y si el conjunto de actores (productores y consumidores) pueden intervenir libremente *sobre los dos mercados*, los mecanismos de mercado van a generar una proposición de tránsito que va a igualar los costos marginales de una parte y otra de la interconexión. Si esta proposición de los mercados excede la capacidad de tránsito de la interconexión, la intervención del operador de la red (o de los operadores de la red trabajando en cooperación) será necesaria.

Un método coherente con los mecanismos de mercado consiste en *subastar* el uso de la interconexión. Un sistema de subastas podrá decirse que es *eficaz* si permite alcanzar el óptimo bajo la restricción evocada precedentemente en el texto. Si este es el caso:

- la interconexión está exactamente saturada y el costo de acceso al último MW disponible será igual al costo marginal de congestión, definido como la diferencia entre los precios de mercado luego de la saturación de la interconexión;
- el beneficio de la interconexión, es decir la reducción del costo total de producción del conjunto de ambos sistemas, es compartido entre *tres categorías de actores*: los actores

del sistema A, los actores del sistema B, y el operador de la red que se apropia del producido de las subastas. Pero esta distribución no es exacta y dependerá de la mayor o menor habilidad de los actores<sup>43</sup>. El resultado de la figura 5.43 (en la cual el beneficio del operador de la red es igual al área X'Y'Z'Z, las economías en el costo de producción en el sistema B están representadas por XX'Z, los beneficios resultantes de las exportaciones de A están representadas por YY'Z') puede parecer *natural*, pero no es mas que una posibilidad entre otras.

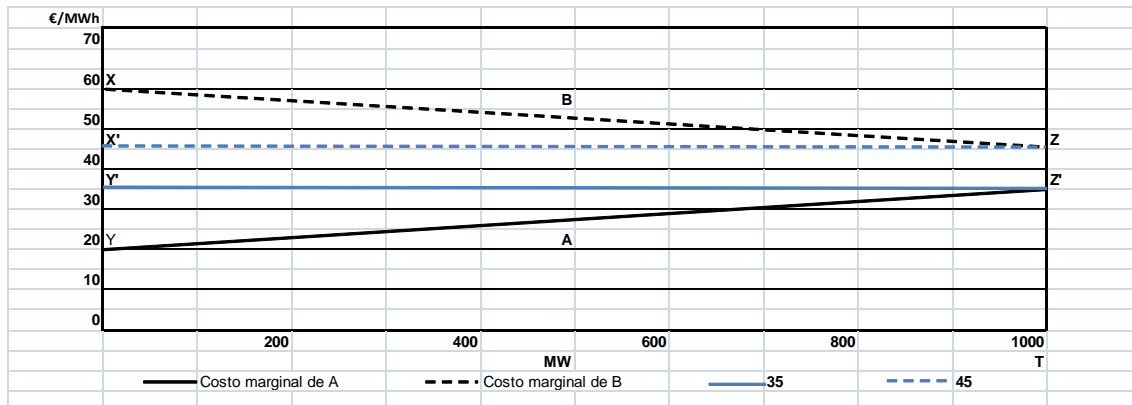


Figura 5.43 Precios de mercado en A y B en función del tránsito T.

### Gestión en una red mallada

La red que consideramos ahora tiene  $n$  "nodos" (las grandes estaciones transformadoras de la red europea, por ejemplo), numerados de 1 a  $n$  y  $l$  vínculos (las líneas de 400 kV de la misma red) numeradas de 1 a  $l$ , vinculando estos nodos entre sí.

Para explicar los principios de optimización, no tendremos en cuenta ni las pérdidas en la línea, ni la energía reactiva (los modelos utilizados para el despacho no tienen, por supuesto, ninguna de estas simplificaciones).

En el nodo  $i$ , en el instante  $t$ :

- los consumidores toman una potencia dada, siendo la demanda en el nodo  $i$ :  $D_i$ ;
- los productores inyectan una potencia  $P_i$  que será considerada como una variable;
- el costo total de producción en el nodo  $i$  será llamado  $C_i(P_i)$ .

El balance producción – consumo en el nodo  $i$ , puede escribirse:

$$B_i = P_i - D_i \text{ con, al desprestigiar las pérdidas, } \sum B_i = 0$$

La potencia que transita por la línea  $j$ , es  $T_j$ , teniendo en cuenta las leyes de Kirchoff, una función bien determinada del conjunto de  $B_i$ , o incluso del conjunto de  $P_i$  ya que las  $D_i$  son datos. Si escribimos  $T$ , como la potencia máxima admisible sobre la línea  $j$ , deberíamos tener:

$$T < T_j(P_i, \dots, P_j, \dots, P_n) < T \quad (1)$$

<sup>43</sup> Salvo si la asignación de la capacidad se realiza con un algoritmo que integre las ofertas y demandas de los actores de ambos lados del vínculo ("acoplamiento del mercado")

Supongamos en principio que el sistema de producción – transporte esté *bajo la autoridad de un despacho único*. Se busca minimizar el costo total de producción:

$$\sum C_i (P_i) \text{ respetando el conjunto de las restricciones de transporte (1).}$$

Este problema es conocido con el nombre de *despacho económico* con restricciones de transporte:

- el despachante puede determinar, en principio, el que sería el plan de producción óptimo como si producción y consumo estuvieran concentrados en un único nodo. Con este fin, agrupa, como se explicó más arriba, todos los medios de producción disponibles por orden de costos crecientes, hasta satisfacer la demanda total  $\sum D_i$ . Como resultante obtendrá un costo de producción total  $C_0$  y un costo marginal de producción  $c_0$  sin restricciones.

Luego calculará las potencias que circulan sobre las líneas de la red resultantes de este plan de producción. Si todos los límites de transporte son respetados, el problema quedó resuelto. *La red no tiene congestión*. La satisfacción de una demanda suplementaria de un MW será igual a  $c_0$  en cualquier nodo de la red.

- Si la aplicación del plan de producción a mínimo costo sobre la red, hace aparecer sobre algunas líneas tránsitos superiores a los límites máximos admisibles de transporte, se dice que *la red está congestionada*. Habrá entonces que utilizar un programa de optimización para determinar *un plan de producción óptimo con restricciones*,  $P$ , que minimice el costo de producción total sin superar los límites de transporte permitidos sobre las distintas instalaciones de transporte.

Una vez obtenido este plan óptimo bajo restricciones:

- el costo total de producción  $\sum C_i (P)$  será superior al costo de producción total sin restricciones  $C_0$ , siendo la diferencia entre ambos costos *el costo de congestión de la red*;
- existe al menos una línea, por ejemplo la línea  $j$ , exactamente saturada. Si aumentamos en 1 MW la potencia máxima permitida sobre esta línea, el costo de congestión se reducirá en una cantidad  $l_1$  que llamaremos costo marginal de congestión causado por la línea  $j$ . Este puede ser un precioso indicador para apreciar en forma sumaria el interés económico para reforzar la red;
- el costo de satisfacción de una demanda suplementaria de 1 MW difiere, en este caso, de un nodo a otro de la red. En algunos nodos este costo será inferior a  $c_0$ , mientras que en otros será superior. Es a partir de la diferenciación de los costos marginales nodales, si esta es suficientemente estable, que es posible construir una tarificación nodal a costo marginal.
- Si el sistema eléctrico considerado funciona sobre *en forma competitiva* en un mercado único de corto plazo, el mercado producirá naturalmente un plan de producción de mínimo costo sin tener en cuenta eventuales congestiones de la red. Si estas congestiones amenazaran producirse, es necesaria la intervención del operador de la red.

En la práctica este operador puede recurrir a dos tipos de métodos:

- dejar funcionar libremente el mercado y *proceder al redespacho a su costo* pidiendo a ciertos productores que aumenten su producción, a otros que la reduzcan y en ambos



- casos compensando los sobrecostos (o la pérdida de ingresos) incurridos. Tomará a su cargo el costo de congestión de la red que trasladará posteriormente al conjunto de usuarios de la misma. Este método se emplea generalmente para eliminar congestiones de baja amplitud y/o inopinadas en el interior de una red manejada por un solo operador;
- aplicar, solo o en colaboración con otros operadores de la red, un *mecanismo de subastas* que permita atribuir las capacidades de transporte sobre las líneas susceptibles de provocar congestiones. Esta solución es utilizada en general en los casos de congestiones crónicas y de fuerte amplitud (tales como las encontradas en el sistema Suiza – Alemania – Francia – Italia, Eslovenia, por ej.). En este caso, la concepción y aplicación de un sistema de subastas eficaces es un ejercicio particularmente delicado que necesita una estrecha colaboración entre los operadores de las redes involucradas.

### 5.3.5 La electricidad y el derecho de competencia europeo

Como hemos visto (sección 5.3.1) la electricidad fue considerada en Europa como una mercadería, al comercio de la que se aplica el conjunto de reglas comunitarias en materia de derecho de la competencia.

Las relaciones entre el sector eléctrico y el derecho europeo de la competencia son evolutivas y una breve presentación cronológica se impone. Dos periodos se destacan netamente: el primero se extiende desde el comienzo de la construcción comunitaria hasta mediados de los años 1990; el segundo desde mediados de los años 1990 hasta el presente.

Entre fines de los años 1950 y principios de los años 1990, la electricidad y el derecho de la competencia remiten a dos visiones de la intervención del Estado en la economía. La electricidad aparece en todos lados como uno de los símbolos de la economía administrada, extraña a la lógica de mercado. En forma opuesta, el derecho comunitario de la competencia es el brazo armado de la libre competencia y el garante del buen funcionamiento de los mercados. Durante este primer periodo, la electricidad y el derecho de la competencia evolucionaron sin encontrarse. Todo pasaba como si estos elementos pertenecieran a sistemas extraños entre sí.

Sin embargo, en 1996, en su XXVI informe sobre la política de la competencia, la Comisión afirma su voluntad de aplicar las reglas de la competencia al sector eléctrico. Señala que: *“Para la Comisión, esta primera apertura del mercado prevista por la directiva, constituye una iniciativa positiva, pues debería crear una dinámica que complete el mercado único competitivo de la electricidad en la Comunidad. La Comisión está dispuesta a utilizar los poderes que le han sido conferidos para implementar las reglas de la competencia del tratado con el fin de alcanzar y para asegurar que la competencia en este sector no se limite a acciones de empresas contrarias al tratado”*.

Pero, las características específicas de la electricidad hacen sin duda que la institución europea a cargo de la competencia parezca no estar a la altura de utilizar los mecanismos clásicos de regulación *ex post* y tenga que recurrir a la regulación *ex ante* (incluyendo aquí los procedimientos llamados “de remediación” en caso de fusión entre empresas).

En forma general, podríamos preguntarnos cuales son las instancias específicas que están a cargo respectivamente de las regulaciones *ex ante* y *ex post*. Normalmente, las reglas de juego de la competencia deberían ser fijadas por un *regulador europeo* a cargo de las decisiones *ex ante*: este “aplicaría las leyes” (en este caso las directivas) para un sector bien definido. La autoridad de competencia, por su parte, funcionaria solamente *ex post* para sancionar los comportamientos que contravengan las reglas del mercado, supuestamente fijadas con anticipación.

En Europa, no obstante, habida cuenta de la imprecisión en el texto de las directivas, de la ausencia de un regulador europeo<sup>44</sup> y también de los poderes muy importantes que dispone la Comisión en materia de competencia respecto a otros campos que suponen estructurar la Unión, no es lo que se puede observar: la Comisión actúa *ex ante* y, llegado el caso, también *ex post*: existe una extensión del campo del derecho de la competencia.

### **A      *La delicada utilización de los mecanismos de regulación ex post***

Los poderes de la Comisión en materia de competencia son particularmente extendidos. Pese a ello, las sanciones pronunciadas por esta en el sector eléctrico son en este punto limitadas en vistas de la importancia económica del sector. Se trata, probablemente, de una dificultad para construir y argumentar una eventual decisión sancionando a los operadores económicos del sector. Esta dificultad también se presenta cuando se trata de la *delimitación del mercado pertinente* o cuando se estudia *e investiga la presencia de abusos de posición dominante o poder de mercado*.

#### ***La delimitación del mercado pertinente en el sector eléctrico***

Antes de abordar el tema específico de la delimitación del mercado pertinente en el sector eléctrico, es conveniente revisar la *noción del mercado en cuestión* y el método que permita su delimitación.

El razonamiento económico en términos de mercado supone considerar que “*el análisis del proceso competitivo solo toma su verdadera dimensión en el marco del método de equilibrio parcial basado en la política de desagregaciones significativas de la actividad económica*” (Glais y Laurent, 1983). El concepto de *equilibrio parcial* nos lleva a la concepción según la que una empresa no está en relación con el conjunto del sistema productivo, como sucede en el caso del *equilibrio general*, sino con un cierto número de empresas que producen un bien poco o sin diferenciar. Si el mercado en cuestión es un subconjunto de la actividad económica, la pregunta que se plantea es la de la *determinación de sus contornos*.

Delimitar el mercado en cuestión consiste en identificar y definir el perímetro al interior del cual se ejerce la competencia entre las empresas. Resulta conveniente determinar el mercado del producto como así también su mercado geográfico.

Después de algunos años, las diferentes etapas que permiten delimitar un mercado están comprendidas en un marco de análisis de conjunto conocido con el nombre de *test del*

---

<sup>44</sup> Desregulación del mercado eléctrico es llamado también “reestructuración” en los Estados Unidos porque los mercados competitivos resultantes tienen más regulaciones federales que los mercados regulados que ellos reemplazan (Borenstein y Bushnell, citados por Stoft, 2002).

*monopolista hipotético*, adoptado por la Comisión a fines de los años 1990. Siguiendo este enfoque, el mercado puede ser definido “*como el producto o el grupo de productos tales que, si existiera hipotéticamente un solo vendedor, podría proceder a un aumento significativo y durable de los precios aumentando al mismo tiempo sus beneficios*”. El mercado pertinente representa el más pequeño grupo de productos o servicios tales que un alza de precios permitiría a un hipotético monopolista a incrementar sus beneficios: “*Un mercado relevante es algo digno de monopolizar*” (Bishop y Walker, 2002).

La complejidad específica del sector eléctrico se manifiesta en la delimitación del mercado pertinente y el estudio de la práctica decisional de la Comisión lo permite percibir. El enfoque clásico apoyado sobre un método sólido y sobre test económicos probados es delicado cuando el problema concierne al sector eléctrico y la marcha de la Comisión es dubitativa: se limita en general a una segmentación poco argumentada, poco convincente y que por lo menos deja perplejos a los observadores.

Por ejemplo, en lo que respecta a la delimitación del *mercado geográfico* la Comisión señalaba que: “*En las decisiones anteriores de la Comisión, el mercado geográfico en cuestión para la oferta mayorista de electricidad fue considerado como limitado dentro de las fronteras nacionales. Incluso en lo que respecta a los países nórdicos, donde las integración de los mercados parece ser la más avanzada en la UE, la Comisión expresó hasta ahora dudas sobre la existencia de mercados más amplios que los mercados nacionales*” (Asunto EDP/ENI/GDP, 9 de diciembre de 2004).

Esta perplejidad crece todavía cuando se tiene en cuenta *el poder de mercado*.

### ***La delimitación de la existencia del poder de mercado***

En materia de electricidad, las herramientas clásicas que permiten identificar la existencia y el ejercicio de un poder de mercado son relativamente ineficaces.

En el derecho europeo de la competencia, la disposición pertinente es el artículo 102 TFUE<sup>45</sup> que prohíbe los abusos de posición dominante. Las particularidades del sector eléctrico conducen a preguntarse por la pertinencia de la noción de posición dominante en este contexto, como así también sobre la posibilidad de identificar eventuales abusos.

La noción de posición dominante se define entonces como “*una posición de poderío económico que detenta una empresa y le da el poder de obstaculizar la existencia de una competencia efectiva sobre el mercado en cuestión posibilitando un comportamiento independiente en forma apreciable frente a sus competidores, sus clientes, y finalmente sobre los consumidores*”. Para establecer la posición dominante de una empresa, la autoridad de la competencia recurrió tradicionalmente a dos tipos de criterios: los criterios estructurales y los criterios de comportamiento. Los primeros tienen que ver principalmente con las partes de mercado de la empresa y la de sus competidores directos, como así también del índice de concentración llamado “HHI”. Los segundos corresponden a la aplicación de un comportamiento independiente y en particular al ejercicio de un poder de mercado.

---

<sup>45</sup> Tratado de funcionamiento de la Unión europea, entró en vigor el 9 de diciembre de 2009 reemplazando al Tratado instituyendo a la Comisión europea.

En el sector particular de la electricidad, estos criterios son de una limitada utilidad (ver Cuadro 5.9). En efecto, en lo que se refiere a los criterios estructurales, se sabe hasta qué punto la delimitación del mercado pertinente es aproximativa. Si hablamos de los criterios de comportamiento, debemos destacar que un operador que ejerce un poder de mercado no es forzosamente un operador dominante, sino un operador cuya producción *es necesaria para asegurar el equilibrio global del sistema en un momento dado*. De esta forma, el poder de mercado en este campo depende menos de la posición de un operador sobre el mercado que de la configuración instantánea de los parques de producción. En otras palabras, es posible que un productor de electricidad cuya parte de mercado es inferior al 10%, por ejemplo, puede ejercer un poder de mercado.

Además, el poder de mercado se define generalmente como el poder que tiene una empresa de fijar su precio por encima del costo marginal. Se mide utilizando el índice llamado “de Lerner”. En el sector eléctrico, es arriesgado vincular *índice de Lerner y práctica abusiva* (ver Cuadro 5.9). No solamente es muy delicado, en general, determinar con precisión los costos, sino que un índice de Lerner alto puede ser el síntoma de una *escasez* sobre el mercado y no corresponder en absoluto con el ejercicio de un poder de mercado.

Se comprueba que, las herramientas clásicas no proveen soluciones aplicables directamente en el marco de una investigación sobre competencia. Para mejorar la confiabilidad de los análisis, se desarrollaron índices específicos. Citemos por ejemplo, el índice *del proveedor pivote* o el *índice del proveedor residual*. Si estos test pueden parecer más pertinentes para describir y explicar el funcionamiento de los mercados eléctricos, encuentran eventualmente mejor su lugar en el marco de un análisis *ex ante* que en el de una decisión para la cual la autoridad de la competencia sanciona el comportamiento abusivo de un operador económico.

Por extensión de dominio, la Comisión europea interviene más utilizando mecanismos de regulación del tipo *ex ante*.

## **B El recurso a los mecanismos de regulación ex ante**

La Comisión busca ante todo a *incentivar a las empresas a adoptar comportamientos virtuosos*. La herramienta jurídica privilegiada es *el compromiso*: el operador histórico suscribe un compromiso que se transforma jurídicamente en obligatorio. Las empresas pueden *proponer* compromisos, especialmente en el marco de los procedimientos de control de la concentración.

El control comunitario sobre las concentraciones es un control *ex ante*. Ello implica que interviene con anterioridad a la realización de la operación de concentración (por ejemplo, fusión de empresas). La Comisión debe evaluar el impacto previsible de la operación de concentración considerada y debe fundamentalmente analizar los efectos anticompetitivos posibles. Para hacer compatible la operación de concentración inicialmente notificada, los compromisos propuestos deben ser proporcionales al problema de competencia y resolverlo totalmente. Los compromisos pueden ser *estructurales o coyunturales*. Los compromisos estructurales toman en general la forma de cesión de activos y son preferidos a los compromisos coyunturales, en la medida que

permiten resolver en forma instantánea y definitiva el problema de competencia en causa.

### **CUADRO 5.8** **Tristes Tratados** **Hacia un Schengen de la energía?**

#### **Los Tratados consagran la inexistencia objetiva de una política energética europea**

- Antes de la entrada en vigor del Tratado de Lisboa, el 1° de diciembre de 2009, no existía *ninguna referencia específica a la energía* en los textos y todas las disposiciones tomadas por la Comunidad se fundaban sobre las reglas del mercado interior, o sobre las de protección del medio ambiente.
- El Tratado de Lisboa (art. 194 TFUE) define *cuatro objetivos* de política energética: el funcionamiento del mercado, la seguridad de abastecimiento, la eficacia energética y el desarrollo de energías nuevas y renovables, como así también la interconexión de las redes energéticas. Pero estos objetivos son situados *explícitamente* en el “contexto del funcionamiento del mercado interior” y “para las necesidades de protección del medio ambiente”, lo que limita singularmente lo extendido de estas disposiciones.
- En materia de política exterior, el Tratado de Lisboa no aporta ningún elemento nuevo: la Unión puede concluir tratados incluyendo temas energéticos, pero siempre que tengan *como objetivo principal* la política del medio ambiente o la política comercial común.
- Si bien la Comisión entabló algunas iniciativas bi y multilaterales, el enfoque unilateral de los Estados miembro para asegurar su abastecimiento energético y los acuerdos entre ellos y los proveedores externos por ejemplo, siguen prevaleciendo.
- Esta explosión de competencia se propaga a nivel de de las estructuras institucionales: tres Direcciones Generales se ven afectadas: las DG Energía, Clima y Competencia, la que ha estado muy activa luego de 2005, con la tarea de aplicar las reglas comunitarias en los mercados energéticos.
- Estas insuficiencias no fueron modificadas por el Tratado de Lisboa, que solo se ha limitado “a mantener el *statu quo*”

#### **Los posibles caminos de una reforma**

- En principio, el Tratado de Lisboa permite crear una *base legal* para el planteo de objetivos de política energética (TFUE 352; TUE 20), pero que *estarían limitados a los objetivos existentes* (cf. *supra*).
- Asimismo, el *procedimiento de revisión simplificada* de los Tratados (TUE 48) no abriría el camino a un nuevo campo para una política energética, ya que no permite aumentar las competencias de la Unión. Una *revisión ordinaria* demandaría la unanimidad de todos los Estados miembro, consenso que aparece fuera del alcance político, dada las diferencias entre los intereses nacionales.

#### **Las “propuestas Delors” (2010)**

El grupo *Nuestra Europa*, presidido por J. Delors, propuso recientemente dos caminos nuevos:

- Un nuevo *tratado europeo separado*, del tipo Euratom, se podría insertar en la arquitectura institucional de la Unión, asociando una limitada cantidad de países.

- A instancias del Acuerdo de Schengen de 1985 (cinco países) relativo a la eliminación de los pasaportes en las fronteras internas de la Unión, un acuerdo perimetral limitado podría también concernir disposiciones que superen manifiestamente las fronteras de los estados, como por ejemplo la gestión y el almacenamiento de los residuos radiactivos o la definición de estándares comunes para el diseño de reactores nucleares, la entrega de licencias o un marco regulatorio común específico a esta energía.

Por ejemplo, la decisión tomada el 7 de febrero de 2001<sup>46</sup> por la Comisión europea autorizando la toma de control por parte de EDF del operador alemán EnBW es una ilustración de la acción que puede conducir la Comisión a partir del control *ex ante*. En ocasión de esta decisión las empresas involucradas “propusieron” a la Comisión la aplicación del procedimiento denominado de “VPP”, medida correctiva aceptada por la autoridad de la competencia: para evitar una decisión de incompatibilidad, las empresas presentaron compromisos “*destinados a levantar las reservas expresadas por la Comisión en el plano de la competencia*” y, entre los compromisos propuestos, figuraba particularmente el mecanismo de las Centrales Eléctricas Virtuales o *Virtual Power Plants*. Considerando que “*los compromisos propuestos por EDF son adecuados para eliminar el fortalecimiento de la posición dominante de EDF sobre el mercado*”, la Comisión declaró la operación compatible.

Otro caso importante es el procedimiento al término del cual la concentración entre GDF y Suez fue autorizada. Notificada a la Comisión el 10 de mayo de 2006, el proyecto de fusión entre los dos grupos energéticos había provocado dudas sobre su compatibilidad con el “mercado común”, justificando la apertura por parte de la Comisión de una “*profunda investigación*”. Las inquietudes de la autoridad de la competencia europea se focalizaron en el sector del gas natural en Bélgica y en Francia, sobre el sector eléctrico en Bélgica y sobre las redes de calor en Francia.

Para dar solución a estos problemas de competencia, GDF y Suez propusieron medidas correctivas que permitieran *in fine* obtener la autorización de la concentración. Los compromisos propuestos por las partes notificantes consistían principalmente en cinco acciones: (i) la cesión de la participación del grupo Suez en la empresa belga Distrigaz; ii) la cesión de la participación de GDF en el grupo eléctrico belga SPE; iii) la reorganización de las actividades de Fluxys, operadora de la red de transporte de gas, y el abandono del control sobre esta sociedad; iv) la adopción de medidas referidas a la infraestructura gasífera en Bélgica y en Francia y, finalmente v) la cesión de Cofathec Coriance como así también de las redes de calor explotadas por Cofathec Services.

En este análisis, *dos elementos* particularmente importantes retendrán la atención: la determinación geográfica del mercado en cuestión y la medida de posición dominante de una empresa en el mercado eléctrico.

### **El “mercado en cuestión”**

Por razones que le corresponden (cf. *supra*), la Comisión europea siempre privilegió a los *mercados nacionales* para analizar los mercados mayoristas de electricidad. Esta decisión no resiste el análisis objetivo de ciertas zonas geográficas de la Unión. Si nos referimos al sistema Centro – Oeste europeo, formado por Alemania, el Benelux y

---

<sup>46</sup> Asunto n° COMP/M.1853 – EDF/EnBW

Francia, es interesante ver como el *grado de interconexión* entre estas entidades ha progresado, en particular como consecuencia de los acoplamientos de los mercados ya realizados entre Francia, Bélgica y los Países Bajos, mercado acoplado al que se agregará Alemania.

Las figuras 5.44 y 5.45 muestran la evolución en cinco años (2004 – 2009) en el grado de correlación por pares de los precios, en un mes y un año respectivamente, sobre los mercados de los países mencionados, a los que se ha agregado el Reino Unido.

Se verifica que el grado de correlación es importante y, en la mayor parte de los casos, en evolución positiva para los diferentes pares país – precio. Es probable que esta evolución se mantenga cuando se concrete el acoplamiento del mercado alemán.

### **La medida de la posición dominante**

La historia y la literatura de la *economía del derecho de la competencia* escoge como indicadores que permiten evidenciar una eventual posición dominante, los índices de Lerner (L), y de Herfindahl – Hirschman (HHI) (Scherrer y Ross, 1990).

La figura 5.46 muestra sin embargo que la aplicación del índice HHI en seis países europeos no conduce a ninguna correlación entre precios *mayoristas* y el indicador. Es posible pensar que ello se debe a la falta de adecuación de este al sector eléctrico (ver Cuadro 5.9).

Un ejemplo simple puede ser convincente. Imaginemos un sistema eléctrico formado por dos (tipos de) máquinas:

- una capacidad nuclear de 40 GW, con un costo marginal  $c_1$ ;
- una capacidad fósil de 60 GW, con un costo marginal  $c_2 > c_1$ ;
- otra capacidad fósil distribuida en una gran cantidad de pequeños operadores;

y una demanda inelástica para una capacidad de 50 GW.

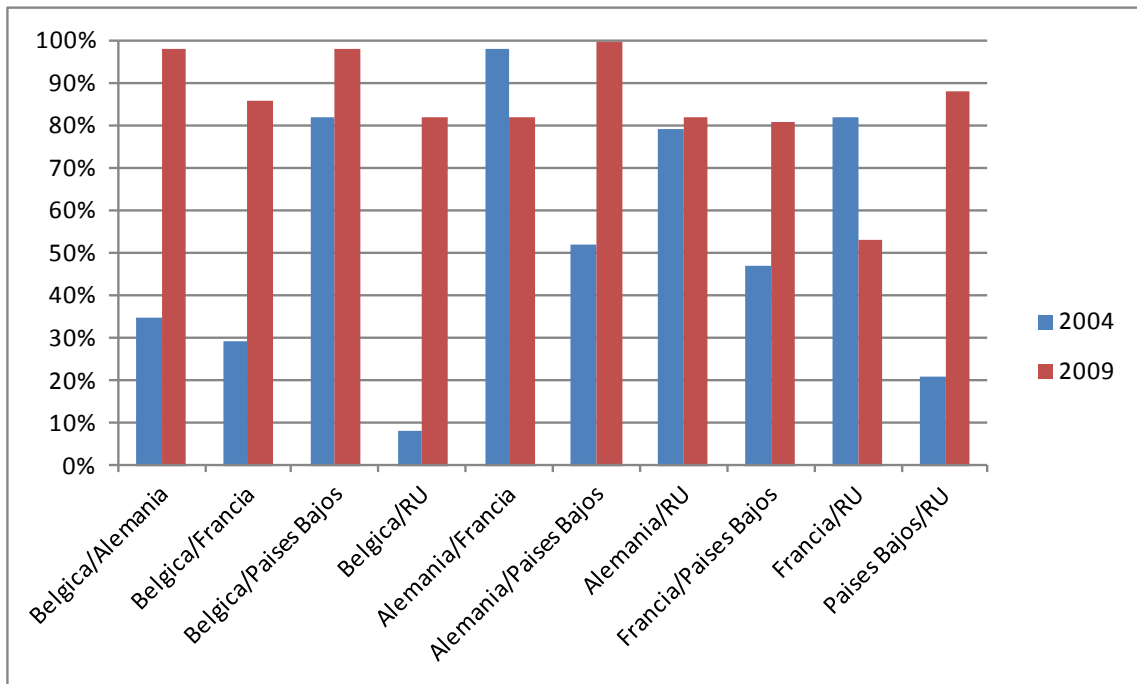


Figura 5.44 Correlación de precios entre países en 2004 y en 2009 (contrato futuros a un mes)

Fuente: MAPP 2010

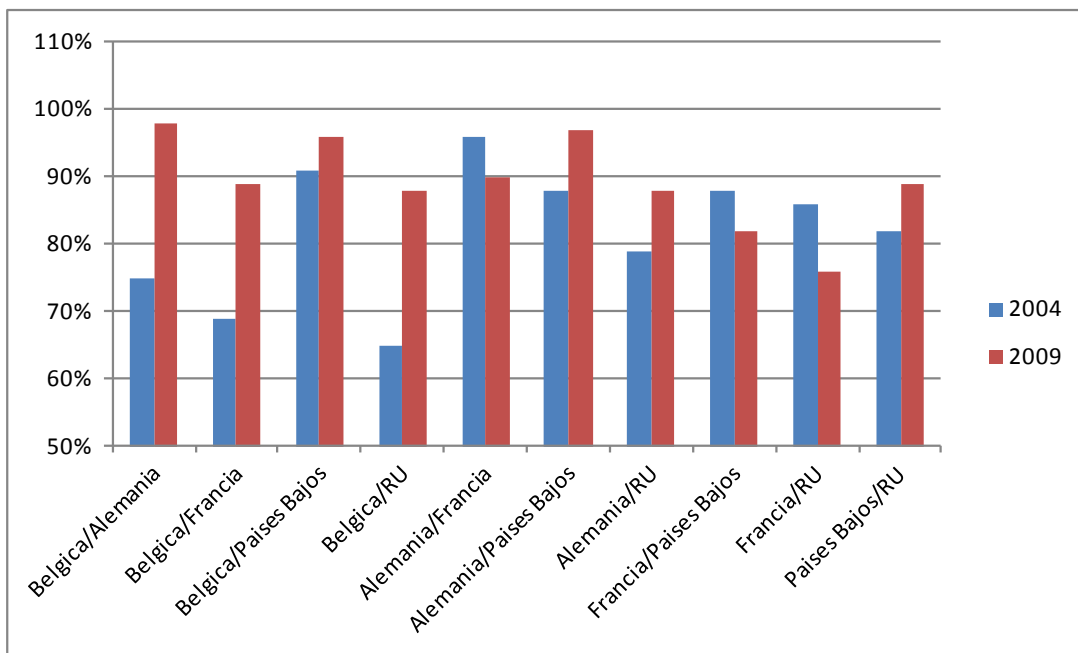


Figura 5.45 Correlación de precios entre países en 2004 y en 2009 (contrato futuros a un año)

Fuente: MAPP 2010

Precio de mercado  
€/MWh



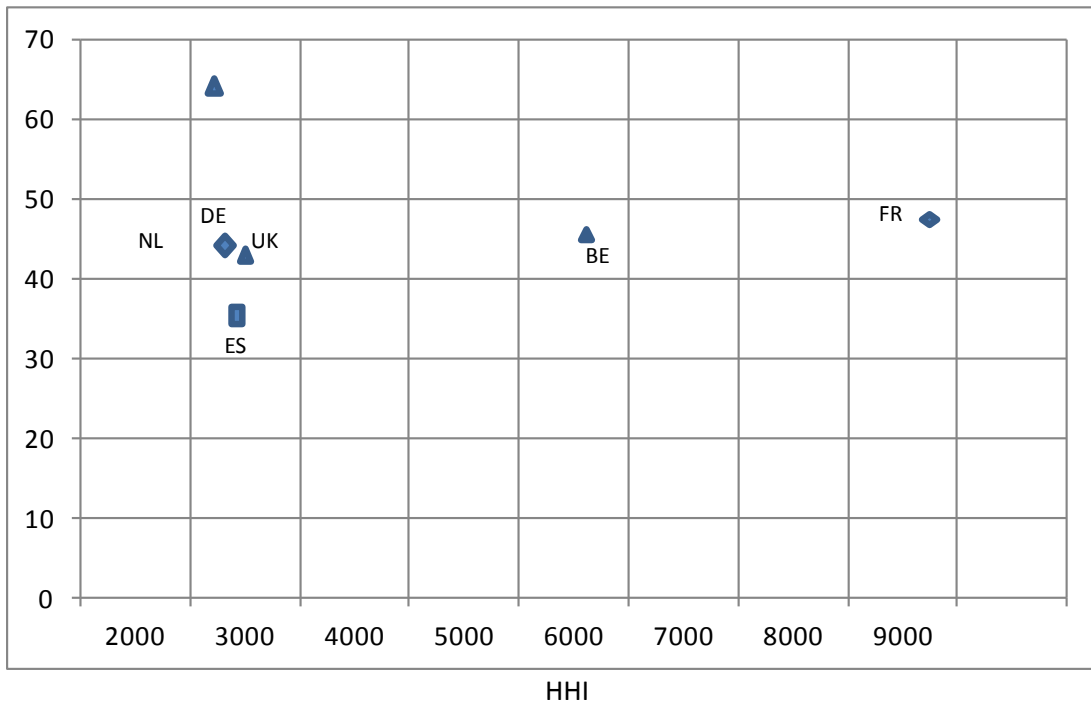


Figura 5.46

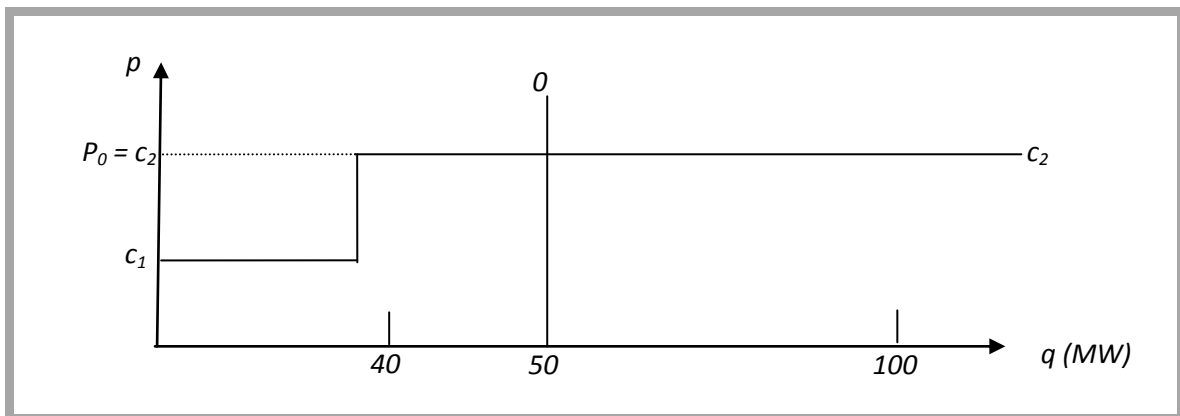


Figura 5.47

El precio de mercado será  $p_0 = c_2$  (fig. 5.47).

En el caso de *duopolio nuclear*, por ejemplo, donde cada operador tiene el 40% del mercado, y el resto queda en manos de infinitud de pequeños operadores, tendremos:

$$HHI = (40)^2 + (40)^2 = 3.200$$

Mientras que en el caso de *monopolio nuclear*, donde el 80% del mercado está en manos de un único operador, se calcula:

$$HHI = (80)^2 = 6.400$$

Para el mismo precio, el índice de concentración HHI varía de simple a doble.

Algunos autores (Perrot – Voisard y Zachmann , 2009) propusieron ajustar el índice HHI para tener en cuenta las conexiones entre los países europeos, ponderando los indicadores nacionales por diferentes combinaciones de mercados, asociados a la frecuencia durante la cual estos forman una zona de precios único con un “mercado – corazón”.

Recientemente, se realizaron algunos intentos por desarrollar enfoques diferentes a estos índices de concentración tradicionales que fueran específicos al mercado eléctrico, es decir que consideren: las fuertes restricciones de *capacidad* y los elementos de competencia por *precios*, dos características que al menos parecen invalidar en el caso de la electricidad as hipótesis de Cournot subyacentes en los índices clásicos (Cuadro 5.9). Se trata de *índices pivotaes*.

Un proveedor es denominado *pivote* si la suma de las capacidades de sus competidores no alcanza a satisfacer la demanda total. Se puede definir, entonces:

- el índice PSI (Pivotal Supplier Index), que se establece para cada productor y que vale 1 si el productor *es* pivote, y 0 si no lo es;
- el índice RSI (Residual Supply Index), que se establece para el productor *k*, y que es una medida *continua* calculada como:

$$RSI = \frac{\text{suma de las capacidades de los otros productores}}{\text{Cantidad consumida}}$$

con  $RSIk < 1$  si *k* es pivote.

Un test del grado de competencia propuesto es el siguiente: habría muy poca competencia si el RSI del mayor productor es *inferior al 110% más del 5% del tiempo*.

Las figuras 5.48 y 5.49 muestran intentos de validación empírica del RSI vinculándolo al índice de Lerner, lo que puede ser discutible (cf. *supra*), para California (verano del 2000) y para los precios mayoristas de España entre 2003 y 2005.

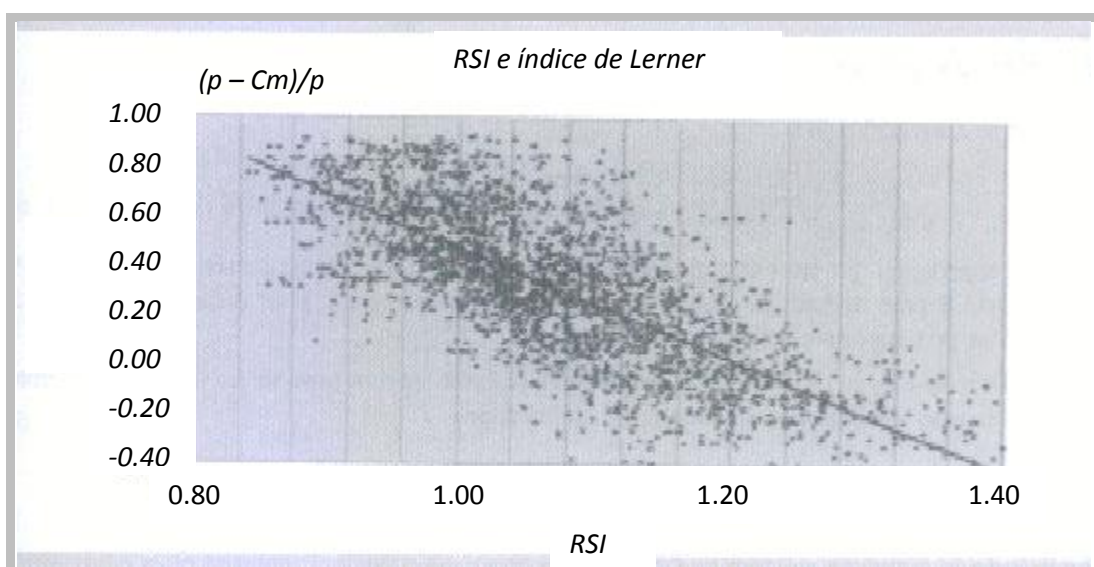


Figura 5.48 – California – Verano 2000, punta

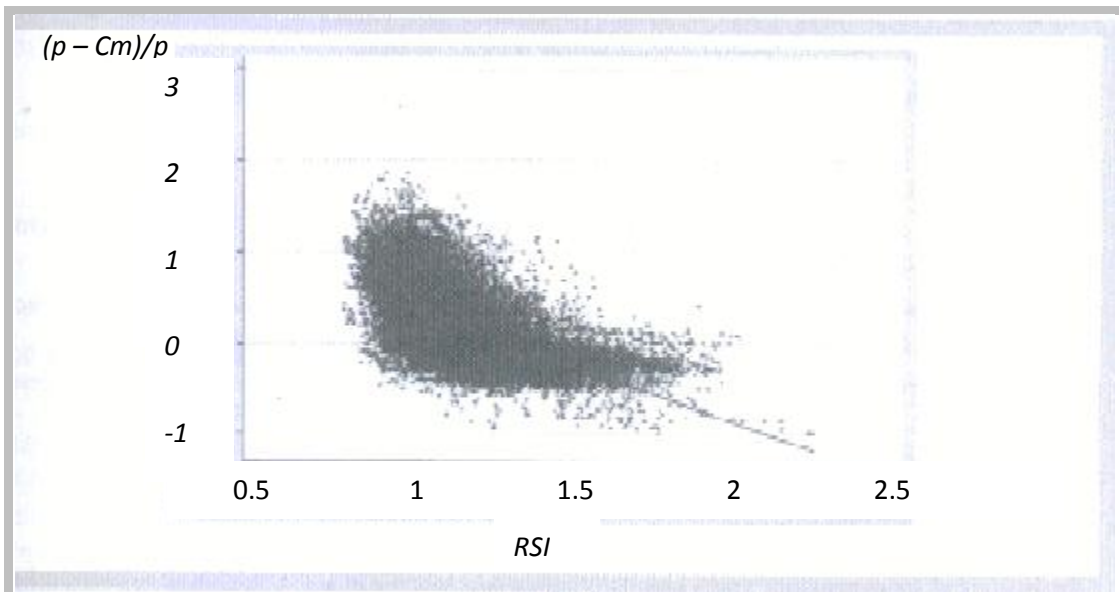


Figura 5.49 – España, precios mayoristas 2003-2005

### CUADRO 5.9 Medidas del poder de mercado en el sector eléctrico

Uno de los objetivos esenciales de la política de la competencia es lograr evidenciar un eventual abuso de *poder de mercado* que dispondría una empresa en un sector dado. El pregunta se plantea en cómo *medir* este poder de mercado.

#### El índice de Lerner

Este índice L está definido de la siguiente forma:

$$L = \frac{p - c_m}{p}$$

donde  $p$  es el precio practicado por la empresa y  $C_m$  su costo marginal. En competencia perfecta,  $L = 0$  y si  $L > 0$ , puede existir la *posibilidad* de la que dispone la empresa, por diferentes razones, de tarifar a un precio superior a su costo marginal.

En el caso de la electricidad, la aplicación de esta medición plantea muchos problemas, ligados a la simple *mensurabilidad* del propio costo marginal.

#### Referencia a la estructura de la industria: el índice HHI

La teoría económica sugiere que, para manteniendo los otros parámetros iguales, la intensidad de la competencia en un sector dado está vinculada a la cantidad de *firmas activas* en este sector.

El índice de medición más comúnmente admitido en este marco es el índice de Herfindahl – Hirschmann (HHI), que tiene en cuenta la estructura del sector y de las diferencias entre empresas.

Está definido de la siguiente forma:

$$HHI = \sum_{i=1}^n s_i^2$$

donde  $s_i$  es la *participación en el mercado* de la firma  $i$ , expresada en %.

Si  $i = 1$  (monopolio), HHI alcanzará el valor máximo de 10.000. Su valor disminuye cuando la cantidad de firmas aumenta.

Resulta interesante remarcar que estos índices están basados en un *modelo de Cournot*, que permite unir L y HHI y formular algunos comentarios.

Consideremos un mercado donde hay  $n$  firmas activas, cada firma  $i$  ( $i = 1, n$ ) está caracterizada por:

- su costo marginal  $Cm_i$ ;
- su participación en el mercado  $s_i$ ;
- su producción  $q_i$ ;
- y su costo total  $C_i(q_i)$ .

El mercado esta caracterizado por una curva de demanda  $p(q)$ , una elasticidad  $\varepsilon$ , la producción de las otras firmas la denominamos  $q_{-i}$ . Las hipótesis de base de un modelo tipo Cournot postulan que el bien tiene que ser *homogéneo*.

Escribimos el beneficio de la empresa como:

$$\pi_i = q_i \cdot p(q_i + q_{-i}) - C_i(q_i)$$

Su maximización se realiza como:

$$\frac{\partial \pi_i}{\partial q_i} = p + q_i \cdot p' - Cm_i(q_i) = 0$$

$$= p - Cm_i(q_i) + \frac{q_i}{Q} \cdot Q p' = 0$$

donde  $\frac{q_i}{Q} = s_i$ , con  $Q$  como la cantidad global producida ( $Q = q_i + q_{-i}$ )

Entonces:

$$p \left[ \frac{p - Cm_i}{p} + s_i Q \frac{p'}{p} \right] = 0$$

o

$$L_i = -s_i Q \frac{p'}{p} = -s_i \frac{Q}{p} \frac{dp}{dq}$$

$$L_i = \frac{s_i}{[\varepsilon]}$$

Siendo  $L_i$  el índice de Lerner para la empresa  $i$  y  $[\varepsilon]$  el valor absoluto de la elasticidad – precio del bien homogéneo,  $L_i$  representa la *tasa de margen* sobre el costo marginal para  $i$ .

Si calculamos el margen promedio ponderado por las participaciones en el mercado para todo el sector, tendremos:

$$M = \sum_{i=1}^n s_i \left( \frac{p - C_{mi}}{p} \right) = \sum_{i=1}^n \frac{s_i^2}{[\varepsilon]} = \frac{HHI}{[\varepsilon]}$$

### El caso de la electricidad

La electricidad es un bien homogéneo en un *momento* y en un *lugar* dado; no lo es todo el tiempo ni en todo el espacio. Un bien es llamado “homogéneo” si una unidad de este bien puede substituirse perfectamente a otra unidad del mismo bien. Por ejemplo, la electricidad de base no puede substituir a la electricidad de punta y la aplicación de las *anticipaciones de Cournot* supone un bien homogéneo. Por otra parte, la demanda de electricidad  $p(q)$ , al menos en el corto plazo, es prácticamente inelástica. El promedio de los márgenes  $M$  estará entonces mucho más determinada por el valor  $[\varepsilon]$  ( $[\varepsilon] \ll$ ) que por HHI.

No habrá por lo tanto a priori un vínculo pertinente y riguroso entre el índice HHI y la medición de un eventual poder de mercado.

A nivel de los principios, la pertinencia de los índices es limitada. De esta forma, por ejemplo, en un sistema caracterizado por:

- 50 GW de potencia en TGV, con un costo marginal de 50 €/MWh;
- infinitos pequeños productores con un total de 60 GW en centrales de baja eficiencia, con un costo marginal de 100 €/MWh;
- y una demanda de 40 GW;

no hay productor en este sistema que sea pivote, sea cual fuere el grado de concentración de las TGV.

En el caso de un *monopolio de las TGV*, tendremos un precio ligeramente inferior a 100, una tasa de margen del 50%, a pesar de los índices  $PSI = 0$  y  $RSI = 60/40 = 150\%$

En el caso de *competencia perfecta*, tendremos un precio de 50 € y una tasa de margen nula, con índices pivotaes  $PSI = 0$  y  $RSI = 100/40 = 250\%$

Como se puede ver, las especificidades de la electricidad hacen que resulte muy difícil definir un índice o un conjunto de índices que sean pertinentes y coherentes para medir el grado de competencia en el sector sobre un mercado dado.

## 5.2 COSTOS Y PRECIOS:

### UNA PRIMER REFERENCIA AL MERCADO

#### 5.2.1 El mejor precio

##### A *Precio y costo marginal*

En un artículo fundador de la teoría económica de la electricidad, Marcel Boiteux (1949) se interroga sobre “el problema de la tarificación de la energía que se presenta a los servicios públicos nacionalizados”. Como es el *interés general* el que debe presidir cualquier política definida para una empresa nacionalizada, es importante proveer una definición racional. El *criterio de Pareto* propone que cualquier decisión que incrementa la satisfacción de por lo menos un individuo sin disminuir la de cualquier otro es un buen indicador del interés general<sup>6</sup>. Como así también la maximización del beneficio es la referencia que el empresario privado tiene en cuenta en el momento de tomar las decisiones a la que es llevado por el desarrollo de sus negocios, el *óptimo de Pareto* podría ser la referencia para gestores directamente a cargo del interés general.

Si admitimos este principio, queda por definir cuales son las condiciones económicas que permiten alcanzar este óptimo. Es uno de los resultados más clásicos de la teoría económica demostrar que el óptimo se alcanza cuando *cualquier bien o servicio es vendido a su costo marginal*: en este caso no es posible transferir factores de producción de un sector a otro que puedan procurar una ganancia neta de satisfacción al conjunto de la economía.

Se puede demostrar también que todo equilibrio de mercado de competencia perfecta es un óptimo de Pareto, e inversamente, pero bajo condiciones técnicas más restrictivas, cualquier óptimo de Pareto puede traducirse en un sistema de precios único y un sistema de ingresos tal que cada consumidor maximiza su satisfacción bajo su restricción presupuestaria y que cada empresa maximiza su beneficio, es decir en una situación de equilibrio de mercado.

En su marco analítico, M. Boiteux define que “el precio no tiene como objeto remunerar los gastos del productor (...) sino motivar las decisiones futuras de los consumidores, de tal manera que estas no causen gastos irracionales a la economía”. Nos encontramos en esta etapa de análisis, en el de un criterio de *decisión de planificación ideal* (ver cuadro 2.1).

El autor *se refiere también al mercado* para recordar otro resultado: en una situación de competencia perfecta, el precio aparece como un dato impuesto a cada productor *i* el que, para maximizar su beneficio, va a igualar *espontáneamente* su costo marginal de producción con el precio.

---

<sup>6</sup> Este criterio es evidentemente criticable desde cualquier punto de vista, principalmente en aquello que supone que es intangible, y por ello implícitamente legitima la distribución inicial de la riqueza. Los poderes públicos deben, por tanto, llegado el caso, corregir los efectos no deseados (ver, por ejemplo, Grill, 1995).

El problema que se plantea, sin embargo, es saber cual es el costo marginal que debe ser tomado en cuenta para alcanzar una tarificación óptima y de esta forma el óptimo global, sea este “planificado” o “de mercado”.

Como lo recordamos en el anexo de este capítulo, las unidades de producción de electricidad son instalaciones industriales *inelásticas*, en el sentido que la producción normal no puede casi superar la producción nominal de la máquina o motor  $q_i$ , sin encontrar brutalmente una imposibilidad técnica.

La curva de gastos en función de la producción tendrá entonces la forma de la figura 5.14 sobre la cual se señala también el *costo marginal*  $c$  (combustibles, gastos variables de explotación), en primera aproximación constante. Es un *costo parcial*, asociado aquí a la producción y de hecho, el que se evitaría al detener la máquina.

Los gastos fijos  $D_F$  de la central son a priori dependientes del tipo de central considerada, es decir de  $q_0$  y entonces:

$$D = D_F(q_0)$$

vincula los gastos de las instalaciones a su capacidad.

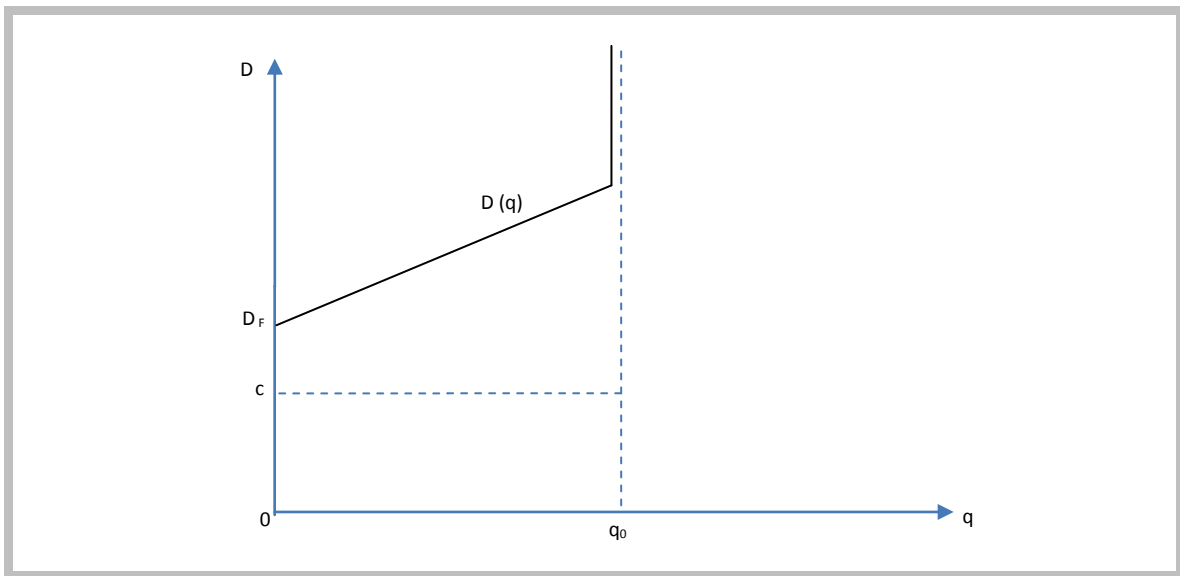


Figura 5.14

Retomando las nociones de Boiteux, llamaremos:

$$\pi = \text{---}$$

al *costo de desarrollo de las instalaciones*. El costo de desarrollo de la *producción* será igual a la suma del costo marginal (de explotación) y el costo de desarrollo de las instalaciones.

$$\delta = \pi + c$$

Boiteux llama explícitamente la atención en el hecho que si la tarificación solamente tiene en cuenta el costo  $c$ , los ingresos solo van a cubrir los gastos de explotación. Por lo tanto, también será necesario considerar la política de inversiones de la empresa y su remuneración.

## **B La inversión**

Un resultado clásico de la teoría económica de la producción es que el aparato productivo será óptimo si el costo marginal de corto plazo y el costo marginal de largo plazo son iguales, y ambos son iguales al precio. Podemos escribir entonces:

$$\delta = \pi + c = p$$

Para las instalaciones llamadas *adaptadas*, la tarifa  $p$  fijada sobre  $(\pi + c)$  remunera simultáneamente los gastos de explotación (gastos de energía) y su costo de desarrollo (costos de potencia).

Recordamos que, los cálculos de costos óptimos de cobertura presentados en 5.1.2 minimizaban los *costos totales* de inversión y explotación y responden por lo tanto a la definición del *parque adaptado*.

### **5.2.2 La planificación y el precio: las rentas infra marginales**

*En el corto plazo, el planificador ideal* debe resolver perfectamente el siguiente problema: teniendo en cuenta la incertidumbre permanente que pesa sobre el nivel de la demanda y sobre la disponibilidad de las máquinas – y por lo tanto *admitiendo* una cierta cantidad de horas de *falla* – definir las potencias a movilizar para cada tipo de central disponible, sabiendo que *la venta de la electricidad producida* se hará a un precio igual al costo marginal de la unidad marginal a la que llamará el planificador. Una máquina entonces no realizará *ningún beneficio* cuando se encuentre en la situación de ser la unidad marginal.

Consideremos también:

- una curva representativa de la monótona de cargas convocadas, que suponemos lineal;
- tres tipos de equipos numerados como 1, 2 y 3, cuyos costos fijos (amortización económica, cargos financieros y de explotación  $F$ ) llamamos respectivamente  $K_1$ ,  $K_2$  y  $K_3$  [€/MW-año], y los costos de explotación  $c_1$ ,  $c_2$  y  $c_3$  [€/MWh];
- que el precio de venta de la electricidad está determinado por el costo marginal de la unidad marginal.

Se admitirá, como se indicó anteriormente, que *no se satisface a toda la demanda*. Específicamente, durante una cierta cantidad de horas  $h_3$  (fig. 5.15), solo se satisface una *parte* de la demanda  $(x_1 + x_2 + x_3)$  MW. Se produce una *falla* de potencia en  $AB = P_{\max} - (x_1 + x_2 + x_3)$  MW. En términos de arquitectura de los sistemas eléctricos, esta “supresión”  $h_3/T$  (%) se interpreta como una LOLP.

Ello implica aceptar la existencia de *energía no suministrada*, a la que se le asignará un costo de oportunidad que llamamos  $PC$  [€/MWh] y que puede representarse por una



recta que pasa por el origen, es decir que no tiene costos fijos. En el lenguaje de la planificación de los sistemas, se interpreta como un *costo de energía no suministrada*, la VOLL<sup>7</sup>.

Estos datos determinan la cantidad de horas características de funcionamiento óptimo de cada una de las máquinas y del conjunto del parque, considerando un costo  $PC$  de la energía no suministrada.

El *parque óptimo* (o parque adaptado) se determina movilizándolo:

- $x_1$  MW de capacidad del tipo 1 funcionando entre  $h_1$  y  $T$  horas (por ej: nuclear);
- $x_2$  MW de capacidad del tipo 2 funcionando entre  $h_2$  ( $< h_1$ ) y  $h_1$  horas (por ej: carbón);
- $x_3$  MW de capacidad del tipo 3 funcionando entre  $h_3$  ( $< h_2$ ) y  $h_2$  horas (por ej: gas natural);

y “tolerando” una falla entre 0 y  $h_3$ .

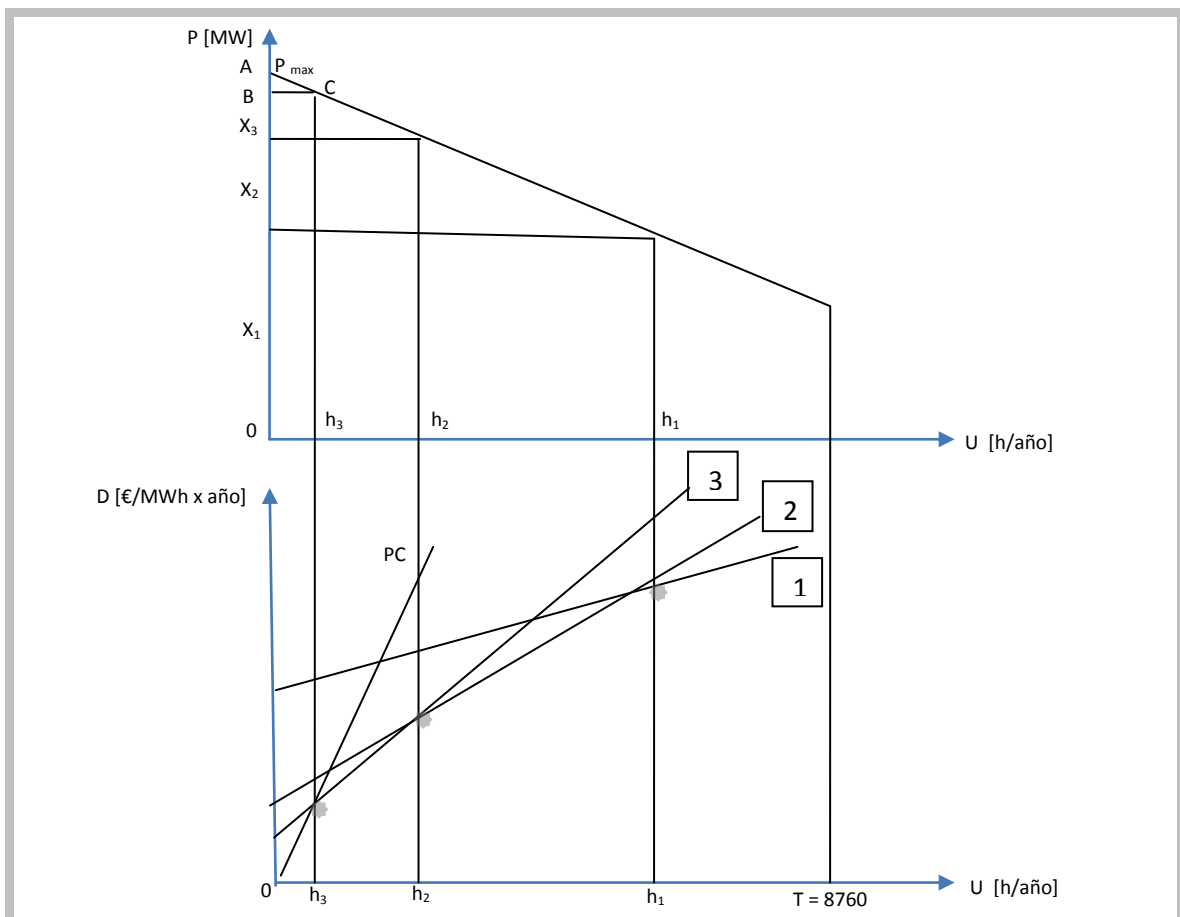


Figura 5.15

<sup>7</sup> VOLL: Value of Lost Load. Debemos cuidarnos de distinguir el VOLL y  $h_3$ , por un lado, y la tasa de reserva  $R$  desarrollada en 5.1.4 por el otro. Este último concepto nos indica el nivel de potencia suplementaria necesaria para cubrir una demanda cierta con maquinas afectadas por el factor de aleatoriedad. El producto de VOLL, por la cantidad de horas  $h_3$ , donde ya se admite un nivel de falla dado, nos permite calcular el costo medio de cobertura de la súper punta (*peaker*)  $C_F$ . Si por ejemplo  $VOLL = 10.000$  €/MWh,  $h_3$  será de aproximadamente 7 horas, si  $C_F \sim 70$  €/MW.

Como se planteo en las hipótesis, durante las  $h_3$  horas solo se satisface una parte de la demanda y se registrara una demanda no satisfecha de energía de:

$$- h_3 [ P_{\text{máx.}} - (x_1 + x_2 + x_3)] \text{ [MWh]}$$

Correspondiente a la superficie del triángulo ABC

En los ejemplos seleccionados:

$$K_1 > K_2 > K_3 \text{ y } c_1 < c_2 < c_3$$

El precio de la electricidad se supone va a estar determinado por los costos de funcionamiento de la maquina marginal, como sigue:

$$\begin{aligned} c_1 &\text{ durante } (T - h_1) \text{ horas} \\ c_2 &\text{ durante } (h_1 - h_2) \text{ horas} \\ c_3 &\text{ durante } (h_2 - h_3) \text{ horas} \\ PC &\text{ durante } h_3 \text{ horas} \end{aligned}$$

Cada máquina tiene un beneficio  $\pi$  cuando *no está en situación de máquina marginal*. Este beneficio tiene una naturaleza de renta diferencial o de Ricardo. En el sector eléctrico estas rentas son llamadas *infra marginales*:

Es posible calcular la renta infra marginal de cada equipo de la siguiente forma:

Para el equipo 1 (nuclear):

$$\begin{aligned} c_1 - c_1 &= 0 \text{ durante } (T - h_1) \text{ horas (1 es marginal)} \\ c_2 - c_1 &\text{ durante } (h_1 - h_2) \text{ horas (2 es marginal)} \\ c_3 - c_1 &\text{ durante } (h_2 - h_3) \text{ horas (3 es marginal)} \\ PC - c_1 &\text{ durante } h_3 \end{aligned}$$

1 MW del equipo 1 tendrá entonces un beneficio igual a:

$$\pi_1 = (c_2 - c_1) (h_1 - h_2) + (c_3 - c_1) (h_2 - h_3) + (PC - c_1) h_3 - K_1$$

Sabemos que los *costos totales* de 1 y 2 son iguales, para una duración de funcionamiento, de  $h_1$  (horas):

$$K_1 + c_1 h_1 = K_2 + c_2 h_1$$

y por lo tanto:

$$h_1 \text{ —————}$$

de igual forma se puede calcular:

$$h_2 \quad \text{---} \quad \text{y} \quad h_3 \quad \text{---}$$

de donde:

$$(c_2 - c_1)(h_1 - h_2) = (K_1 - K_2) - \text{---} (K_2 - K_3)$$

$$(c_3 - c_1)(h_2 - h_3) = \text{---} (K_2 - K_3) - \text{---} K_3$$

$$(PC - c_1)h_3 = \text{---} K_3$$

Pudiendo calcularse en forma explícita el beneficio  $\pi_1$ :

$$\pi_1 = [(K_1 - K_2) - \text{---} K_2 + \text{---} K_3 + \text{---} K_2 + \text{---} K_3 - \text{---} K_3 + \text{---} K_3 - K_1$$

Es posible verificar que  $\pi_1 = 0$

Un cálculo idéntico permitiría verificar que  $\pi_2 = \pi_3 = 0$

Podemos *ilustrar* de esta forma el principio según el cual la suma de las rentas infra marginales de cada equipo *solo sirven para cubrir los costos económicos de capital* por la inversión realizada y asegurar, ni más ni menos, la renovación del parque óptimo inicial. La presencia de rentas infra marginales permite cubrir el conjunto de *costos fijos* del parque óptimo, mientras que el *precio* de referencia es el *costo marginal de la unidad marginal*.

Cualquier extracción sobre estas rentas infra marginales por parte de los poderes públicos conduciría a la imposibilidad de asegurar la continuidad de la inversión óptima.

Una *demostración* más rigurosa de esta necesaria nulidad de las rentas infra marginales puede obtenerse por las técnicas de optimización basadas en el teorema de Kuhn y Tucker. En el cuadro 5.1 se puede apreciar una sintética aproximación.

#### CUADRO 5.1

##### *La minimización de costos y las rentas infra marginales*

Si nos aproximamos a la curva monótona de cargas, mediante una recta y consideramos tres tipos de equipamientos 1, 2 y 3, el problema de la *cobertura óptima* del diagrama de cargas se puede expresar de la siguiente forma:

- siendo  $t = 1, 2$  y  $3$  los periodos limitados ( $t < T$ ) que representan las fronteras más allá de las cuales el equipo  $i < i + 1$  es óptimo (lo llamamos *marginal*, es decir que asegura la

demanda marginal) y más allá de las cuales es el equipo  $i + 1$  que se transforma en marginal;

- sea  $d_t$  la *demanda* (en MW) durante el segmento de tiempo  $t$ , y  $\tau_t$  la duración de este segmento (en horas).

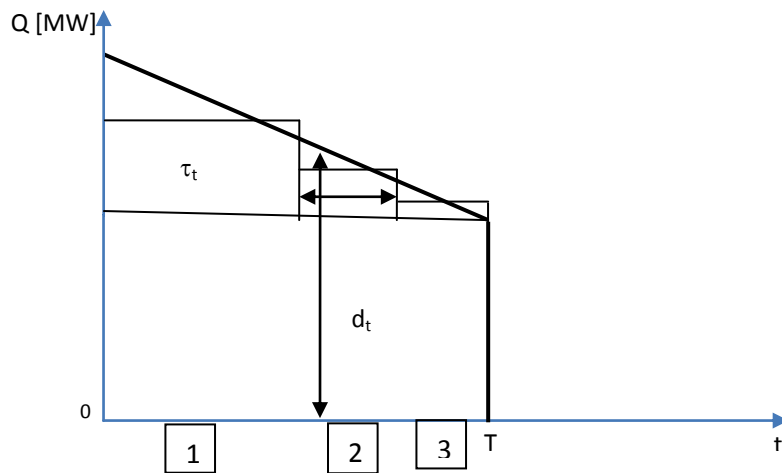
Los costos de inversión y de funcionamiento son  $K_i$  y  $c_i$  ( $i = 1, 2, 3$ ).

Se considera además que una parte de la demanda no está cubierta y que el precio asociado a esta situación es  $PC$  (€/MWh).

Se plantea el siguiente algoritmo:

$$\begin{aligned} & \text{Min [} && + \\ & \text{scq} \left\{ \begin{array}{ll} 0 \leq x_i - y_{it} & (m_{it}) \text{ (A)} \\ 0 \leq x_i + z_t - d_t & (p_t) \text{ (B)} \\ 0 \leq y_{it} \\ 0 \leq z_{it} \end{array} \right. \end{aligned}$$

con  $x_i$  potencia instalada *disponible* del tipo  $i$  (MW);  
 $y_{it}$  potencia *convocada* del tipo  $i$  (MW)  
 $z_i$  potencia *de falla* (MW)



**Figura 5.16**

La función objetivo minimiza los costos de inversión, de funcionamiento y de falla.

- (A) expresa la limitación de las convocatorias para las diferentes potencias instaladas;  
 (B) expresa que la “producción más la falla” son iguales a la demanda

Escribiendo las condiciones de *optimización* para el equipo 1:

$$x_1 > 0 \text{ y entonces } K_1 =$$

$$y_{1t}: 0 \leq -c_1 + \mu_1 - \pi_1 \text{ (} y_{1t} \geq 0 \text{)}$$

$$y_{1t} (c_1 + \mu_1 - \pi_1) = 0$$

$$o \quad y_{1t} \pi_1 = (c_1 y_{1t}) + (y_{1t} \cdot \mu_1)$$

con:

$y_{1t} \pi_1$  = ingreso por *ventas* de 1;

$c_1 y_{1t}$  = costo de combustibles en el periodo  $t$ ;

$\mu_1$  = variable dual de la restricción de capacidad;

$\pi_1$  = variable dual de la restricción de demanda ( $C_{mLP}$ )

$$x_1 > 0 : K_1 = \quad = \text{suma de las rentas infra marginales}$$

de las que se beneficia el equipamiento del tipo 1 en los tres segmentos de tiempo analizados.

Tenemos igualmente:  $\mu_1 x_1 = y_{1t} \mu_{1t}$

Entonces:

$$K_1 x_1 =$$

$$= \quad \pi_1 y_{1t} - c_1 y_{1t}$$

La inversión en el equipamiento del tipo 1 ( $K_1, x_1$ ) será igual a la *renta de capacidad* que a su vez es igual a  $\pi_1 y_{1t} - c_1 y_{1t}$ , siendo el primer término el ingreso por ventas y el segundo los costos variables de funcionamiento.

Se puede verificar que la diferencia entre el ingreso por ventas de los equipos del tipo 1 y sus costos variables de funcionamiento (en un parque adaptado en el cual se desea su renovación)  *cubre exactamente la "renta de capacidad" y por lo tanto es justo y suficiente* para cubrir la inversión para la renovación de los equipos del tipo 1.

La suma de las rentas infra marginales de cada tipo de equipamiento servirá para cubrir sus costos de inversión y asegurar, no más que ello, pero tampoco menos, la renovación del parque óptimo inicial.

Luego de haber remunerado  $K_1, K_2$  y  $K_3$ , *no hay más renta*. Si se insertara en este razonamiento otro factor  $K_n$ , a  *elegir en otra rama de la actividad económica*, llegaríamos a la misma conclusión. Podemos plantear entonces una conclusión general: "La renta es un pago que sobrepasa el monto mínimo necesario para conservar un factor de producción en su utilización actual". (R. Barre).

### 5.2.3 El mercado y la búsqueda del equilibrio

Vamos a ubicarnos ahora en otro ambiente, el de una *economía eléctrica de mercado*, como se definió en muchos países luego de las reformas estructurales que detallaremos más adelante.

Existen muchas formas de mercado, en función de la arquitectura global de los sistemas reformados que las autoridades públicas correspondientes escogieron implementar. Es el tema importante del *diseño del mercado (market design)* que trataremos más adelante en la sección 5.3.2.

### **A** *Un mercado eléctrico*

En esta etapa, vamos a imaginar un mercado *competitivo* de la electricidad que se manifiesta en la existencia de un precio mayorista (wholesale price), respecto al que se tomarán referencias para decidir nuevas inversiones (tipo, tamaño, tiempos...) Los consumidores deberían poder seleccionar los períodos diarios en los que van a efectuar lo esencial de sus consumos de electricidad o van a desplazar los mismos a períodos donde los precios son menores. Los precios *mayoristas* se supone que varían a lo largo del día. Complementariamente, este tipo de mercado deberá constituir una *reserva operativa* (MW) que productores, transportistas, administradores de la red e incluso los consumidores podrán movilizar.

En el caso de un mercado en funcionamiento perfecto, las señales de precios de la energía comprada y vendida en el mercado debe asegurar no solamente el nivel de potencia disponible adecuado, sino también la combinación óptima de las diferentes tecnologías despachadas (figura 5.17 según R. Green y sección 5.1.2).

En realidad, para retomar la expresión inequívoca de P. Joskow (2006): “El *buen funcionamiento* del mercados debe reproducir los resultados de la planificación *ideal* centralizada” (Cuadro 2.1).

Cabe preguntarse sobre la necesidad de substituir mecanismos de mercado que se supone “funcionan bien” por metodologías de planificación que se suponen “ideales”. Trataremos brevemente este tema político-económico en la sección 5.4, pero en este punto será suficiente con fijar las ideas planteando por principio que los mecanismos de mercados competitivos deben conducir por la competencia entre productores a una reducción de los diferentes costos  $K$ ,  $F$  y  $c$ , que caracterizan a las diferentes tecnologías.

Todavía queda por demostrar que los mecanismos de mercado *susciten* la instalación de estos equipos, como el planificador en su lugar *decidiría*:

### **B** *Oferta y demanda en el mercado*

Uno de los elementos esenciales que caracteriza la idea de economía eléctrica de mercado es la facultad que posee una parte de la *demanda de para reaccionar a señales de precios*, prácticamente en tiempo real, si se estudia el funcionamiento de corto plazo del sistema.

En la actitud del planificador frente a un precio (ver 5.2.2), colocamos la recta  $PC$  de precios pasando por el origen y mostrando una suerte de costo *social* de no satisfacer una parte de la demanda, teniendo en cuenta *solamente* los criterios estáticos de dimensionamiento del parque.

En la *economía eléctrica de mercado* le vamos a dar otro significado a la recta  $PC$  [€/MWh].

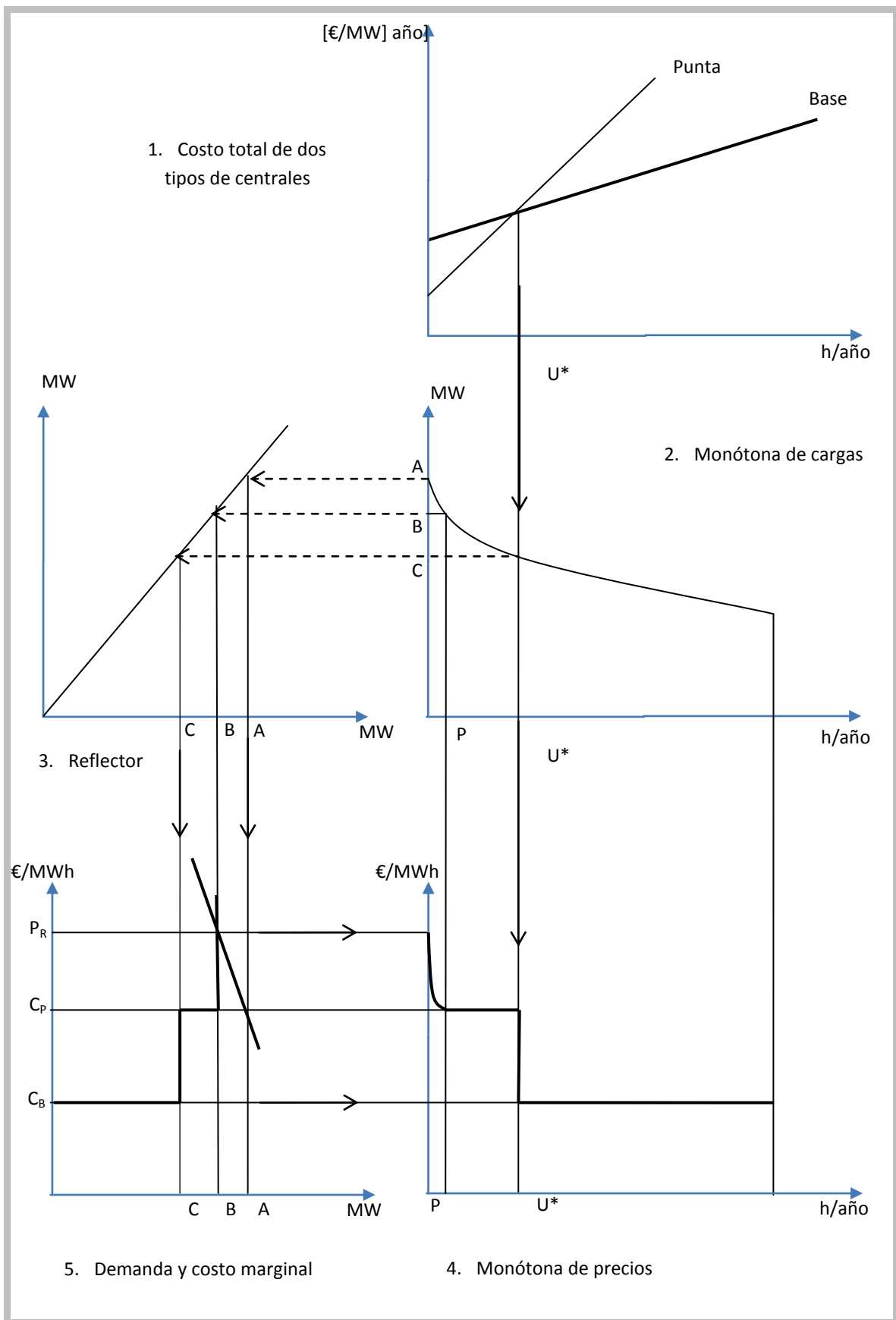


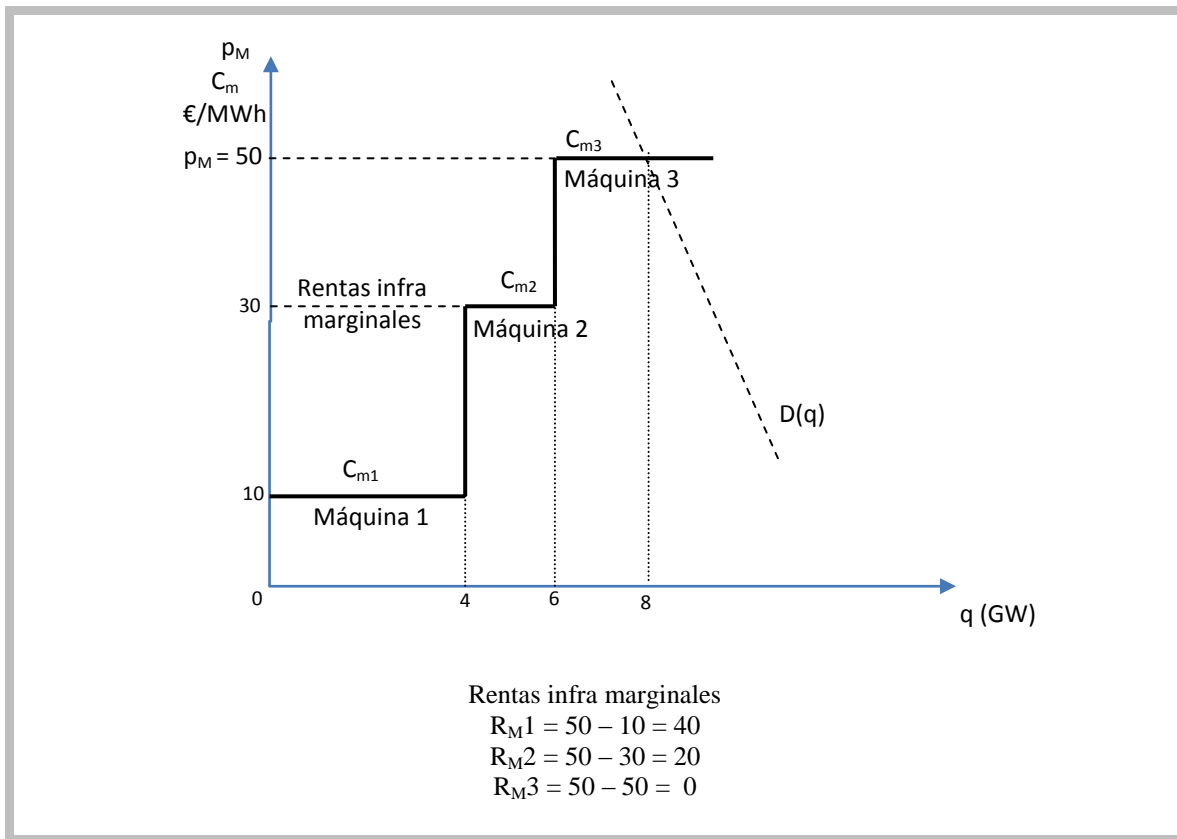
Figura 5.17 – La determinación de los precios (R. Green)

Plantearémos que hay *identidad* de método entre, por una parte, satisfacer la demanda por la disponibilidad de máquinas de diferentes tipos y, por otra parte, por una gestión de la carga por la *demanda*, es decir aceptar que en ciertos momentos los precios de mercado alcanzan niveles que llevan a los clientes a retirarse del mercado o reducir sus demandas de potencia.

El mercado puede encontrarse en muchas situaciones diferentes:

- Existe un precio de mercado que equilibra las transacciones en energía y que es igual *al costo marginal de la unidad marginal*. La figura 5.18 representa la demanda de electricidad y la curva de oferta, compuesta por tres máquinas clasificadas en orden de sus costos marginales crecientes.

Las unidades infra marginales generan *rentas infra marginales* (o diferenciales) como expusimos en 5.2.2 que son *necesarias* para recuperar los costos fijos de las unidades. Estas se manifiestan solo cuando el precio de mercado supera sus costos marginales.



**Figura 5.18**

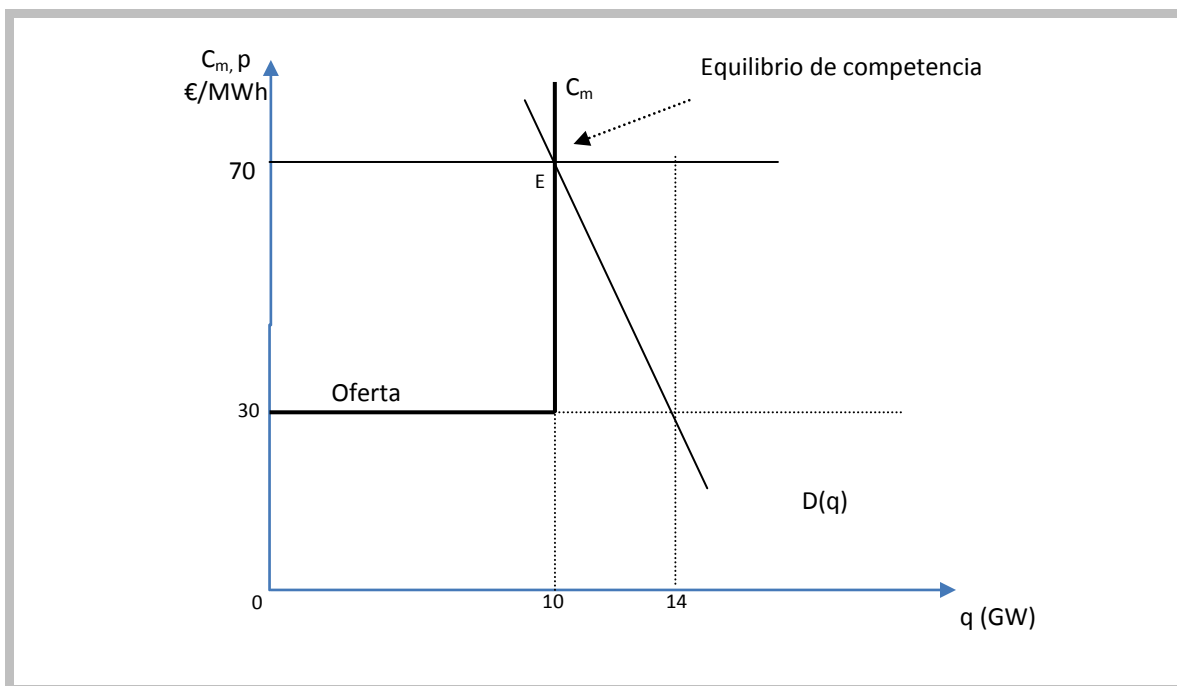
- En el ejemplo de la figura 5.19, si el precio es de 30 €, hay un exceso de demanda de  $14 - 10 = 4$  GW. Sin embargo, como lo muestra la curva de demanda, algunos consumidores estarían dispuestos a pagar 70 € para comprar un MWh suplementario y encontrarán un proveedor para lograrlo.



Ello permite establecer en principio que *el precio de equilibrio es superior a 30*. Esta operación se repetirá para varios consumidores, con diferentes precios, hasta el momento en el que *el precio de competencia alcanzará los 70 €*. A este precio la producción será de 10 GW y la demanda también. Para cualquier precio superior, la demanda disminuirá y también lo hará el precio e inversamente para cualquier precio inferior a 70 €.

El precio equilibra por lo tanto a la oferta con la demanda. Pero este precio es igual *al costo marginal*? Todo lo que se puede decir con este tipo de curva de oferta, es que el precio será superior a 30. No hay *contradicción* entre precio y costo marginal pero no es posible demostrar que estos son iguales. La aproximación de la oferta a la demanda determina el precio en forma no ambigua, aunque el costo marginal sea indeterminado: solo sabemos que es superior a 30.

En esta situación de mercado, el precio de mercado iguala oferta y demanda, pero no es igual al costo marginal.



**Figura 5.19**

- Generalizando esta reflexión, podemos observar en la figura 5.20 que el precio se establece en 70, encontramos las rentas infra marginales  $R_i$  de cada una de las máquinas, pero también una *renta de agotamiento*  $R_r$ , que representa una renta suplementaria proveniente de la existencia de precios más elevados, autorizada para limitar del *lado de la demanda* la capacidad despachada y así restablecer el equilibrio. La teoría de los mercados competitivos prevé que el equilibrio debe establecerse por la gestión de la demanda: los consumidores deberían ofrecer precios más altos, que reflejan el valor que ellos asignan a consumir una cantidad dada *en un momento dado*: volvemos a encontrar aquí la definición de la VOLL, también conocido en la industria eléctrica como *costo de falla*.

Podemos demostrar que, como las rentas infra marginales, estas *rentas de agotamiento* son necesarias para cubrir los costos fijos y variables del parque cuando el precio de equilibrio supera el que se obtiene del costo marginal.

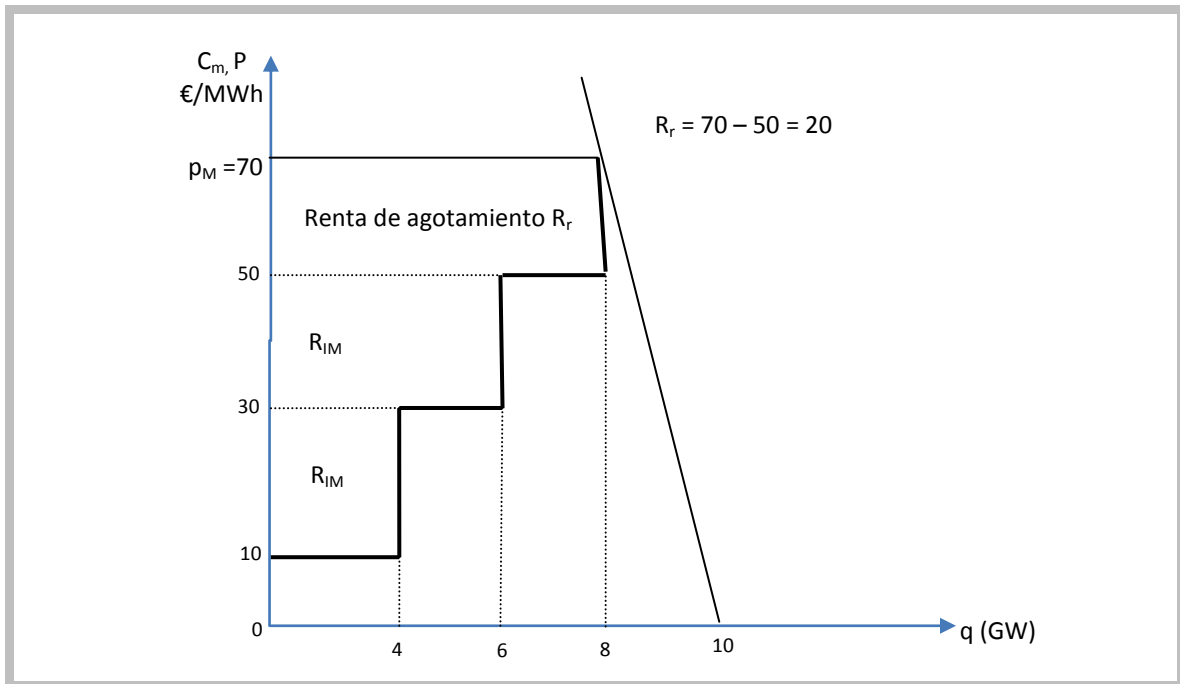


Figura 5.20

En realidad, las características físicas y económicas tan particulares de la electricidad (ver anexo) y especialmente:

- las fuertes variaciones de la demanda a lo largo del año;
- la fuerte característica de ser un bien no almacenable;
- la necesidad de asegurar los balances físicos de potencias activas y reactivas en cualquier punto de la red para mantener la frecuencia y tensión del sistema;
- la imposibilidad de controlar los flujos de potencia/energía de la mayoría de los clientes individuales;

conducen a plantearse legítimamente la necesidad de conocer si los mercados “mayoristas” son realmente capaces de proveer en tiempo y forma las diferentes señales requeridas por el sistema (Joskow, op. cit. p. 6).

Vamos a demostrar, en base a un contra ejemplo, que las condiciones necesarias para asegurar una eficacia idéntica entre “mercados que funcionan bien” y el “planificador ideal” se pueden identificar en forma precisa, pero que su aplicación en los sistemas reales puede sufrir importantes demoras e insuficiencias estructurales.

## C Imperfecciones del mercado y “Missing Money”<sup>8</sup>

Este contra-ejemplo es conocido con el nombre de Missing Money y está vinculado a una *limitación del funcionamiento del mercado*: aquella que, en la realidad, *no autoriza realmente* (regulador, opinión pública,...) la facturación de precios elevados correspondientes a rentas de agotamiento, las que a su vez se producen por el exceso de la demanda respecto a la capacidad disponible en un instante dado y que no conduce por lo tanto al mercado a responder a la “buena señal” disminuyendo la demanda.

En el ejemplo de equilibrio entre rentas infra marginales y la totalidad de los costos, no hay excedentes ni faltantes de ingresos, ya que se supone conocido y aplicado el precio de falla, expresado en €/MWh, determinado por la autoridad del “planificador”, del regulador o de los poderes públicos.

En una economía eléctrica de mercado, como la detallada anteriormente, su equivalente sería un precio, también en €/MWh, que se puede representar como el precio de falla, por *una recta que pasa por el origen*, capaz de equilibrar el mercado, pero por *retiro voluntario de la demanda*.<sup>9</sup>

Si por razones técnicas, de comportamiento o institucionales, este mecanismo de *equilibrio* no llegara a funcionar, la punta debería ser cubierta por una máquina llamada de punta (*peaker*), de bajos costos fijos y muy altos costos de combustibles, funcionando a priori durante una cantidad de horas muy limitada<sup>10</sup>.

Si llamamos  $K_3$  y  $c_3$  a los costos fijos y proporcionales respectivamente de esta máquina de punta, el problema del cálculo del óptimo se plantea como antes: es decir encontrar  $x_1$ ,  $x_2$ ,  $x_3$  (MW) en el punto de equilibrio del *mercado*, sin intervención (ni por lo tanto pagos) de un techo o *cap PC* durante  $h_3$  horas.

Calculamos como antes entonces:

$$h_1 \quad \text{————} \quad h_2 \quad \text{————}$$

pero ya no podremos escribir:

$$h_3 \quad \text{————}$$

porque ni  $PC$  ni  $h_3$  han sido definidos.

---

<sup>8</sup> Shanker (2003), Hogan (2005)

<sup>9</sup> Como órdenes de magnitud en €/MWh, se pueden citar en el Reino Unido: 4.000, Noruega: 6.000, Suecia: 2.000, Australia: 6.000. (C. Harris, 2006).

<sup>10</sup> Para fijar ideas, del orden de las 20 horas por año para un gran sistema americano como el PJM (Pennsylvania, New Jersey, Maryland) (Harris, 2006).

El beneficio  $\pi_1$  se calculará:

$$\pi_1 = (c_2 - c_1)(h_1 - h_2) + (c_3 - c_1)(h_2 - h_3) - K_1$$

Si suponemos que no se produce un retiro de demanda correspondiente a  $h_3$  por imperfección del mercado (la demanda “no responde”), tendremos que  $h_3 = 0$  y

$$\pi_1 = (c_2 - c_1)(h_1 - h_2) + (c_3 - c_1)h_2 - K_1$$

$$(c_2 - c_1) \text{ ————— } + (c_3 - c_2) \text{ ————— } - K_1$$

$$\pi_1 = K_1 - K_2 - K_3 - K_1$$

o incluso

$$\pi_1 = -K_1$$

se calcula también:

$$\pi_2 = -K_3$$

El beneficio de la máquina de punta también será  $-K_3$  porque el ingreso que recibe será nulo cuando no funciona, y su costo variable cuando entra en servicio.

Respecto de la situación de equilibrio descrita precedentemente, habrá una *falta de ingresos* (la Missing Money, MM) igual a:

$$MM = (x_1 K_3 + x_2 K_3 + x_3 K_3) (\text{€})^{11}$$

para permitir la cobertura de los gastos fijos de la máquina de pico que hubiera sido necesario instalar, no respondiendo el “mercado” a los requerimientos de la demanda.

Este análisis se puede resumir de la siguiente forma:

- cuando un planificador diseña el parque óptimo y *tolera una falla del suministro* cuyo costo social está representado por  $PC$  (recta pasante por el origen), la suma de las rentas infra marginales es nula, lo que quiere decir que la remuneración del sistema sobre la base de un precio igual al costo marginal alcanza a cubrir los costos fijos y de explotación;
- en una economía eléctrica de mercado, el significado equivalente a  $PC$  es una *señal-precio* enviada a la clientela para que se retire en las horas de súper punta: si el mercado responde, también habrá equilibrio;
- por el contrario, si por diversas razones el mercado no responde y la punta debe ser cubierta realmente por una máquina de punta, la tarificación al costo marginal no cubrirá todos los costos fijos; en otras palabras, el valor de la falla no se expresa sobre ni por el mercado;
- por supuesto, solo habrá eventualmente “Missing Money” si se admite que la formación de precios debe asegurar la conservación de la herramienta, es decir la posibilidad de reconstruir un parque óptimo; si nos autorizamos a empobrecer

<sup>11</sup> Debemos destacar que  $K_3$  se aplica al conjunto de las potencias convocadas  $x_1 + x_2 + x_3$  y no solamente a  $x_3$ .

el proceso inversor, no aparecerá este problema, pero tendremos otros problemas más graves, tarde o temprano...

El remedio a esta “Missing Money” no consiste en hacer pagar una suma generalizada del tipo  $R_i$  sino incluir *en el precio* un monto que asegure la cobertura de esta suma. En realidad, la solución reside en hacer aceptar (autoridades, reguladores, consumidores,...) precios que no solamente cubran las rentas infra marginales  $R_i$ , sino también las rentas de agotamiento,  $R_R$ <sup>12</sup>.

P. Joskow identificó el problema de “Missing Money” como uno de los elementos mayores que pueden cuestionar completamente la eficacia económica y la confiabilidad de los mercados liberalizados de la electricidad en los Estados Unidos.

El propone varias formas institucionales u organizativas para remediar esta situación, y especialmente la implementación de un *mercado de capacidades* (de potencias instaladas) capaz de proveer un ingreso suplementario a los productores (y a los inversores) por la puesta a disposición, en un mercado separado, de las capacidades disponibles.

Sin embargo, en base a un estudio cuantitativo realizado sobre el sistema PJM, que dispone de un mercado de este tipo<sup>13</sup>, comprobó que la “Missing Money” continuaba siendo importante, y que el mercado de capacidades no puede funcionar *por sí mismo* en forma eficaz.

## CUADRO 5.2

### La ilustración por la factura

Es interesante observar que M. Boiteux ya se había visto confrontado a un problema de este tipo, pero en otro contexto, el de la justificación por parte de un cliente de lo que se llama la *factura horizontal*, es decir en función de la duración de utilización por parte del cliente de su potencia contratada. Retomaremos a continuación este razonamiento.<sup>14</sup>

El problema se plantea en forma simple: la tarificación “lógica” es *horizontal o vertical*, es decir a un precio que depende a cada instante de la central marginal funcionando en ese momento.

Demostraremos que *para un parque de producción adaptado*, ambas técnicas son equivalentes.

#### El parque óptimo

<sup>12</sup> En la práctica, este tema es complejo: cuando se producen Fuertes alzas de precios, un regulador, por ej, puede tener dificultades en distinguir “efecto agotamiento” y “estrategia deliberada de retiro de capacidades”, para crear un agotamiento.

<sup>13</sup> Lo que es el caso también en otros sistemas americanos (PJM, Neepool, California...). Otros mercados (por ejemplo Texas) no disponen de este tipo de mercado. Es una decisión de *diseño de mercado*.

<sup>14</sup> Nota privada (15.05.1986) comunicada a los autores

Para satisfacer la curva de carga  $Q(t)$  se dispone de centrales de diferentes tecnologías caracterizadas por cargos fijos, que denominaremos  $f$ , cuyos cargos fijos son más costosos cuanto son más económicos en costos variables proporcionales  $c$ ,  $f(c)$  es una función monótona decreciente.

Para una duración de utilización anual  $U$  (horas/año), el costo anual correspondiente a una central unitaria (1 MW) cuyo costo proporcional es  $c$  será:

$$D = f(c) + c \cdot U \text{ (€/ MW x año)}$$

Esta central será óptima para  $U$  si su gasto  $D$  es mínimo:

$$- = f'(c) + U = 0$$

relación que permite determinar el buen valor de  $c$ .

El parque es óptimo entonces si, para cada  $U$ , se despacha una central con costo proporcional  $c$  y cargo fijo  $f(c)$  tal que:

$$f'(c) = - U$$

### La tarificación

Consiste en facturar la electricidad consumida en el intervalo  $dt$  al costo marginal  $c$  de la central marginal que está funcionando en ese momento.

Toda la banda vertical rayada es facturada al precio  $c$  aunque, sobre esta banda, los costos marginales de las centrales *infra marginales sean inferiores a  $c$* .

Sobre una banda horizontal de potencia unitaria, los beneficios (rentas) así obtenidos, se adicionan: un cliente cuya utilización corresponde a esta banda, pagará, además del costo parcial  $c(U)$ , el excedente correspondiente a la adición de estos beneficios.

Se trata de demostrar que, si el parque es óptimo, la factura correspondiente a la banda horizontal de duración  $U$  es igual al costo total del gasto correspondiente, de costo marginal  $c$ :

$$D = f(c) + Uc$$

o que *la facturación al costo marginal (vertical) es equivalente a la facturación a la utilización (horizontal)*.

Si consideramos sobre la monótona  $Q(t)$  la franja horizontal unitaria de duración  $U^*$ , la facturación al costo marginal correspondiente es:

$$F =$$

siendo  $c(U)$  el costo marginal de la central marginal para cada punto del eje de abscisas  $U$ , estando  $U$  y  $c$  vinculados al óptimo por :

$$f'(c) = - U$$

Cambiando las variables:

$$dU = - f'(c) dc$$

podemos escribir:

$$F = \int P dt$$

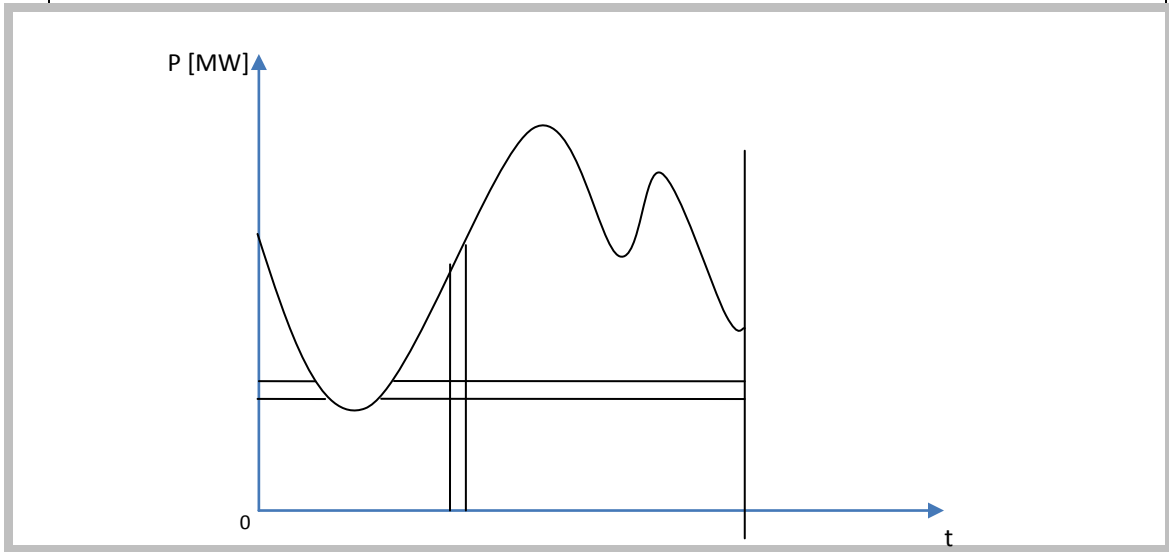


Figura 5.21

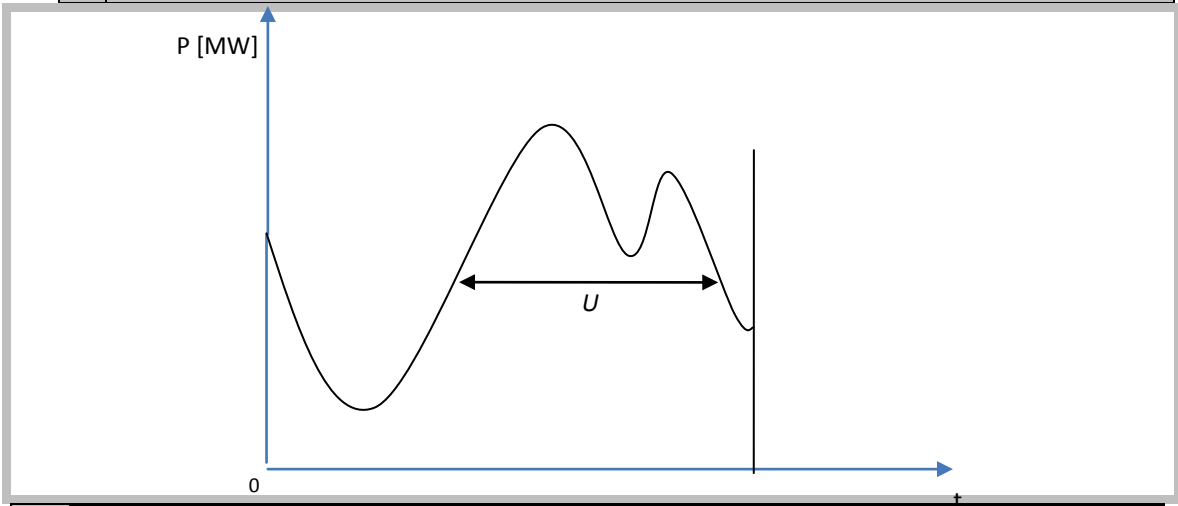


Figura 5.22

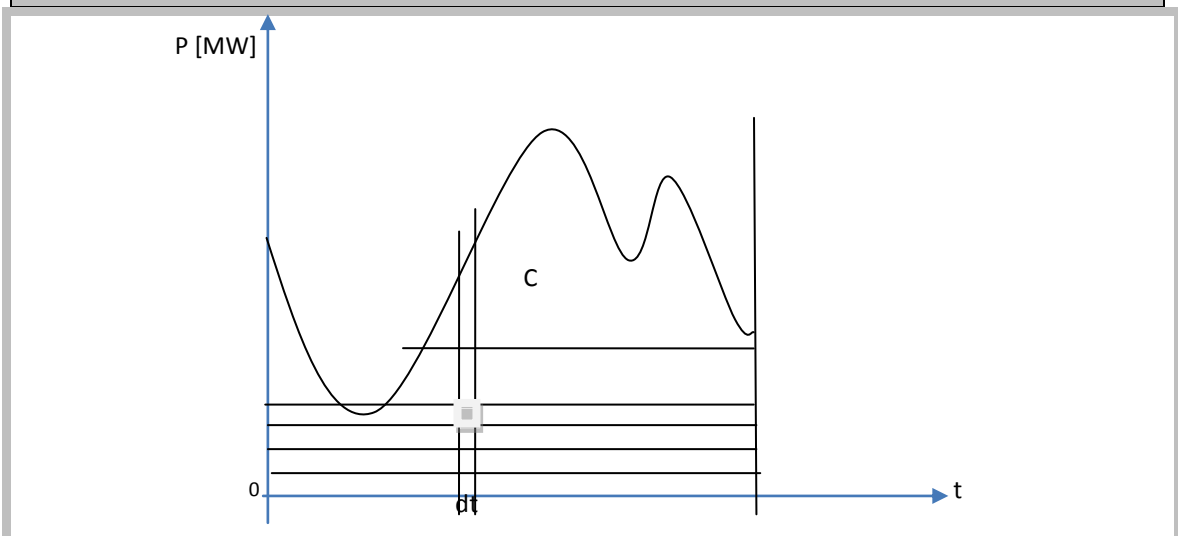


Figura 5.23

con:

- $c$ , costo marginal óptimo para el período  $U$ ;
- $\hat{e}$ , costo marginal máximo de la máquina correspondiente a  $U=0$

y siendo  $[-cf''(c)]$  la derivada de  $f - cf'$ , podemos escribir:

$$F = = = [f - c - f'(c)] - [f - cf'(c)] =$$

$$= [f(c) - cU] - [f(\hat{e}) + \hat{e} \cdot 0]$$

siendo  $f'(c) = -u$

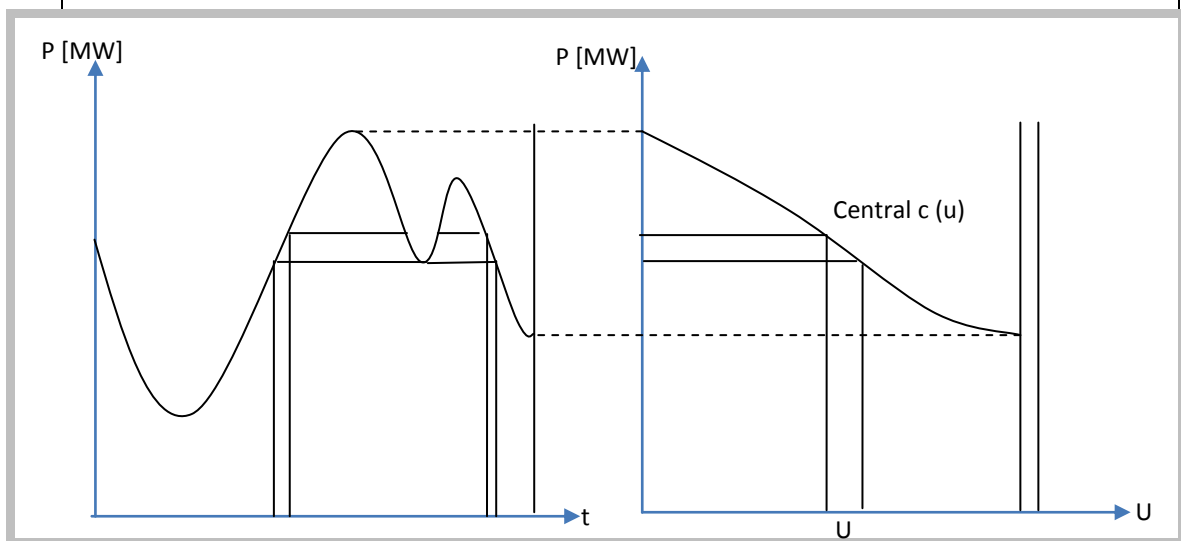


Figura 5.24

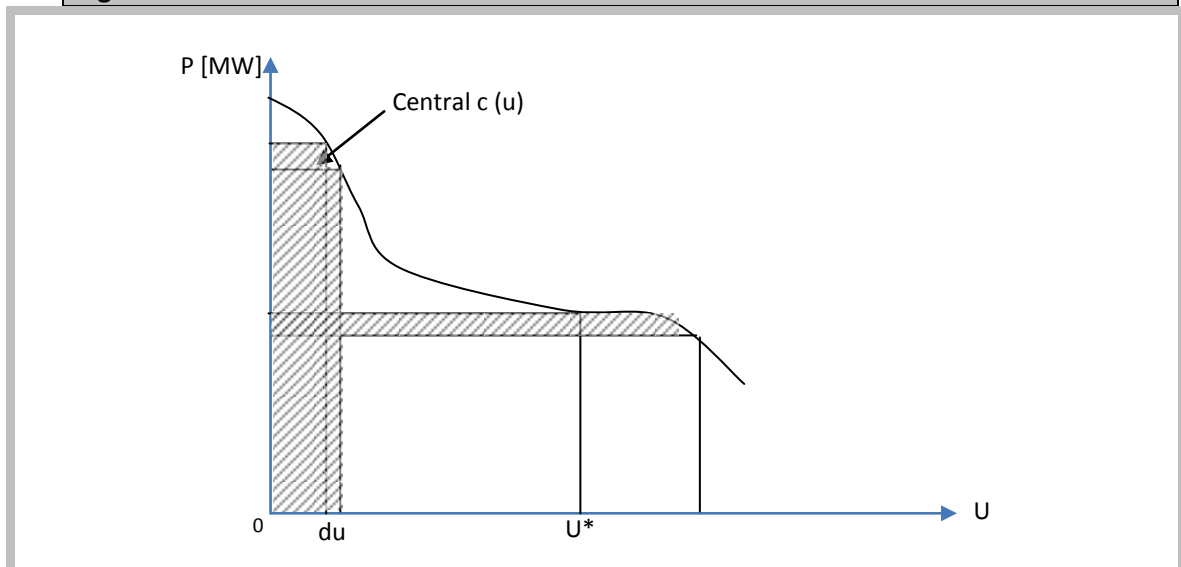


Figura 5.25

Finalmente, si la central de punta con utilización nula tiene un costo marginal  $\hat{e}$  muy alto, pero cargos fijos nulos ( $f(\hat{e}) = 0$ ), queda demostrado que:



$$F = f(c) + c \cdot U = D$$

Volvemos a encontrar en este análisis la importancia esencial de la forma de cubrir la punta de la curva de cargas con un parque óptimo. Si los cargos fijos son reales (como es el caso del *cap* o de la falla en nuestras presentaciones relativas a la producción) o no (cargos fijos de la máquina de punta  $K_3$ ) *el precio que pagará el cliente será (muy) diferente.*

### D A la búsqueda del equilibrio

En un mercado en el que los productores no tienen costos fijos, con costos marginales crecientes y pueden funcionar en cada nivel de producción entre 0 y el límite de capacidad del sistema (hipótesis de *free disposal*), el precio  $p_0$ , definido por la intersección entre oferta y demanda, *equilibra el mercado*, es decir iguala oferta y demanda.

Estas son las condiciones estándar de la economía de competencia perfecta (fig. 5.26).

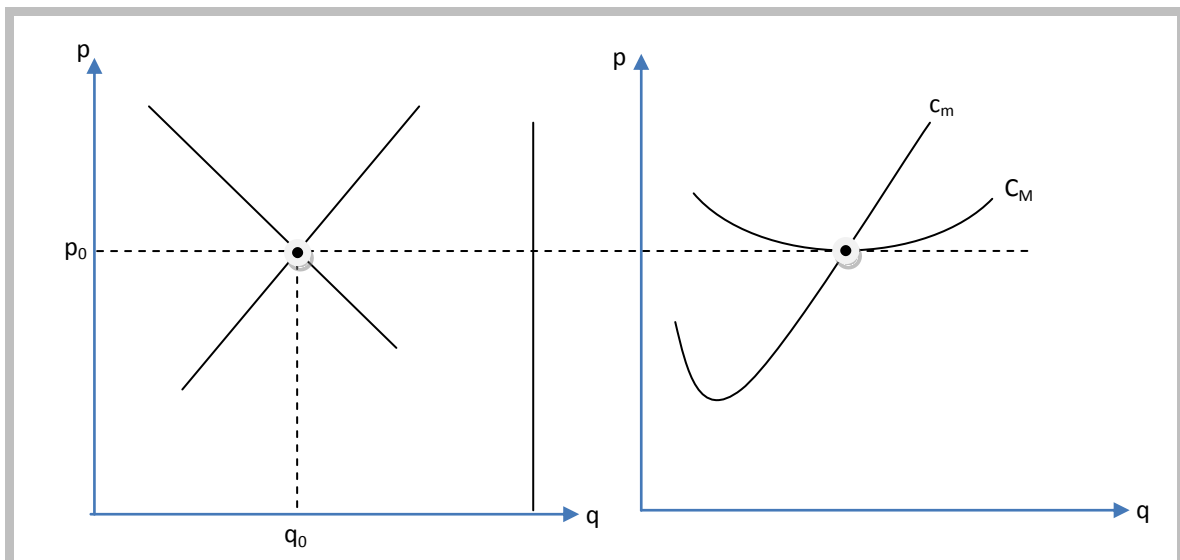


Figura 5.26

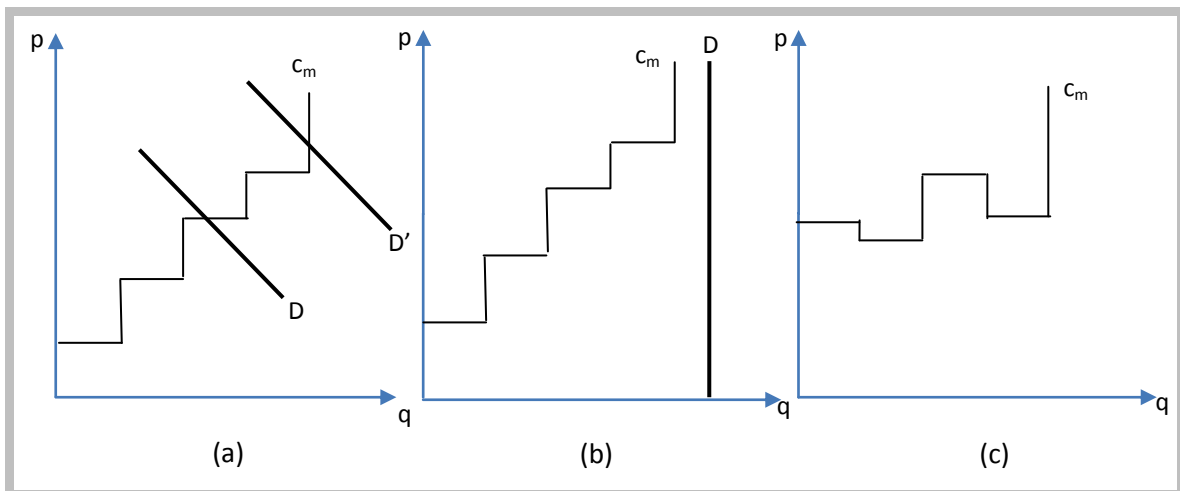
El mercado de la electricidad se *añeja considerablemente* de estas condiciones estándar, habida cuenta de los diversos espacios *no convexos* que afectan la estructura económica de las entidades productivas. Como lo indicamos anteriormente (ver Cuadro 2.6), en estos casos pueden existir situaciones para las cuales:

- no existe *precio* de equilibrio;
- si existe, este precio puede ser (muy) diferente del *costo marginal*;
- e inclusive el precio puede ser *negativo*.

El mercado clásico siempre encuentra un precio, aún si este puede (o debe) incluir una renta de agotamiento (fig. 5.27 a) la que recordamos nuevamente que no constituye de ninguna manera a priori, un ejercicio de poder de mercado.

El mercado *estará en falla* si no puede encontrar un precio. La figura 5.27 b muestra un ejemplo en el que la demanda inelástica  $D$  es muy alta respecto al agrupamiento de las máquinas disponibles para satisfacerla.

Teniendo en cuenta los espacios no convexos que presenta el sistema eléctrico (gastos de arranque y parada, potencia mínima, etc.), la curva de costos marginales puede adoptar una forma similar a la presentada en la figura 5.27 c, la que presenta importantes problemas a la hora de plantear la formación de precios.



**Figura 5.27**

En la sección 10.3 se darán varios ejemplos de cálculo de precios que difieren de los costos marginales, de ausencia de precios determinados o incluso de aparición de precios *negativos*.

Los precios negativos se han manifestado desde 2009, por ejemplo en el mercado alemán EEX, fundamentalmente debido a la inyección no prevista de energía eólica sobre la red (Fig. 5.28y 5.29): por ejemplo en niveles del orden de los 15 GWh que se observaron el 4 de octubre de 2009, los precios “day-ahead” alcanzaron valores de  $-500$  €/MWh y los precios “intraday”  $-1.500$  €/MWh. Volveremos sobre estos temas cuando tratemos las energías renovables.

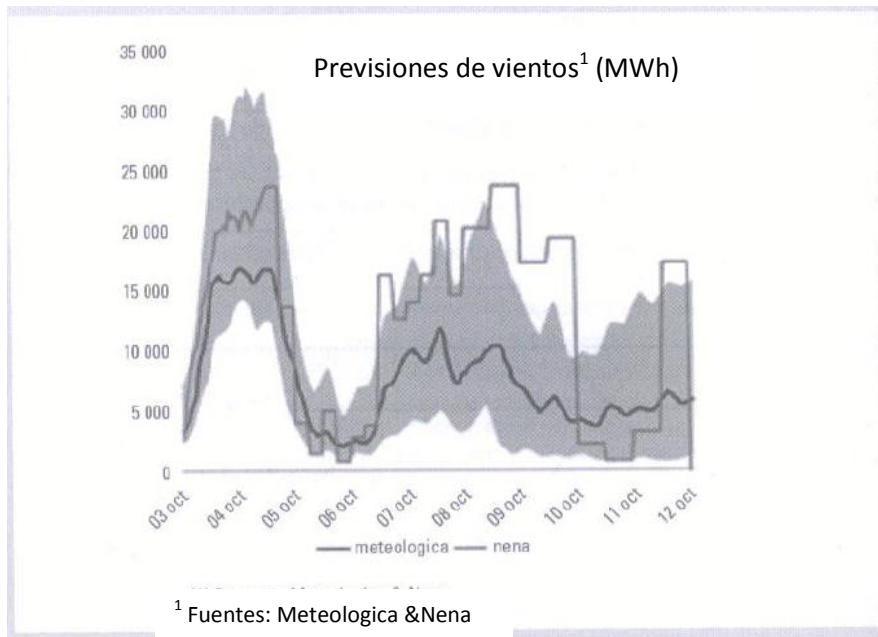


Figura 5.28

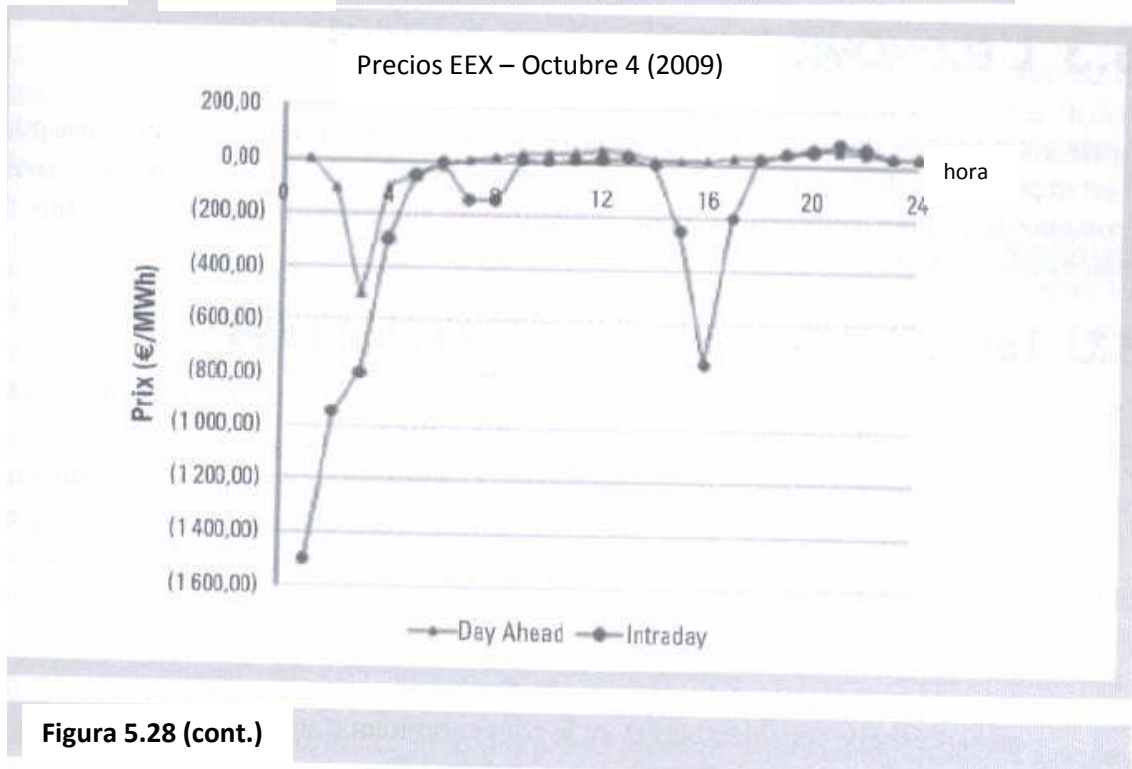


Figura 5.28 (cont.)

En *términos* generales podemos decir que los sistemas eléctricos cuya arquitectura fue convenientemente definida resuelven este problema mediante la aplicación de precios *no lineales*, lo que significa que los precios de mercado son definidos como la suma de un precio  $p$  propiamente dicho, correspondiente a una cantidad  $q$ , y un *pago suplementario*:

$$P = pq + PS$$

Existen diferentes formas de poner en práctica este principio (ver Meeus, 2006: Stoft, 2002).

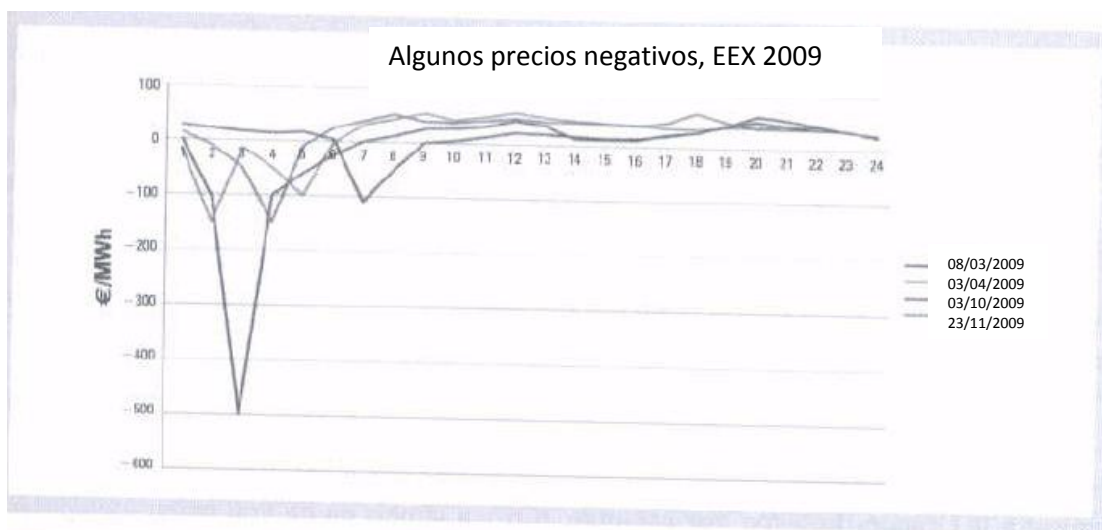


Figura 5.29

## 5.4 EVALUACION DE ESTA ETAPA

Tener en cuenta el mercado en la organización y el funcionamiento del sector eléctrico fue el tema destacado de los últimos veinte años y llevó a cambios fundamentales en la industria en la mayor parte de los países del mundo: medidas llamadas de “desregulación” en los países desarrollados, privatizaciones, desarrollo de los productores independientes, modificaciones estructurales, etc.

Los orígenes de estos cambios son diversos: pragmáticos y “consumistas” en los Estados Unidos, más políticos e ideológicos en algunos países, como el Reino Unido, o políticos y reglamentarios en la Unión.

Es prácticamente imposible poder dar una visión sintética en este tema, tanto las decisiones de principios como las implementaciones prácticas han sido diferentes, e incluso contradictorias en cada país (Joskow, 2008).

Pero al menos podemos formular en términos económicos, la pregunta planteada, o que se habría debido formular al momento de tomar las decisiones que produjeron las reformas: si recurrir al mercado antes que a la planificación se ha decidido para introducir la competencia con el objetivo de lograr que el sector funcione de una forma más eficaz, entonces debemos preguntarnos si – y en que condiciones – *un mercado eficaz puede reemplazar a un planificador ideal*, en el caso de un sector y para un bien tan específico como la electricidad.

La respuesta no es simple, en efecto:

- en un régimen de planificación, se admite, en forma explícita o no, que dado que la electricidad no es almacenable como así también que la confiabilidad de las máquinas y de las redes no es perfecta, es imposible garantizar en todo momento y para toda la cobertura de la demanda: por lo tanto resulta lógico considerar que los *costos necesarios* para asegurar una confiabilidad superior a, por ejemplo, el 98% del tiempo *sobrepasarían el valor* económico y social de la energía no suministrada, la “VOLL” (por ejemplo 10 a 15.000 €/MWh):
- el sistema de mercado no dispone, a priori, de este tipo de voluntad regaliana y debe, por sus propios medios (los precios y las decisiones descentralizadas), abordar y resolver el mismo problema, ya que los fenómenos físicos subyacentes son *estrictamente invariables*;
- por ello, el único camino coherente consiste en admitir que las evoluciones de precios más allá del costo marginal pueden, en periodo de escasez, alcanzar el nivel del VOLL (ENS), y que a este precio el mercado responderá *espontáneamente* por la desaparición de la demanda para retraer los precios por debajo del valor del VOLL, para conducirlos luego al costo marginal cuando se haya superado el periodo de tensión entre oferta y demanda;
- en realidad, las cosas no suceden de esta forma, ya que las autoridades, el regulador, los responsables de los mercados bursátiles, e incluso los mismos actores, dudan cuando llega el momento de sancionar los precios que sin embargo serían (pocas horas al año) reveladores de la escasez. Estos *no son capaces por lo tanto de expresarse donde deberían hacerlo*: sobre el mercado, como sucede en otros sectores de la actividad económica;

- en consecuencia, la señal precio percibida por el mercado es sesgada e ineficiente: no conduce ni a la desaparición espontánea ni a la remuneración suficiente de los equipos para mantener un parque óptimo.

Este fenómeno se observa en casi la totalidad de los mercados, aun en aquellos lugares donde este tema ha sido largamente pensado por anticipado y con mucho cuidado (por ej., en los Estados Unidos).

En lo que respecta a Europa, la reflexión necesaria no se ha realizado con la suficiente anticipación en común antes de promulgar las directivas de liberalización. En Europa, como en otras regiones, los sistemas eléctricos regulados se consideraron, a priori, ineficaces por al menos dos razones supuestas:

- su ineficacia productiva, incluyendo el riesgo de inversiones excesivas y costosas;
- su ineficacia distributiva: la forma de regulación más corriente, el “cost plus” no da siempre una señal económica eficaz.

La competencia debería solucionar estos dos problemas, ya que por un lado ella elimina, en principio, la ineficacia productiva, y por el otro conduce a precios más cercanos al costo marginal y entonces se aproxima a la eficacia distributiva. Sin embargo, este paradigma supone que *la coordinación de las operaciones por los precios* (nuevo sistema) o *por las cantidades* (antiguo sistema) sea igualmente posible.

Recordamos en el capítulo 2 que *la coordinación* de un sector de la economía, es decir la organización que permite la mejor transmisión de la información pertinente, puede hacerse de manera equivalente, en principio, *por las cantidades o por los precios*.

La decisión de adoptar una economía de competencia, donde los precios son los *únicos* vectores de información, es generalmente la más eficaz. Sin embargo, en algunos casos, como la electricidad, si queremos asegurar la coordinación por los *precios* y no por las *cantidades*, habrá que tomar precauciones especiales: decir que “el mercado creará sus propias reglas de funcionamiento” – su propia *coordinación*- no es correcto.

Sabemos ya (Joskow y Schmalensee, 1983) que es necesario organizar la coordinación por los precios en el sector eléctrico de una forma muy estricta. En particular, las mismas herramientas de “despacho” que estaban destinadas *a coordinar las cantidades en el sistema regulado*, deberían ser utilizadas para proveer las señales de precios que permitan llegar a *un mismo grado de coordinación en el sistema desregulado*. Este punto es fundamental y no ha sido en verdad tomado muy en cuenta.

De esta forma, las dos primeras directivas eliminaron los monopolios legales de producción y de abastecimiento, pero sin preocuparse de la *coordinación de las operaciones*, las que continúan siendo necesarias como consecuencia de las invariables características físicas de la electricidad.

Hubo entonces una suerte de “deslizamiento no señalado” de la coordinación por las cantidades hacia la coordinación por los precios, la que puede ocasionar daños si la coordinación por los precios está mal organizada. Debemos recordar que ella es naturalmente difícil en electricidad. Si bien las dificultades de la coordinación por los

precios en electricidad eran conocidas después de 1990 al menos, las dos primeras directivas restringieron en realidad la coordinación por las cantidades sin preocuparse *por organizar* (en el sentido de un mercado organizado) la coordinación por los precios, que se sabía que podía reservar descuentos: la coordinación de las operaciones por los precios en electricidad debe organizarse con las mismas herramientas que se utilizan para organizar la coordinación por las cantidades. Toda organización que subestima estos principios se expone a una organización por los precios insatisfactoria:

Por citar solo dos ejemplos:

- el hecho de ya no tener un despacho económico y técnico integrado al nivel de una zona de regulación no fue reemplazado por un (o varios) *mecanismo(s) de mercado* que ofreciera la misma riqueza en materia de señales económicas;
- no se introdujo un mecanismo de mercado único y claro para la coordinación de las operaciones entre países (“cross-border”).

Solo en forma tardía y progresiva las iniciativas de *los mismos actores* intentaron paliar las lagunas de los textos legislativos: la consecuencia en términos de eficacia productiva y distributiva del nuevo sistema no es despreciable.

Además, elementos complementarios como la apertura total sobre el territorio de la Unión de los *mercados residenciales*, aunque su oportunidad fuera y continua siendo debatida, o incluso la utilización *ex ante* y *ex post* del derecho común de la competencia como herramienta regulatoria agregaron mayores dificultades a la implementación armoniosa de las reformas. Vale la pena citar a Joskow (2008): “...la UE y los países miembros han regresado hacia aguas arriba para aplicar una variedad de reformas estructurales e institucionales que debían, idealmente, haberse realizado antes que después”.

Es deseable que una reflexión conjunta encuentre su lugar a nivel europeo para esclarecer con una verdadera voluntad política, institucional, económica y técnica, los trabajos en marcha en numerosas instancias e instituciones.

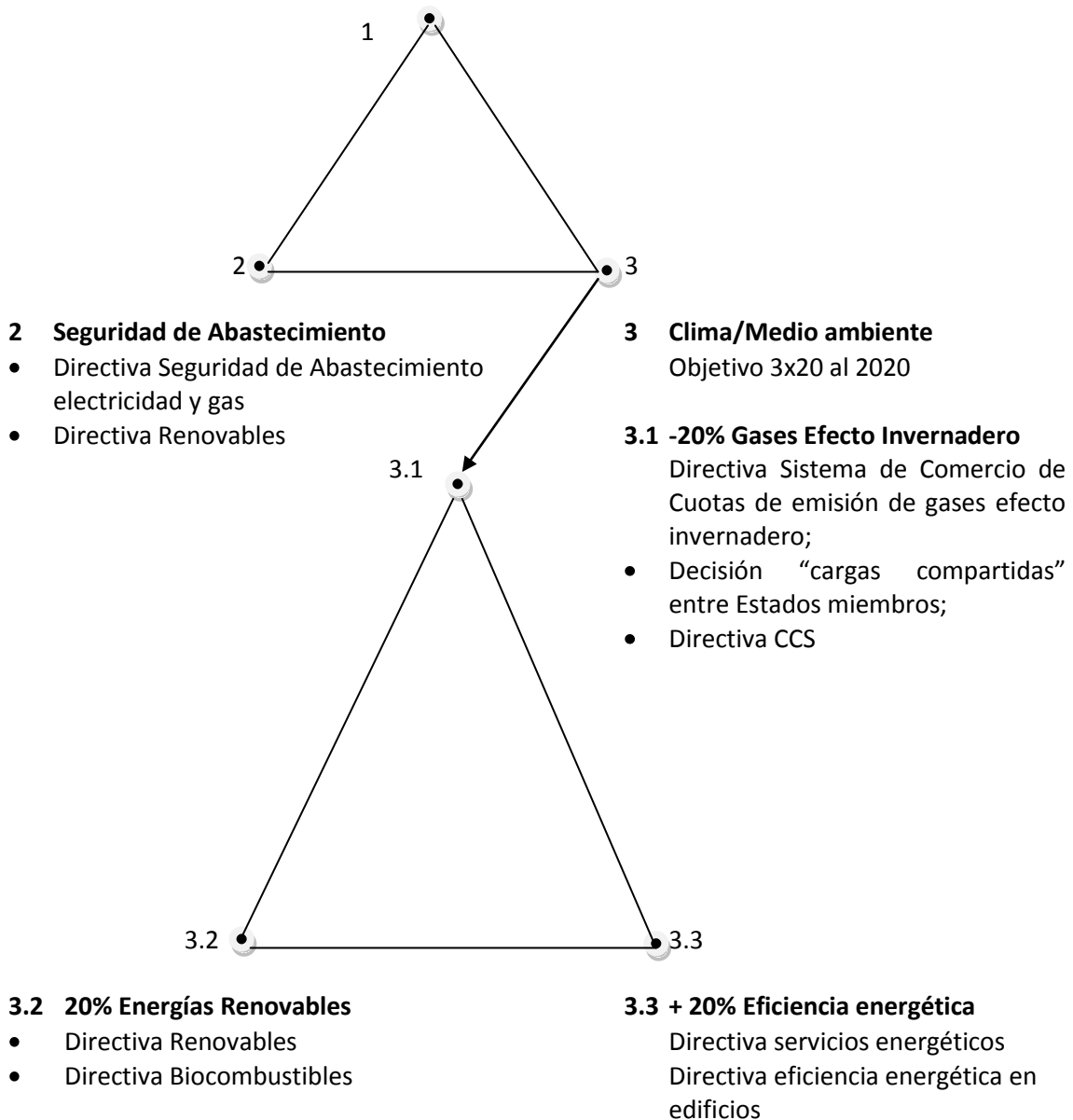
Ello parece tan necesario que la Unión europea está, después de las directivas de 1996, comprometida en un proceso complejo y vinculante de textos legislativos en los campos, en adelante conjuntos, de la energía y el medio ambiente (cf. anexo común a los capítulos 4 y 5 a continuación).

## ANEXO A LOS CAPÍTULOS 4 Y 5

### LOS OBJETIVOS DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA Y AMBIENTAL EUROPEA

#### 1 Competencia

- Directiva de liberalización de los mercados de electricidad y gas;
- Reglamentos “intercambios transfronterizos” electricidad y gas;
- Agencia de cooperación de reguladores de la energía





## TEXTOS APLICABLES (SELECCIÓN)

	1. COMPETENCIA	2. SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO	3.1 REDUCCION DE GASES DE EFECTO INVERNADERO	3.2 RENOVABLES	3.3 EFICIENCIA ENERGETICA
<b>DIRECTIVAS<sup>1</sup></b>	<p><b>Electricidad:</b> Directiva 2009/72/CE del 13 de julio de 2009 relativa a las reglas comunes del mercado interior de electricidad y derogación de la directiva 2003/54/CE</p> <p><b>Gas:</b> Directiva 2009/73/CE del 13 de julio de 2009 relativa a las reglas comunes del mercado interior del gas natural y derogación de la directiva 2003/55/CE</p>	<p><b>Electricidad:</b> Directiva 2005/89/CE del 18 de enero de 2006 relativa a medidas que buscan garantizar la seguridad de abastecimiento eléctrico e inversiones en infraestructura.</p> <p><b>Gas:</b> Directiva 2004/67/CE del Consejo del 26 de abril de 2004 relativa a las medidas que buscan garantizar el abastecimiento de gas natural.</p>	<p>Directiva 2009/33/CE del 23 de abril de 2009, relativa a la promoción de vehículos de transporte rutero limpios y económicos en energía.</p> <p>Directiva 2009/31/CE del 23 de abril de 2009, relativa al almacenamiento geológico del dióxido de carbono, modificando diversos textos.</p> <p>Directiva 2009/30/CE del 23 de abril de 2009, modificando la directiva 98/70/CE en lo que respecta a las especificaciones relativas a las gasolinas, al carburante diesel y al gasoil como así también la introducción de un mecanismo que permita reducir la emisión de gases de efecto invernadero modificando la directiva 1999/32/CE y derogando la directiva 93/12/CE.</p> <p>Directiva 2009/29/CE del 23 de abril de 2009 modificando la directiva 2003/87/CE para mejorar y extender el sistema comunitario de comercio de cuotas de emisiones de gas de efecto invernadero.</p> <p>Directiva 2003/87/CE para integrar las actividades aéreas en el sistema comunitario de comercio de cuotas de emisión de gases efecto invernadero.</p>	<p>Directiva 2009/28/CE del 29 de abril de 2009 relativa a la promoción de la utilización de la energía producida a partir de fuentes renovables, modificando y luego derogando las directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.</p> <p>Directiva 2003/30/CE buscando promover la utilización de biocombustibles u otros combustibles renovables en el transporte.</p> <p>Directiva 2000/77/CE del Parlamento europeo y del Consejo del 27 de septiembre de 2001 relativa a la promoción de la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovable en el mercado interior de la electricidad.</p>	<p>Directiva 2009/125/CE del 21 de octubre de 2009 estableciendo un marco para la fijación de exigencias en materia de eco – concepción aplicable a los productos vinculados a la energía.</p> <p>Directiva 2006/32/CE del 5 de abril de 2006 relativa a la eficiencia energética en los usos finales y en los servicios energéticos derogando la directiva 93/76/CE del Consejo.</p> <p>Directiva 2005/32/CE del 6 de julio de 2005 estableciendo un marco para la fijación de exigencias en materia de eco-concepción aplicable a los productos consumidores de energía modificando las directivas comunitarias anteriores.</p> <p>Directiva 2001/91/CE del Parlamento europeo y del Consejo del 16 de diciembre de 2002, sobre el rendimiento energético en los edificios (renovación de la directiva, texto publicado en 2010=).</p>

			Directiva 2003/87/CE del 13 de octubre de 2002 estableciendo un sistema de comercio de cuotas de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad, modificando la directiva 96/61/CE del Consejo.		
<b>REGLAMENTOS</b> <sup>2</sup>	<p><b>Electricidad:</b> Reglamento 714/2009 del 13 de julio de 2009 sobre las condiciones de acceso a las redes para el comercio transfronterizo de electricidad, derogando el reglamento 1228/2003.</p> <p><b>Gas:</b> Reglamento 715/2009 del 13 de julio de 2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, derogando el reglamento 1775/2005.</p> <p>Reglamento 713/2009 del 13 de julio de 2009 instituyendo una agencia de cooperación de reguladores de la energía.</p>	Gas: Propuesta de reglamento relativo a medidas que buscan garantizar la seguridad de abastecimiento de gas, derogando la directiva 2004/67/CE (adoptada en 2010)	Reglamento (CE) 443/2009 del 23 de abril de 2009 estableciendo las normas de rendimiento en materia de emisiones de gases de efecto invernadero para vehículos particulares nuevos en el marco del enfoque integrado de la Comunidad buscando reducir las emisiones de CO2 de vehículos ligeros.		
<b>DECISIONES</b> <sup>3</sup>			<p>Decisión 406/2009/CE del 23 de abril de 2009 relativa al esfuerzo a realizar por los Estados miembros para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero para respetar los compromisos de la Comunidad en materia de reducciones al 2020.</p> <p>Decisión 2010/2/CE del 24 de diciembre de 2009 estableciendo, conforme a la directiva 2003/87/CE del Parlamento europeo y del Consejo, la lista de</p>		

			sectores y subsectores considerados como expuestos a un riesgo importante como consecuencia del carbono (notificada con el numero [(2009) 10251] .		
<b>Otros</b>	Comunicación de la Comisión del 10 de enero de 2007 llamada "Investigación conducida en virtud del artículo 17 del reglamento (CE) n° 1/2003 sobre los sectores europeos de gas y electricidad" (informe final)			Comunicación de la Comisión del 7 de diciembre de 2005 "Plan de acción en el campo de la biomasa".	

- <sup>1</sup> La directiva establece una obligación de resultados, pero deja libre a los Estados respecto a los medios a tomar para lograrlos (necesidad de transposición del texto europeo al derecho nacional).
- <sup>2</sup> El reglamento tiene un alcance general. Es obligatorio en todos sus elementos y es directamente aplicable en todos los Estados miembros (no requiere transposición al derecho nacional).
- <sup>3</sup> La decisión es un acto normativa de alcance individual. Es obligatorio para sus destinatarios (Estados miembros o particulares). No está sometida a ninguna medida de recepción en el derecho nacional y confiere derechos y obligaciones a los particulares independientemente de una medida nacional de ejecución.

## ANEXO AL CAPÍTULO 5

### ELEMENTOS DE FÍSICA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

En el capítulo 2, en varias ocasiones llamamos la atención del lector sobre las *particularidades de la electricidad*: energía llamada *secundaria*, porque es producida a partir de otras fuentes de energía llamadas *primarias* (petróleo, gas, carbón, uranio, biomasa,...), su característica más común es la imposibilidad de almacenarla. Podemos decir que la electricidad *solo existe por su proceso de producción y transporte*. Si este proceso se interrumpe, la energía eléctrica cesa inmediatamente de estar presente. Esto demuestra que los procesos técnicos movilizados, como así también las leyes de la física que la gobiernan son complejos y en general poco conocidos. A decir verdad, ellos son generalmente mencionados, pero no asimilados.

Pero su importancia es tal que no solo juegan un rol esencial en la explotación racional de los sistemas (utilización óptima de la energía, confiabilidad,...), sino que también tienen influencia sobre las *propiedades económicas de la electricidad* considerada como un bien comerciable, como también las iniciativas institucionales y las disposiciones legales o regulatorias que determinan (o deberían determinar) *la estructura y la organización del sector*.

Por todas estas razones, nos ha parecido útil consagrar una sección de este libro a recordad y comentar estas leyes, con la perspectiva mencionada anteriormente.

#### 1 Los orígenes físicos de la producción de electricidad

Consideremos un imán colocado próximo a un hilo de metal conductor – de cobre, por ejemplo – *casi* totalmente enrollado en si mismo, pero abierto en los puntos A y B, que llamaremos *espira* (fig. 5.50).

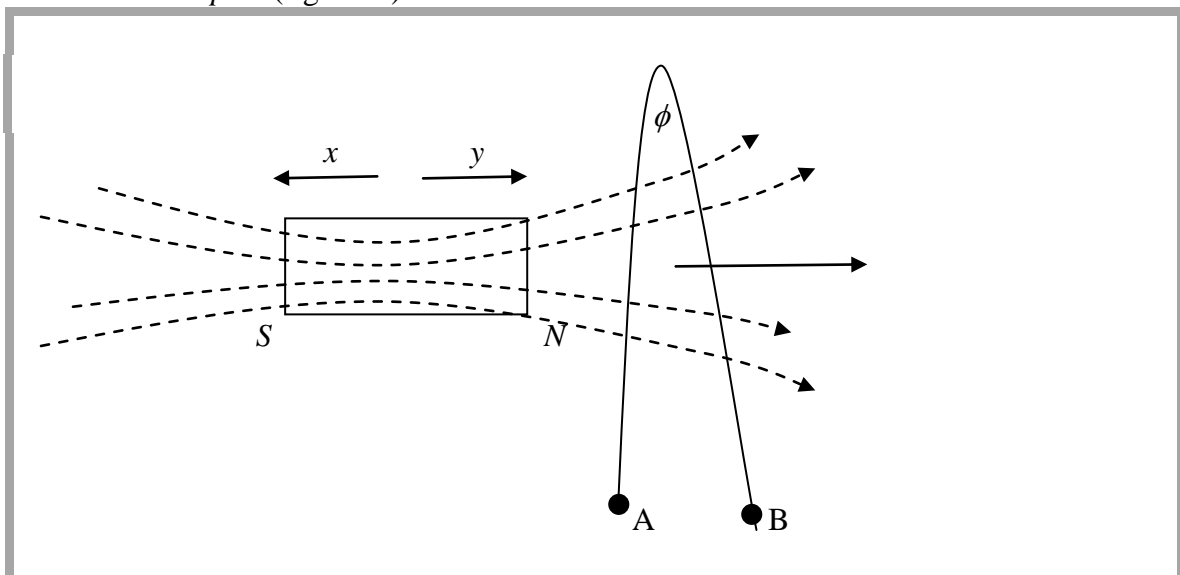


Figura 5.50

El imán producirá un *campo magnético*, que llamaremos  $\mathbf{B}$ . Se trata de una magnitud llamada *vectorial*, caracterizada por un origen, una dirección y un tamaño (campo más o menos intenso). Este campo atraviesa la superficie ficticia  $S$  determinada por el interior de la espira, la que también es representable por un vector  $\mathbf{n}$ , perpendicular a esta superficie. De esta forma, el campo produce un *flujo* cuya importancia depende del tamaño del campo  $\mathbf{B}$ , de su proximidad a la superficie de la espira, del tamaño de esta y de su orientación.

Podemos escribir:

$$\phi = \int_S \mathbf{B} \cdot \mathbf{n} \, dS$$

Para ilustrar este fenómeno por una analogía, en forma aproximada, se podría decir que corresponde al *flujo* luminoso del sol a través de un vidrio: cuanto más intenso y perpendicular al vidrio es el rayo del sol y cuanto más importante es la superficie del vidrio, mayor será el *flujo* solar..

Se comprende entonces que si desplazamos el *imán*, en un movimiento en relación a la espira (hacia  $x$  o hacia  $y$ ), el flujo que atraviesa la superficie de esta última también se modificará. La experiencia demuestra que aparece entre los puntos  $A$  y  $B$ , un *diferencial de potencial eléctrico*  $E$ , llamado *fuerza electromotriz*, medida en voltios y determinada por la siguiente expresión:

$$E = V_A - V_B = \frac{d\phi}{dt} \text{ [voltios]}$$

donde  $V_A$  y  $V_B$  son los “potenciales eléctricos” de los puntos  $A$  y  $B$ .

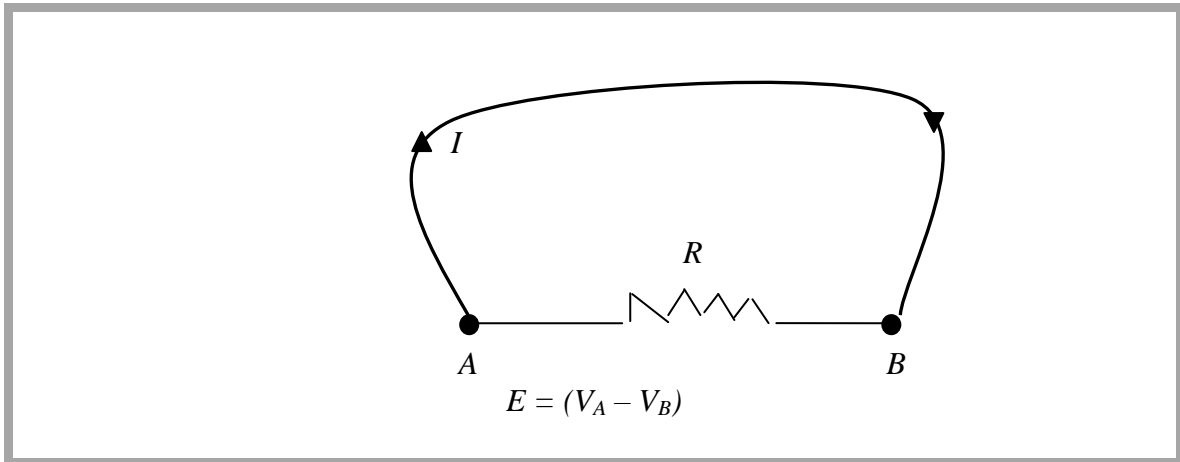
Cuanto mayor es la *variación* de los flujos en el tiempo (por ejemplo, por un desplazamiento brusco), más importante será el potencial creado.

Si ahora unimos los puntos  $A$  y  $B$  con *otro conductor*, caracterizado por su *resistencia*, medida en ohms, se establecerá una *corriente eléctrica*, medida en amperios, entre  $A$  y  $B$ , que circulará en el conductor y en la espira (fig. 5.51) y que será mayor cuanto más pequeña sea la resistencia total de la espira y del conductor, e inversamente.

Podemos escribir entonces:

$$I[\text{amperios}] = \frac{E[\text{voltios}]}{R[\text{ohms}]}$$

La forma mas evidente de producir *permanentemente* un movimiento del imán respecto a la espira consiste en imprimir al imán un movimiento de *rotación*. Los polos norte y sur del imán se presentarán alternativamente frente a la (superficie) de la espira y las variaciones de flujo  $\phi$  resultantes se producirán una vez en un sentido, y la siguiente en el contrario. La diferencia de potenciales eléctricos entre  $A$  y  $B$  será también alternativa y la fuerza electromotriz  $E$  será sucesivamente positiva y negativa. Lo mismo sucede con la corriente  $I$  que atraviesa la resistencia  $R$ : se habrá creado una *corriente alterna*, cuya *frecuencia*, expresada en hertz, dependerá de la velocidad de rotación del imán cuya intensidad varía con el tiempo, como un senoide (fig. 5.52).



**Figura 5.51**

Para incrementar el efecto de creación de una fuerza electromotriz, y por lo tanto de creación de una corriente, alcanza con multiplicar la cantidad de espiras por  $n$  creando de este forma  $n$  superficies ficticias  $S$ , multiplicando tantas veces el valor del flujo  $\phi$  y, en caso de movimiento del imán, la fuerza electromotriz  $E$ :

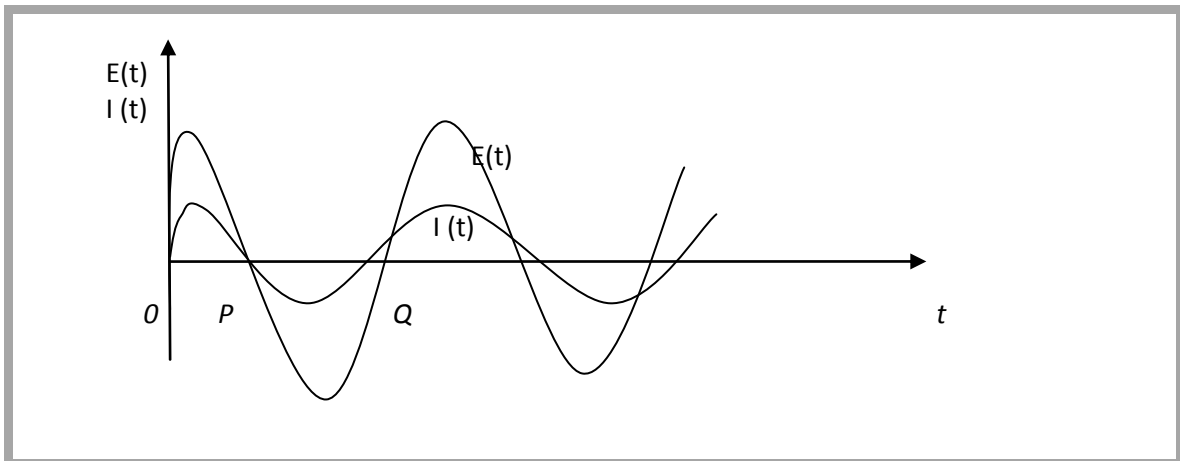
$$\phi = n(\bar{B} - \bar{S})$$

$$E' = \frac{d\phi}{dt} = nE$$

Creamos así una *bobina* o un *arrollamiento*, piezas mecánicas que configuran un *estator*, parte *fija* de la máquina de producción de electricidad.

Por otra parte, debemos recordar otra ley fundamental de la física: si hacemos recorrer una corriente  $i$  por una espira que rodea una pieza metálica, va a generar un campo magnético . Habremos creado un *electro-imán* (fig. 5.53).

En una máquina de producción de electricidad este electro- imán será la parte del sistema que estará en movimiento de rotación, *el rotor*, insertado al interior del estator.



**Figura 5.52**

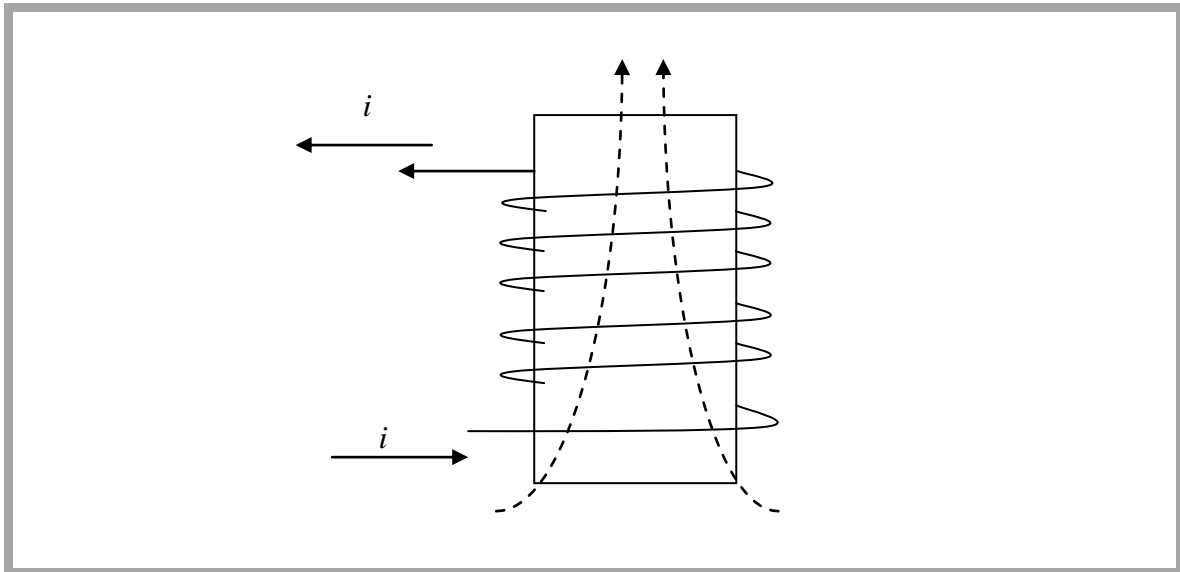


Figura 5.53

El rotor crea así un flujo magnético que atraviesa los arrollamientos del estator por rotación, y genera una fuerza electromotriz y una corriente.

Si además de multiplicar las espiras para considerar un arrollamiento, multiplicamos además la *cantidad de arrollamientos* a lo largo de la circunferencia del estator, obtendremos el modelo fundamental del *alternador*. Si la cantidad de arrollamientos así establecidos a la conferencia es de tres, se tratara de un alternador trifásico (fig. 5.54) que corresponde a la mayor parte de las maquinas que alimentan los grandes sistemas eléctricos.

Se ha notado que existe una relación entre la velocidad de rotación del alternador, la frecuencia y la cantidad de veces por segundo que el “imán” del rotor se presenta frente a los arrollamientos del estator.

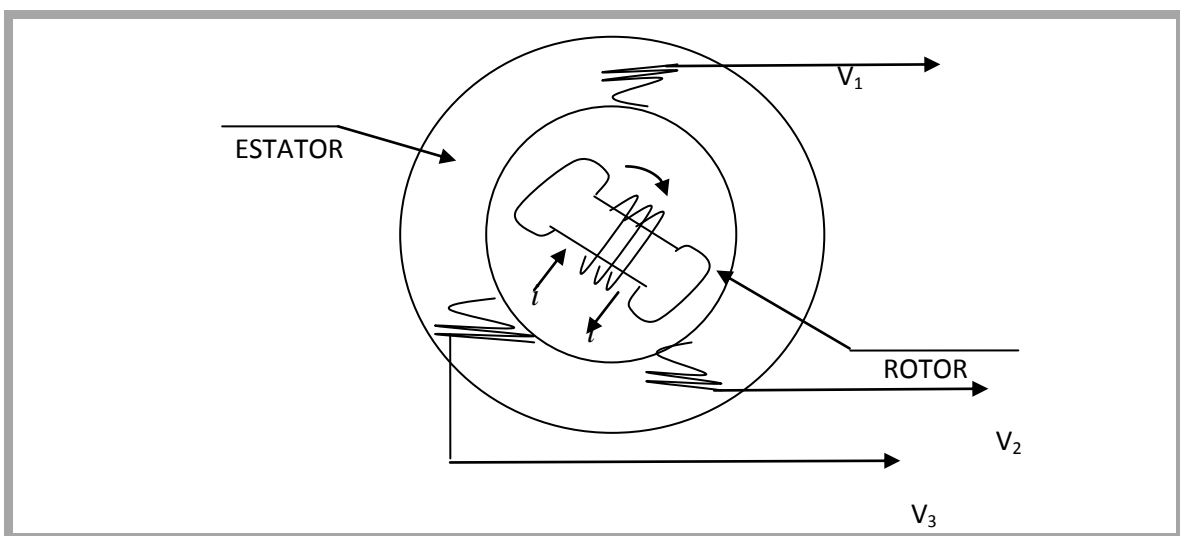


Figura 5.54

En general se utiliza la expresión:

$$N = \frac{60f}{p}$$

donde:  $N$  es la velocidad de rotación en vueltas/minuto;  
 $f$  es la frecuencia en hertz;  
 $p$  es el número de *pares* de polos del inductor.

Por ejemplo, para la mayor parte de los grandes alternadores movidos por turbinas a vapor que alimentan a las redes europeas, tendremos:

$f = 50 \text{ Hz}$ ,  $p = 1$  y por lo tanto  $N = 3000 \text{ vueltas/minuto}$ ;

Las unidades nucleares son sin embargos construidas con dos *pares* de polos ( $p = 2$ ) y por lo tanto:

$$N = \frac{60 \times 50}{2} = 1500 \frac{\text{vueltas}}{\text{minuto}}$$

En otras redes (USA, Brasil) la frecuencia es de 60 Hz.

Si se quieren utilizar turbinas hidráulicas funcionando a una menor velocidad de rotación, será suficiente con multiplicar la cantidad de “imanes” del rotor, y por lo tanto la cantidad de pares de polos.

Por ejemplo, los grupos que equipan las grandes represas brasileras de Sao Salvador, Estreito y Jirau funcionan a 60 Hz tienen respectivamente 76 ( $N = 95$  vueltas/minuto), 104 ( $N = 69$  vueltas/minuto) y 84 ( $N = 85$  vueltas/minuto) polos.

## 2 La circulación de corriente y las caídas de potencial

La corriente eléctrica circula en un conductor como corre el agua de un río: el movimiento es generado por una diferencia de potenciales – de alturas, en el caso de los ríos – y, a la inversa, toda circulación de corriente implica una caída de potencial a lo largo del conductor. El agua no remonta espontáneamente el río:

Podremos escribir entonces (fig. 5.55)

$$V_A - V_B = R.I \text{ [voltios]}$$

Que debemos hacer si tenemos que construir una *red*, es decir un conjunto de conductores (líneas, cables) vinculados entre sí para formar *anillos* o *mallas*?

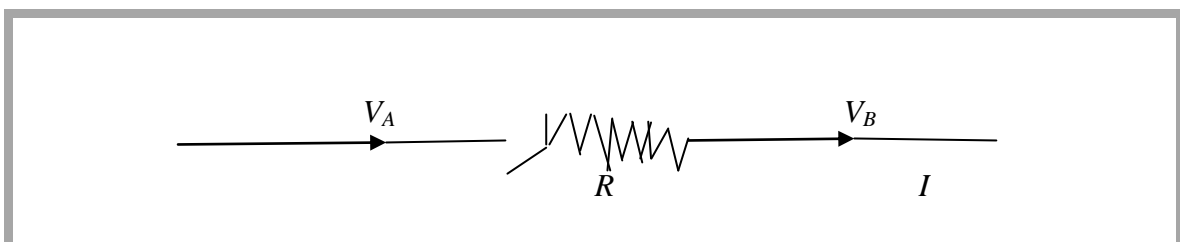


Figura 5.55



La determinación de la intensidad de corriente que pasa por un conductor o de las diferentes corrientes que circulan en los diferentes *anillos de una red mallada* puede hacerse utilizando las *dos leyes de Kirchhoff*.

La primera ley de Kirchhoff (“Ley de los nodos”) puede asimilarse en hidráulica a una ley de conservación de la masa de agua y estipula que la suma de las corrientes entrantes y salientes (contabilizadas por sus signos) de *un nodo N* de una red es nula (fig. 5.56).

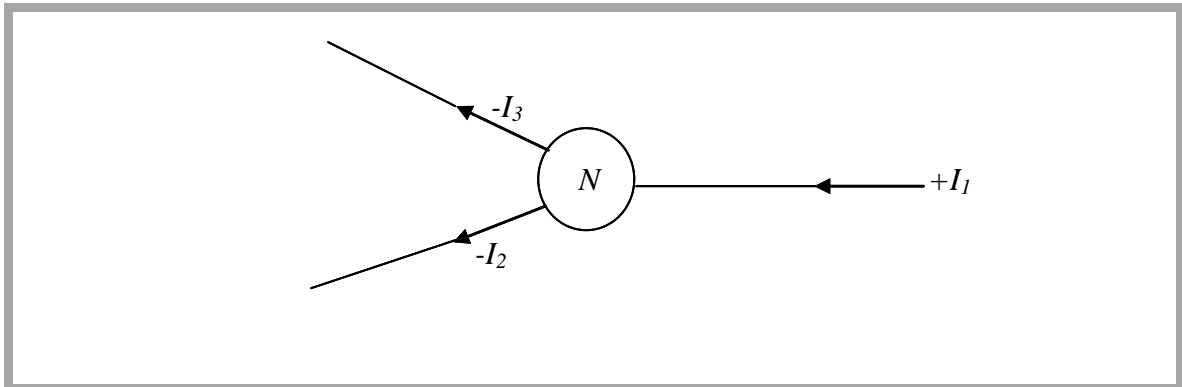


Figura 5.56

Escribimos, con el signo adecuado por la corriente:

$$I_1 - I_2 - I_3 = 0$$

La segunda ley de Kirchhoff (“Ley de las mallas”) plantea que la suma de las caídas de potencial en la malla de una red es nula (fig. 5.57).

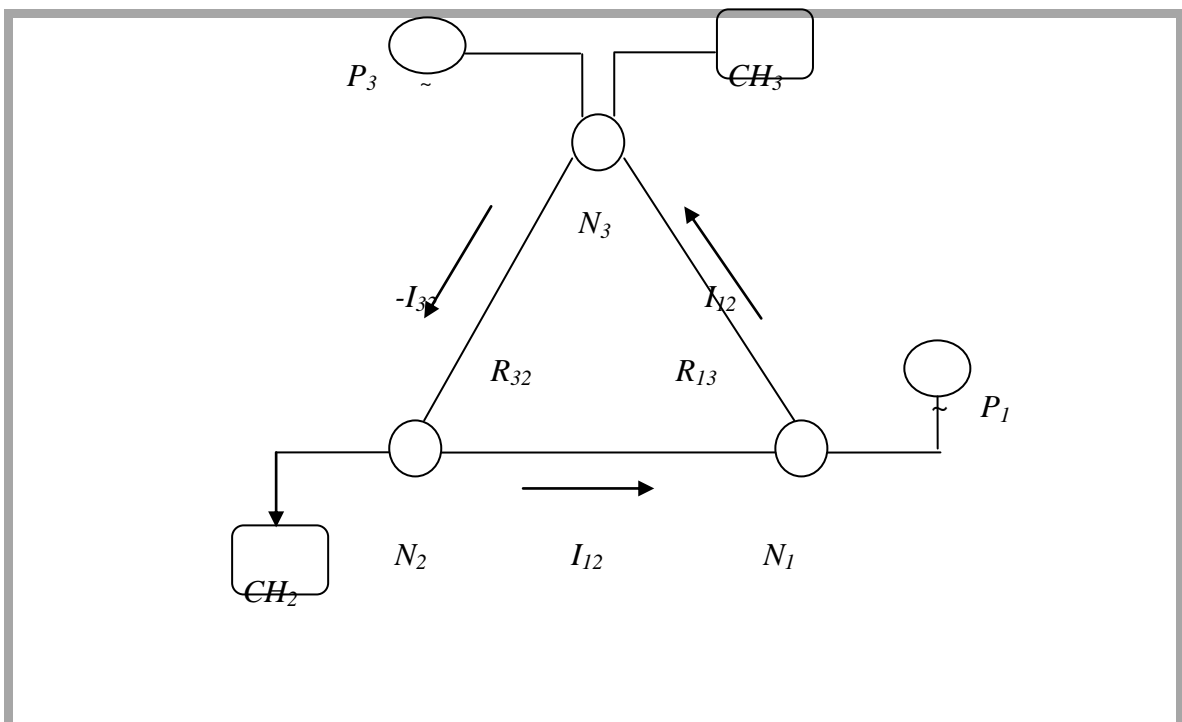


Figura 5.57

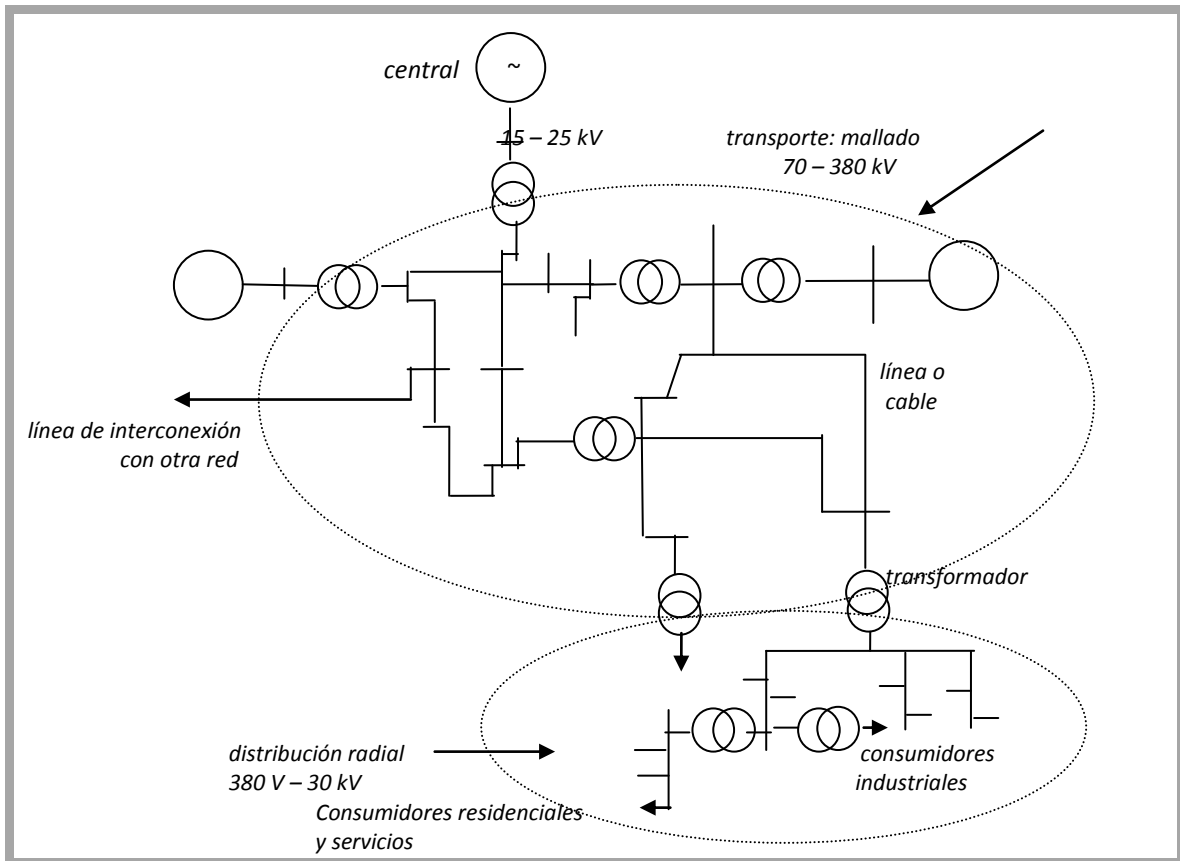


Figura 5.58

Escribimos:

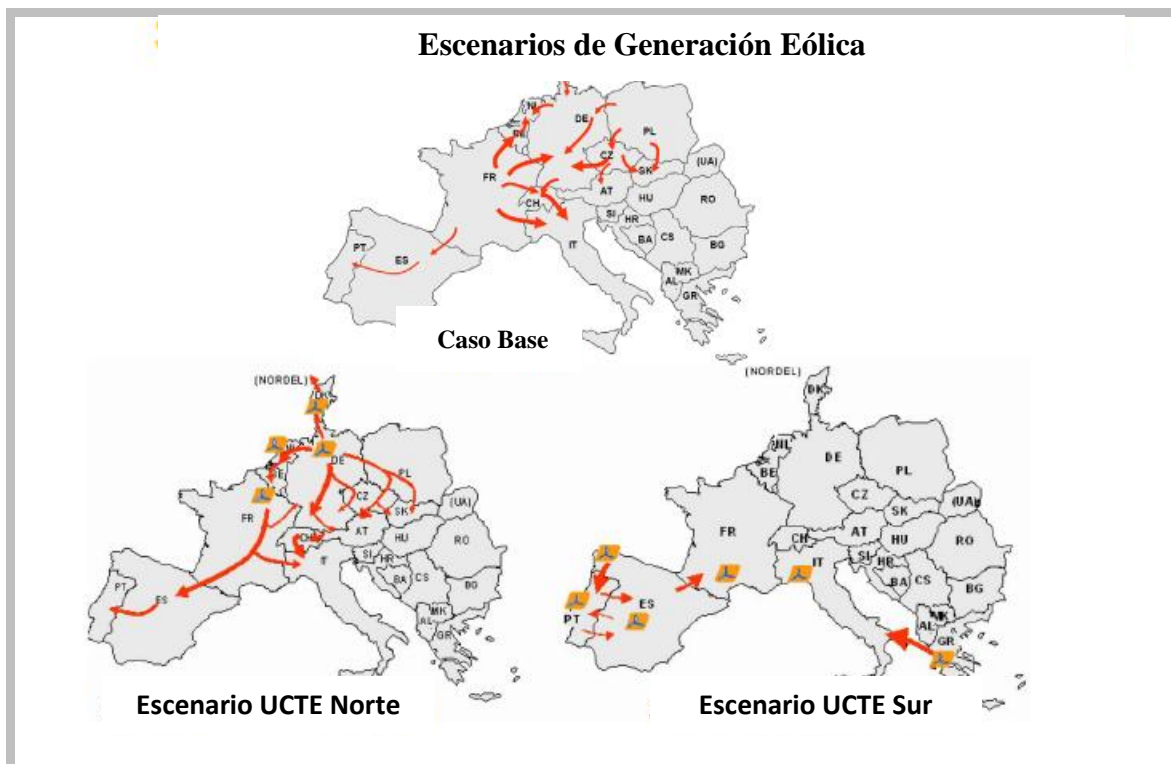
$$(VN_1 - VN_2) + (VN_2 - VN_3) + (VN_3 - VN_1) = 0$$

o

$$(I_{12} \cdot R_{12}) - (I_{32} \cdot R_{32}) - (I_{13} \cdot R_{13}) = 0.$$

Las leyes de Kirchhof no permiten solamente el cálculo técnico de las redes por la determinación de las Corrientes y de las caídas de tensión caracterizando una rama o una malla, lo que se llama el cálculo del *flujo de cargas*. También tienen una gran importancia en la economía de la electricidad. Supongamos que la red elemental de la figura 5.57 sea utilizada para conectar los medios de producción  $P_1$  y  $P_3$  instalados en los nodos  $N_1$  y  $N_3$  de la red y de las *cargas* (extracciones de parte de los usuarios)  $CH_2$  y  $CH_3$  en los nodos 2 y 3. Se puede ver que cualquier variación de la *alimentación* de potencia ( $P_1$ ,  $P_3$ ) por avería de una de las centrales, por ejemplo, o en la *extracción* de los clientes, provocara una *reconfiguración inmediata* de la circulación de las corrientes, siendo los únicos elementos invariables dadas sus características técnicas,  $R_1$ ,  $R_2$ ,  $R_3$  de cada una de las líneas.

En las grandes redes interconectadas, en la que las fluctuaciones de los aportes de potencia y las extracciones de la demanda son innumerables y continuas, no es *posible determinar* "el camino" que va a tomar, por ejemplo, el flujo suplementario de corriente provocado por el aumento de la potencia inyectada en  $N_1$  para alimentar un cliente en  $N_n$  (fig. 5.58).



Fuente: European Winds Integration Study (EWIS), julio 2008.

**Figura 5.59**

**Distribución de los flujos de potencia en Europa según si las eólicas del norte de Alemania funcionan en régimen de vientos fuertes o débiles**

En realidad, encontrara su camino según la “línea de mayor pendiente eléctrica”, como el agua que escurre por una colina luego de la lluvia<sup>1</sup>.

Esta realidad tiene consecuencias muy importantes en economía eléctrica: explica especialmente los *loop-flows*, flujos no deseados que toman prestada una red distinta al intercambio de energía eléctrica comercial entre un proveedor y un cliente en *otra* red vecina. Estos “loop-flows”, según la importancia de su origen, pueden afectar redes alejadas de aquellas que estaban destinadas a ser utilizadas. La figura 5.59 ilustra situaciones diferentes de flujos sobre las grandes redes europeas según que la potencia del norte de Alemania funcione a plena capacidad o no. En forma general, estas situaciones hipotecan cualquier solución simple para la *tarificación* de los intercambios a lo largo de las líneas eléctricas (ello explica la multiplicidad de tarifaciones más o menos convencionales: “caminos equivalentes”, timbre postal, entrada – salida, etc.). Esto puede obligar a los operadores de la red a cubrirse, a veces en forma excesiva, contra la irrupción de flujos intempestivos y de esta forma limitar el uso de las capacidades de transito existentes y por lo tanto la eficacia económica de los intercambios.

<sup>1</sup> Se puede demostrar que la distribución de las corrientes y de las potencias en las mallas de una red obedece a una ley de *minimización de pérdidas* en la red, como sucede en muchos campos de la física (mecánica, hidráulica...). Esta demostración no presenta dificultades particulares pero excede el marco de este texto

### 3 La conversión de la energía

En la sección anterior recordamos la evidencia: la pieza que induce las variaciones de flujo en los arrollamientos debe ser puesta en movimiento de rotación si se quiere producir una corriente en forma regular y permanente.

Las máquinas que mueven este *rotor* son las *turbinas*, cuya función consiste en transformar la energía potencial en energía cinética de rotación, es decir de asegurar una velocidad dada al inductor.

Esta energía cinética, ligada a un movimiento, proviene de una *energía potencial*, o más bien de su “degradación”. Pasando de un alto potencial a otro menor que un *agente energético*, que puede ser de naturaleza diferente (ver *infra*), va entregar un *trabajo*, este trabajo mecánico será la fuente de la energía cinética (en este caso, de rotación).

Si comenzamos por un ejemplo simple, nos vamos a referir a una *turbina hidráulica*, donde el agente energético es el agua y la diferencia de potenciales utilizada para producir el movimiento es la diferencia de altura aguas arriba y aguas debajo de la turbina.

Calculamos la potencia de esta turbina con la expresión:

$$P = Q \cdot g \cdot \Delta H \cdot \eta$$

Donde:  $P$  es la potencia desarrollada [watts];  
 $Q$  el caudal en volumen que pasa por la turbina [ $m^3/\text{seg}$ ];  
 $g$  la aceleración de la gravedad [ $m/\text{seg}^2$ ];  
 $\Delta H$  la diferencia de altura [altura de la caída]; y  
 $\eta$  el rendimiento hidromecánico de la máquina real (pérdida por rozamiento).

Por ejemplo, la central hidroeléctrica de Port-de-Camps de la Société Hydro Électrique du Midi (SHEM), en los Pirineos se caracteriza por:

$$Q = 6m^3/s; \Delta H = 700 m; \text{ y } \eta = 0,9$$

Lo que permite calcular:

$$P \sim 40 MW$$

La diferencia de altura es exactamente el diferencial de potencial.

La energía potencial puede provenir también de *energía térmica*. Hablamos en este caso de conversión termomecánica, la que es más compleja de percibir en función de los principios físicos utilizados.

Recordemos en primer lugar que la continuidad del proceso implica que el agente energético vuelva, al final de la operación – que llamaremos *ciclo* – al estado en el que se encontraba inicialmente<sup>2</sup>.

El cierre del ciclo consiste en restituir su potencial al agente energético luego que este nos ha provisto su *trabajo*.

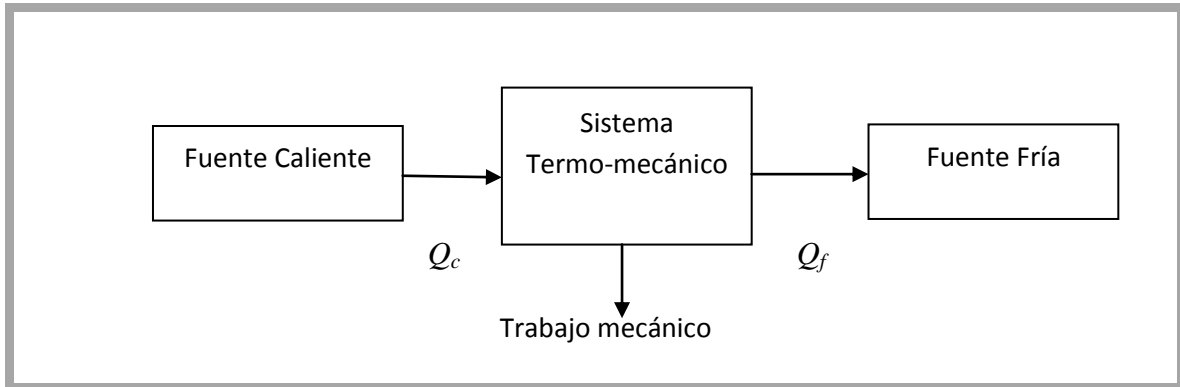


Figura 5.60

En la conversión termomecánica esta restitución está muy lejos de producirse por sí misma: *está limitada por el principio de Carnot*.

Este principio enuncia que un sistema *térmico* no puede funcionar (es decir entregar un trabajo mecánico) solamente si el agente térmico utilizado *retira* calor a una “fuente caliente”, sino que además debe *restituirlo* a una “fuente fría” (Mainguy, 1967). De esta forma, ningún sistema térmico puede transformar íntegramente en trabajo mecánico el calor contenido en la “fuente caliente”: como *máximo*, va a transformar en trabajo la diferencia entre lo que *pueda retirar* en calor sobre su fuente caliente y lo que *deba restituir* a la fuente fría (fig. 5.60).

El *rendimiento* de este proceso de conversión será por lo tanto:

$$\eta = (Q_c - Q_f)/Q_c = 1 - Q_f/Q_c$$

El teorema de Carnot establece que este rendimiento dependerá, en realidad, de las respectivas *temperaturas*  $T_c$  y  $T_f$ , de las fuentes caliente y fría respectivamente:

$$\eta = 1 - T_f/T_c$$

expresadas en “temperaturas absolutas”.

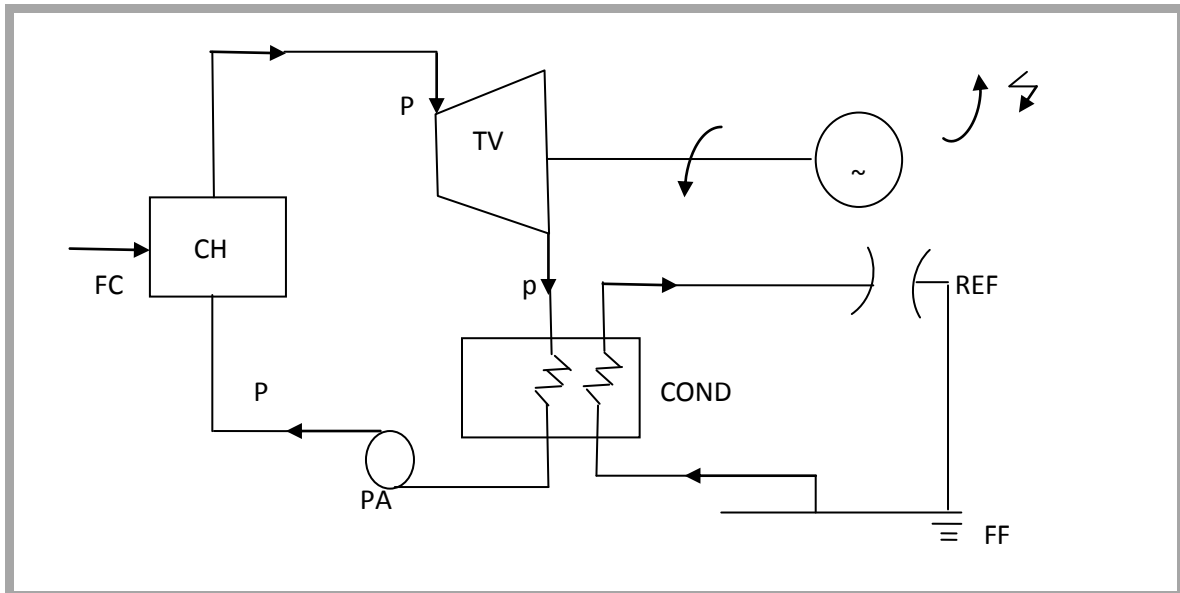
Este *rendimiento* no depende ni de la naturaleza del agente térmico (vapor, gas quemado...) ni de la cantidad empleada.

En las máquinas reales, este rendimiento térmico deberá todavía ser multiplicado por un rendimiento mecánico para tener en cuenta las imperfecciones técnicas de las máquinas,

<sup>2</sup> En el caso de la energía hidráulica, el agua “aguas arriba” es considerada como idéntica al agua “aguas abajo”: el agente energético está “siempre en su estado inicial”.

como lo hicimos en el cálculo de la turbina hidráulica que escapa a la “maldición de Carnot”.

Sucede lo mismo con las *turbinas eólicas* que transforman la velocidad del viento, que se ocasiona por *una diferencia de presiones en el aire* aguas arriba y aguas debajo de la máquina, en energía cinética de rotación, sin recurrir a un proceso de conversión termomecánica.



**Figura 5.61 a**

Las máquinas térmicas reales están *doblemente limitadas en rendimiento*: por el principio mismo de factibilidad de la transformación de la energía térmica ( $\eta < 1$ ) y por las diversas pérdidas que se producen a lo largo de la realidad técnica de la máquina que produce el ciclo.

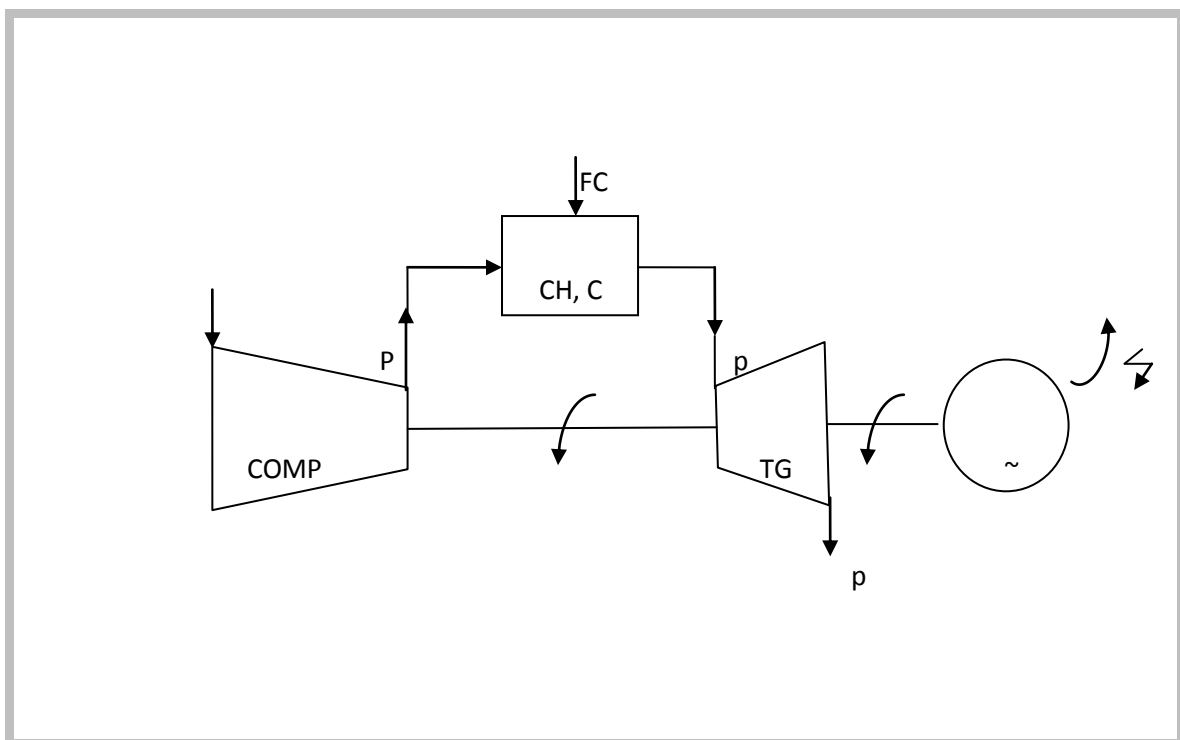
Históricamente todo el esfuerzo tecnológico de incremento de la eficacia energética de los modos de conversión termomecánica de la energía consistió en tratar de *incrementar* la temperatura de la fuente caliente  $T_c$  y *disminuir* la temperatura de la fuente fría  $T_f$ . Esto se consiguió de forma espectacular, recurriendo cada vez más a materiales siempre más sofisticados., susceptibles de recibir sin daños, sobre las partes móviles de la turbina, un fluido (vapor, gas) de temperaturas cada vez más elevadas. Un ejemplo es, a partir de los años 1980, la construcción de turbinas a gas (donde el agente térmico es gas quemado en una caldera, y enviado bajo presión a la turbina para ponerla en rotación) cuyas partes móviles están recubiertas por materiales protectores, que permiten el incremento de  $T_f$  y por lo tanto de  $\eta$ . Este progreso tecnológico fue la base del desarrollo industrial de los ciclos combinados también llamados “turbinas gas-vapor”, TGV.

Otro ejemplo, más operativo y vinculado a la temperatura de la fuente fría  $T_f$  es la fuerte diferencia de rendimiento que puede alterar la eficiencia de una instalación si  $T_f$  es muy elevada (climas cálidos, temperaturas de agua de refrigeración muy altas,...).

Desde el punto de vista tecnológico, podemos ilustrar estos principios mediante el caso de turbinas de vapor (TV) y turbinas de gas (TG):

- Las turbinas de vapor (TV) se utilizan esencialmente en las grandes centrales de producción eléctrica (carbón, nuclear) y utilizan *el vapor como agente energético*.

La figura 5.61 a ilustra el ciclo. El agua es inyectada bajo presión por la bomba de alimentación PA, y es enviada a la caldera CH donde es vaporizada. La caldera es la *fente caliente* de Carnot y el calor puede provenir de la combustión de un combustible fósil (carbón, gas) o de la fisión del átomo en las centrales nucleares. El vapor de alta presión es enviado a la TV, donde se expande. Por la expansión del vapor en la TV el calor se transforma en trabajo. En una primera aproximación, es también la *diferencia de presiones* entre la entrada y la salida del TV que va a jugar el rol de “diferencia de potenciales” del agente energético. Será necesario entonces lograr una presión elevada a la entrada y una presión lo más baja posible a la salida.



**Figura 5.61 b**

Si el vapor entra a la turbina a una presión  $P$  y sale a una presión  $p$ , la fuerza que va a ejercer – y que se va a transformar en trabajo – es *grosso modo* proporcional a  $(P - p)$ . Será entonces de interés del proceso incrementar  $P$ , pero también *disminuir*  $p$ . Si el vapor se escapa a la atmósfera, se va a *condensar* allí a una temperatura de  $100^\circ\text{C}$  y  $T_f$  va a ser igual a  $100^\circ\text{C}$ , y la presión de salida será igual a  $1\text{ kg/cm}^2$ .

Para *bajar* en forma simultánea la temperatura y la presión, se utiliza el *condensador* (COND), en el cual se hace circular agua de enfriamiento (por circuitos diferentes). Cuanto más fría es la temperatura del agua del condensador ( $T_f \ll$ ), más baja es la presión: estamos aumentando la “diferencia de potencial”  $(P - p)$  (por ejemplo  $p = 0,1 < 1\text{ kg/cm}^2$  si  $T_f \sim 40^\circ\text{C} < 100^\circ\text{C}$ ).

El agua del circuito de condensación será descargada a la fuente fría FF (río, mar, o llegado el caso mediante una torre de refrigeración REF) cuya temperatura determinará, *in fine*,  $T_f$ .

El agente energético (agua), será recuperado por la bomba de alimentación PA, *continuando de esta forma el ciclo*.

- las TG son utilizadas esencialmente en instalaciones de punta o, asociadas con una caldera de recuperación aguas abajo, para formar los Ciclos Combinados, TGV, “turbinas gas-vapor”.

El principio en este caso es más simple (fig. 5.61 b): el agente energético es el aire. Es aspirado por un compresor (COMP) que incrementa fuertemente la presión, y lo envía a la cámara de combustión (CH, C), fuente caliente, donde quema con el combustible (el gas) para luego expandirse en la TG. La potencia útil de la TG es la que ella desarrolla ( $P_{TAG}$ ) *menos* la que es utilizada para hacer funcionar el compresor ( $P_C$ ):

$$P_U = P_{TAG} - P_C \text{ (MW)}$$

Luego de su expansión en las turbinas los gases de combustión pueden ser recargados a la atmosfera que constituye la *fente fría* ( $T_f$ ) del ciclo de gas, o inyectados en una caldera para la que van a constituir la *fente caliente* ( $T_c$ ) de la caldera (a vapor) aguas abajo.

En la Tabla siguiente se resumen estas consideraciones:

<b>Turbinas</b>	<b>Agente Energético</b>	<b>Potencia (MW)</b>
Hidráulicas	Agua	$P = gG\eta(\Delta H)$
Eólicas	Viento	$P = G\eta(\Delta p)$
TV	Vapor	$P = GK\eta(\Delta p)$
TG	Gas	$P = GK\eta(\Delta p)$

donde:

- $G$  son los caudales volumétricos;
- $\eta$  los rendimientos;
- $K$  coeficientes de conversión de unidades;
- $(\Delta p)$  o  $(\Delta H)$  las diferencias de potencial respectivas

Debemos destacar todavía las siguientes características, que desempeñan un papel importante en la economía de la electricidad (ver Cuadro 5.10):

- las centrales no pueden funcionar por debajo de un *mínimo técnico* de su potencia nominal. La estabilidad de circulación del agente energético, la distribución armoniosa de los flujos térmicos, etc. hacen que la *potencia mínima* a la que una central puede funcionar es del orden del 30% al 50% de su potencia nominal;
- independientemente de los costos de funcionamiento fijos y variables, una central no puede *arrancar* sin estar sometida a *gastos fijos de arranque* (€/arranque), lo que condiciona sus respectivas economicidades;



- la regulación de la potencia de las centrales se hace por etapas sucesivas, que corresponden a la menor o mayor apertura de los “segmentos de admisión” de vapor en la turbina. Una vez que se han abierto estos segmentos, la máquina funciona a potencia máxima: las centrales son por lo tanto unidades de producción *inelásticas* y cada grado de apertura corresponde a *intervalos* de rendimientos térmicos – y por lo tanto de costos proporcionales diferentes;
- algunas centrales están equipadas con sistemas llamados de “*black start*” que les permite (*re*) *arrancar* aunque la red sobre la que están conectados está fuera de servicio (grupos diesel, por ejemplo 2 x 2,5 MW).

Otros medios de producción de electricidad transforman directamente la energía térmica en electricidad, *sin pasar por el trabajo mecánico*, y por ende por el ciclo de Carnot, por ejemplo los sistemas llamados “magnetohidrodinámicos” (MHD). Las celdas fotovoltaicas transforman directamente la energía lumínica en electricidad.

La tabla 5.12 presenta un esquema tipológico de los diferentes modos de producción de energía eléctrica:

Energías	Modalidades de transformación movilizadas		
	Térmica (T) Lumínica (L)	Mecánica	Eléctrica
Hidráulica		● →	→ ●
Solar Térmica	● →	→ ●	→ ●
Solar Fotovoltaica	● →		→ ●
Eólica		● →	→ ●
Carbón, gas natural	● →	→ ●	→ ●
Nuclear	● →	→ ●	→ ●

**Tabla 5.12**

#### 4 La energía reactiva

La energía reactiva es una realidad física que también es difícil de describir en términos no técnicos y resulta fundamental en la explotación y mantenimiento de la seguridad de los sistemas eléctricos. Es generalmente mal o poco comprendida y muchas veces ignorada, erróneamente.

En la figura 5.52 representamos las variaciones sinusoidales a lo largo del tiempo de la corriente (la intensidad, medida en amperios) y de la fuerza electromotriz (la tensión, medida en voltios).

Nada dice, a priori, de forma general que tensión y corriente serán siempre en *fase*, es decir admitirán ambas los puntos comunes P, Q ... sobre el gráfico. Esta identidad postula que los elementos técnicos constitutivos de la red sobre la cual una conduce a la otra sean *resistencias eléctricas puras* como hemos supuesto hasta aquí. Por ejemplo, los arrollamientos de una máquina eléctrica, y en general cualquier *bobina* ubicada sobre un sistema constituye lo que llamamos una *inductancia* y todo va a pasar como si esta tuviera como efecto *retardar* la aparición de la corriente respecto al momento en el que se produce la tensión, según la siguiente expresión:  $V = L di/dt$ , donde L es el valor de la inductancia.

<b>CUADRO 5.10</b>						
<b>Costos y restricciones de explotación indicativos para cada tipo de central (1)</b>						
	<b>Centrales nucleares</b>	<b>TV Centrales térmicas a vapor (c. Fósiles)</b>	<b>TG Centrales térmicas a combustión</b>	<b>TGV - CCGT Central térmica ciclo combinado</b>	<b>Centrales hidráulicas</b>	<b>Centrales eólicas</b>
Módulo promedio	de 500 a 1200 MW	de 125 a 750 MW	de 20 a 200 MW	de 350 a 800 MW	de 20 a 1000 MW	de 1 a 5 MW
Costo variable (rendimiento)	CV bajo / R: medio (~ 33%)	CV medio / R: medio (~ 37/46%)	CV alto / R: bajo (~ 30/40%)	CV medio / R: alto (~ 50/60%)	CV bajo / R: alto	CV bajo / R: alto
Costo de arranque	-		de 10 a 30 €/MWh		despreciable	despreciable
Capacidad mínima de producción (% módulo)	~ 50%	~ 20 a 50%	~ 50 a 80%	~ 40 a 60%	< 1 MW	< 1 MW
Restricción de velocidad	~ 1 a 6 MW/min	~ 2 a 6 MW/min	~ 10 a 15 MW/min	~ 10 MW/min		
Tiempo de arranque	40 horas en frío, 12 a 18 horas en caliente	6 a 20 horas en frío, 4 a 15 horas en caliente	10 min a 1 hora	2 horas a 6 horas	1 a 5 minutos	< 1 minuto

<b>Ejemplos</b>	<b>Nuclear</b>	<b>Carbón</b>	<b>TG</b>	<b>TV</b>
Módulo (MW)	1046	736	100	427
Rendimiento	33%	46%	42%	58%
Costo de arranque (€)		50000		20000
Capacidad mínima de producción (MW)	493	184	40	244
Restricción de velocidad	1 MW/min	6 MW/min	15 MW/min	10 MW/min
Tiempo de arranque	40 h	10 h	10 min	4 h

A la inversa, aparatos eléctricos como los *condensadores* (o *capacitores*) tienen como efecto *adelantar* la aparición de la corriente:

$$i = C dv/dt$$

donde C es el valor de la capacitancia. No existe ninguna analogía ni explicación física “simple” de la energía reactiva que resista el análisis.

La más defendible es la que la asemeja a la *fuerza de inercia* mecánica: la aceleración de una masa *M* (es decir la *variación* de su velocidad *v* en el tiempo) bajo el efecto de una fuerza *F* estará dada por:

$$F = M dv/dt$$

Se puede observar la analogía de forma de ambas ecuaciones. Para intentar una comparación física heroica podríamos escribir:

- para *arrancar* un vehículo (por ej. vencer su fuerza de inercia), hay que darle combustible (potencia activa) para “no hacer otra cosa” que poner el vehículo en movimiento;
- cuando el vehículo comienza a rodar, el combustible inyectado en el motor produce un efecto útil (potencia activa) sin necesidad de continuar contrarrestando la fuerza de inercia;
- para *detener* el vehículo, habrá que disipar energía activa para el frenado (efecto térmico de rozamiento) sin “otro efecto útil” que vencer ahora la “inercia del movimiento”.

Los arranques y paradas de un automóvil necesitan la utilización de energía activa (proporcionada al motor por el carburante), como la continua tensión en servicio y la circulación de potencia en una red necesita también de energía activa, utilizada para vencerlos efectos de “inercia electromagnética” del sistema.

Pero esto es una alegoría. Los verdaderos efectos de la inductancia y de la capacitancia/condensadores residen en el establecimiento de un *nivel de energía electromagnética* en todos los elementos del sistema (magnetización).

En corriente alterna sinusoidal, estos efectos son en el origen respectivamente de *un adelanto o de un retraso* de la tensión en relación a la corriente (fig. 5.62). Para ilustrar este efecto podríamos representar sobre un diagrama la descomposición de la corriente *I* en dos elementos, uno que está en *fase* con la tensión y otro que está en *cuadratura de fase* con esta.

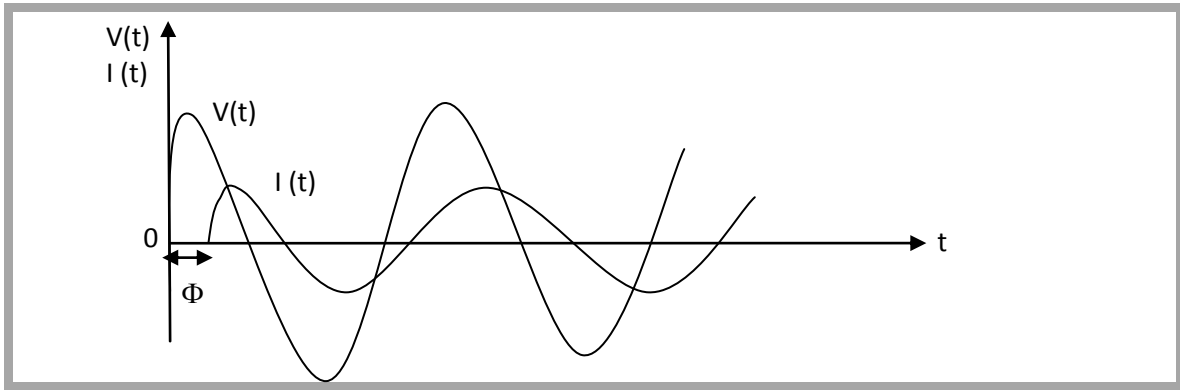


Figura 5.62 – Retraso de fase entre V e I por inductancia

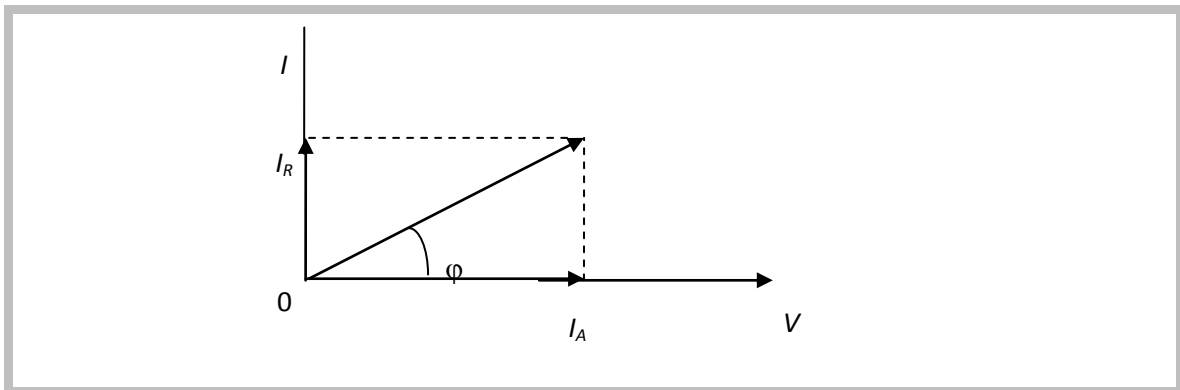


Figura 5.63

Si admitimos que el ángulo  $\phi$  es representativo del retraso de fase temporal  $\Phi$  observado en la figura 5.62, podemos calcular:

$$P = V \cdot I \cos \phi$$

donde  $P$  es la potencia eléctrica llamada *activa* (medida en Watts, o en MW), única susceptible de producir un *efecto mecánico o térmico útil*;

$$\text{y } Q = V \cdot I \sin \phi$$

donde  $Q$  es la potencia llamada *reactiva* (medida en VAR, volt-ampere reactivo, o en MVAR).

El retraso de fases entre  $V$  e  $I$  parece por lo tanto *limitar* la potencia activa útil ( $\cos \phi < 1$ ) en beneficio, si podemos decirlo así, de una potencia reactiva con la que no sabemos que hacer... La primera afirmación es cierta, la segunda no lo es.

En efecto, encontramos que todo sistema eléctrico real contiene elementos resistivos, inductivos y capacitivos simultáneamente. Por ejemplo:

- los alternadores, explotados en forma conveniente, producen energía activa y energía reactiva;

- los procesos industriales de los clientes tienen generalmente una naturaleza inductiva (los hornos eléctricos en siderurgia, por ejemplo), pero otros son “capacitivos”, los primeros consumen energía reactiva, los segundos la producen;
- la misma red (líneas aéreas o cables subterráneos) se comporta y se modeliza como un conjunto de elementos resistivos, inductivos y capacitivos (fig. 5.64): el conductor es “resistivo” e “inductivo”, su proximidad al suelo con el aislador crea un efecto “capacitivo”.

Además, si bien parece evidente que la potencia activa producida por una central (MW) debe ser igual en todo instante (más las pérdidas) al efecto útil recibido por los clientes (fuerza motriz, calefacción, iluminación, procesos industriales,...) se demuestra que la energía reactiva también se conserva y que en el punto de equilibrio, el reactivo producido (generadores, capacitores) corresponde al reactivo consumido en las líneas y por los consumidores. Se trata por lo tanto de equilibrar la red a nivel de potencias y energías reactivas, como se la debe equilibrar a nivel de potencias y energías activas. Porque? Porque el buen equilibrio de los elementos *reactivos* es el que va a *asegurar la estabilidad a nivel de las tensiones (V o kV) de la red*. Sin querer aportar aquí la demostración, alcanza con saber que la energía reactiva es la que “magnetiza” los diferentes componentes de un sistema (máquinas productoras de electricidad, líneas aéreas o cables subterráneos, aparatos receptores de los clientes) y asegura de esta forma el nivel de tensión requerido para el servicio.

Existe por lo tanto una *verdadera continuidad electromecánica* entre todos los elementos de un sistema eléctrico. La separación de las operaciones entre los diferentes elementos (unbundling) deseada por las directivas europeas de liberalización puede por cierto ser llevada a cabo, pero esta ruptura de “fluidez organizativa” debe ser aplicada con mucha precaución para evitar rupturas en el funcionamiento.

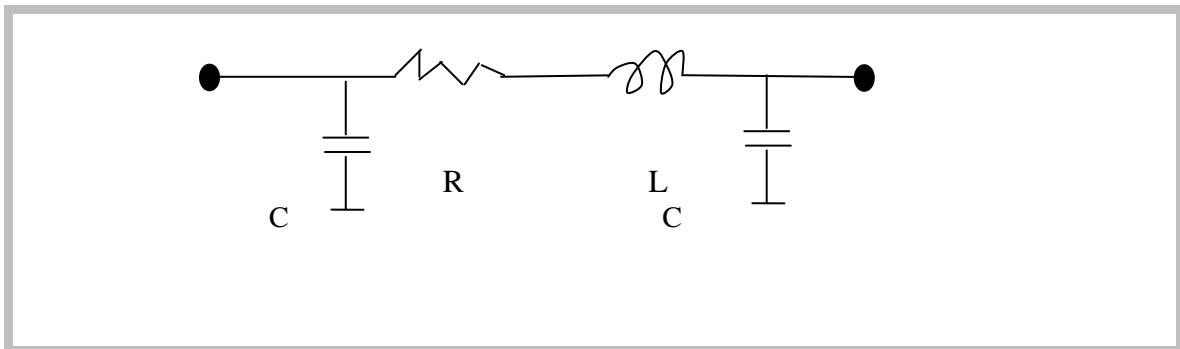


Figura 5.64

## 5 La estabilidad de los sistemas eléctricos

Sobre la base de algunos indicadores técnicos propuestos en las secciones precedentes se pueden formular las siguientes precisiones:

La estabilidad de un sistema eléctrico reclama *la permanente realización de dos equilibrios*:

- el de las potencias *activas*, es decir el equilibrio entre las potencias activas inyectadas en la red por las centrales y las consumidas por los clientes, sin el

cual se alejaría la *frecuencia* de la red (Hz) de su valor nominal y, mas allá de un cierto umbral, provocaría el accionamiento de las protecciones automáticas calibradas sobre esta frecuencia, poniendo fuera de servicio las partes de la red que se vean afectadas;

- el de las potencias *reactivas*, es decir el balance entre producción y consumo de energía reactiva por todos los elementos del sistema, sin el cual la *tensión* (kV) se apartaría de los valores requeridos y, nuevamente, los sistemas de protección regulados a la tensión de funcionamiento, desencadenarían la desconexión de las partes del sistema que se vean afectadas.

Por efecto acumulativo, el impacto del déficit de producción de una parte de la red fuera de servicio sobre el resto de la red que se mantuvo conectado puede desequilibrarlo y ocasionar un derrumbe completo del sistema por “efecto domino”.

Para limitar estos riesgos, deben mantenerse *en reserva medios de producción* y mantener una buena *regulación de tensión*. El recurso sobre estos medios debe intervenir en *plazos extremadamente cortos* (hablamos de “plazos cortos” entre 1 y 20 segundos luego de la perturbación y de “largo plazo” para un periodo que va de 1 a 30 minutos).

La tabla 5.13 resume esquemáticamente estas consideraciones y la tabla 5.14 enumera cada uno de los grandes incidentes ocurridos en las redes en los últimos veinte años, mencionando sus orígenes y sus principales consecuencias.

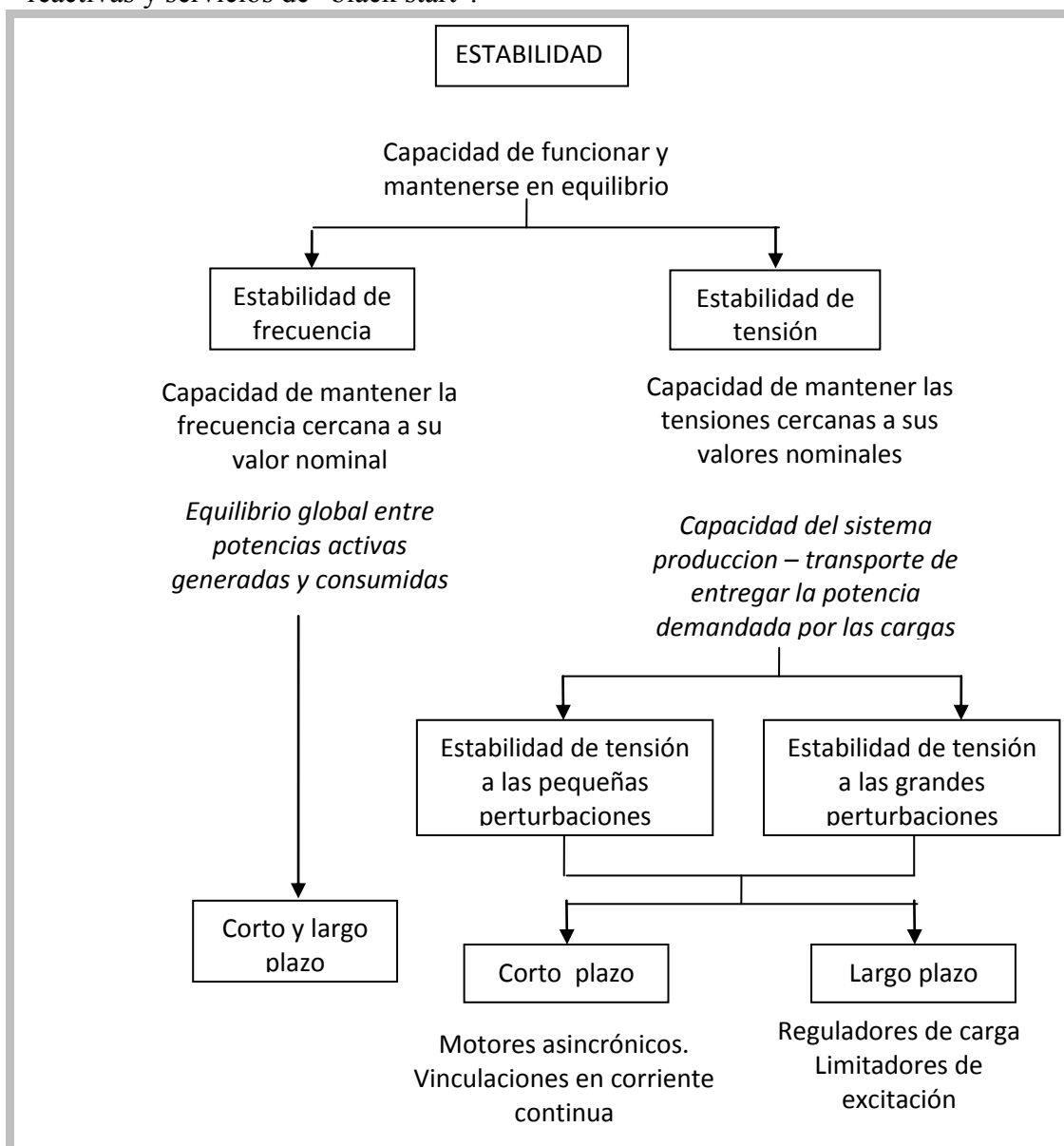
\*

En conclusión, refrescar los conocimientos de física y técnica, si bien en forma breve, pero que esperamos resulten ilustrativos, nos lleva a poder confirmar la introducción de esta sección: las características físicas de la electricidad *condicionan fuertemente* la pertinencia de los análisis que se pueden hacer en este sector desde el punto de vista económico, ecológico, político e institucional:

- la continuidad de los procesos de producción condiciona la existencia de la energía eléctrica: *hay una fuerte restricción por su carácter no almacenable*;
- la tecnología de los medios de producción produce diversas *no – convexidades* (gastos de arranque, por ejemplo), que son propias de la electricidad; estas *no – convexidades*, agregadas al carácter no almacenable deben prepararnos al análisis de equilibrios económicos muy específicos;
- las centrales son unidades de producción muy *inelásticas*: su producción máxima es muy cercana a su potencia nominal;
- el principio que rige la transformación de calor en trabajo mecánico postula la *restitución de calor* a una fuente fría. Estas *descargas* no constituyen de ninguna manera un indicador de mala gestión operativa;
- la búsqueda constante de la eficacia energética en los grandes sistemas de producción pasa por mejoras operativas diarias, pero presenta oportunidades de *rupturas tecnológicas*, como ha sido el caso de los CCTG, por ejemplo;
- la electricidad, y los flujos de potencia, se reparten en las diferentes ramas de una red según una suerte de “ley de la mayor pendiente”: los datos técnicos de

la red varían *continuamente*, es imposible determinar *caminos invariantes* para estos flujos;

- los diferentes elementos de un sistema se vinculan entre sí por una *continuidad electromagnética* que se debe preservar y pilotear, aunque estos elementos pertenezcan a actividades legales u organizativas diferentes; en caso que no se quiera fragilizar o desestabilizar el sistema;
- La estabilidad del sistema postula la permanencia de *dos equilibrios*, el de las potencias activas, inyectadas (centrales) o retiradas (clientes) sobre la red y el de las potencias reactivas provistas por las centrales y consumidas o producidas por los otros elementos que intervienen en el sistema (la misma red, la naturaleza de las instalaciones de los clientes);
- En fin, llamaremos *auxiliares* a los servicios que un productor debe proveer ala red (mediante un contrato con el operador o recurriendo al mercado) y que, sobre la base precedente pueden resumirse en potencias de reserva, potencias y energías reactivas y servicios de “black start”.



**Tabla 5.13 Estabilidad: clasificación y breve descripción (corto plazo: típicamente 1 a 20 segundos luego de la aparición de la perturbación – largo plazo: algunos minutos a decenas de minutos)**

Fecha	Localización	Evento iniciador
4 agosto 1982	Bélgica	Falla de estabilidad de la tensión, por producción insuficiente de energía reactiva
12 julio 1987	Francia	Tensión de red muy baja
14 agosto 2003	NE USA y Canada	Sobrecargas en cascada no controladas
23 agosto 2003	Helsinki	Problemas de protección ocasionan desconexiones intempestivas
28 agosto 2003	Londres	Desconexión intempestiva de una línea luego de un retraso de corriente sobre esta
23 septiembre 2003	Sur de Suecia y Este de Dinamarca	Perdida de 1200 MW de producción seguido de doble falla en juego de barras
28 septiembre 2003	Italia	Sobrecargas en cascada en Suiza; separación de Italia del resto de la UCTE
12 julio 2004	Atenas y sur de Grecia	Perdida de una unidad de 300 MW, desconexión intempestiva de otra unidad de 150 MW. Muchas otras desconexiones y fragmentación del sistema
4 noviembre 2006	Francia, Bélgica, España	Incidente en el norte de Alemania, afecta a 10 millones de clientes, incluidos en algunos barrios de París y en Marruecos
18-19 enero 2007	Polonia	Tempestad derriba gran cantidad de líneas
Enero 2008	Polonia	Sobrecargas ocasionadas por "loops-flows" entre Alemania y Polonia vía la conexión de Szczecin, seguida por un exceso de producción eólica.
3 octubre 2008	Francia (Sur)	Tempestad que saca de servicio líneas de 400 kV entre Niza y Marsella por desequilibrios entre oferta y demanda en los Alpes Marítimos 1,5 millones de clientes afectados

Fuentes: CAPAS, Bruselas, Evaluación del sistema eléctrico europeo (2006) y NES S. Electricity interconnexions for Europe (IFRI, 2009)

**Tabla 5.14 Características de algunos "black-out" importantes**



## BIBLIOGRAFIA

- Bishop, S., y Walker, M., *The Economics of EC Competition Law : Concepts, Application and Measurement*, London, Sweet & Maxwell, 2002, 634 p., p.84.
- Boiteux, M., “La tarification des demandes en pointe : application de la théorie de la vente au cout marginal”, *Revue Générale de l'Électricité*, LVIII, 8,1949.
- Calabrese, G., “Generating reserve capacity determined by the probability method” , *AIEE Trans*, vol. 66/1439, 1947.
- Cartier, J., WP, Ecole Polytechnique, Département Economie, 2009.
- CIGRE, “Classification of electricity market models worldwide”, TF c/5.2.1, 2005.
- CIGRE, “Lessons learned after one year of running a technical coordination service center in Central Western Europe”, (a publicar) C2-203, 2010.
- Cornwall Energy Assoc. y EEE Ltd, “An international assessment of competitive electricity retail mass markets”, 2009.
- Defeuilley, C. “Retail Competition in Electricity Markets”, *Energy Policy* 37/377-386, 2009.
- Everis-Mercados, “From regional markets to a single European market”, Informe a la DG-TREN, 17 diciembre 2009.
- Glais, M. y Laurent, Ph., *Traite d'économie et droit de la concurrence*, Paris, PUF, 1983, p.266.
- Grill, Ph. *Microéconomie 2*, Dunod, 1993
- Harris, C. *Electricity Markets*, Wiley & Sons, 2006.
- Hirschman, A., “The Paternity of an Index”, *The American Economic Review*, septiembre 1964.
- Hogan, W., “Avoiding the separation fallacy”, *The Electricity Journal*, diciembre 1995.
- Hogan, W., “On an energy only electricity market design for resource adequacy”, JFK School of Government, Harvard University, 2 septiembre 2005.
- Joskow, P., “Why do we need electricity retailers? Or can you get it cheaper wholesale?”, MIT, WP, 2000.
- Joskow, P., “Competitive electricity markets and investment in new generating capacity”, MIT, WP, junio 2006.
- Joskow, P., “Lessons learned from electricity market liberalization”, *The Energy Journal*, Numero especial, D. Newbery, 2008.
- Joskow, P. y Schmalensee, R., *Markets for Power: An analysis of electric utility deregulation*, Cambridge, MIT Press, 1983.
- Joskow, P. y Tirole, J., “Retail Electricity Competition”, *The RAND Journal of Economics*, 37-4, 799-815, 2006.
- Lerner, A.P., “The concept of monopoly and the measurement of monopoly power”, *The Review of Economic Studies*, junio 1934.
- Littlechild, S., “Why we need electricity retailers: a rely to Joskow on wholesale spot price pass-through”, Cambridge Working Papers in Economics, 0008, 2000.
- Littlechild, S., “Retail competition in electricity markets: expectations, outcomes and economics”, *Energy Policy*, 37/759-763, 2009.
- Mainguy, Y., *Economie de l'Energie*, Dunod, 1967.
- Meeus, L., “Power Exchange auction trading platform design”, KU Leuven, julio 2006, p. 39 y siguientes.

Perrot – Voisard, D. y Zachmann, G., “HHI, an irrelevant indicator without a relevant market”, Larsen, 2009.

Scherrer, F. y Ross, D., *Industrial Market Structure and Economic Performance*, Houghton Mifflin, 1990.

Shanker, R., “Comments on standard market design: resource adequacy requirement”, FERC, Docket RM01-12-000, enero 2003.

Stoffaes, Ch., *Entre monopole et concurrence*, P.A.U., 1994.

Stoft, S., *Power System Economics*, Wiley-Interscience, 2002.

Stoll, H.G., *Least Cost Electric Utility Planning*, Wiley & Sons, 324-326, 1989.

Wilson y Waddams-Price, “Do consumers switch to the best supplier?” WP, University of East Anglia, 2007.

**LA ENERGIA NUCLEAR**

6.1	Las grandes etapas de la industria nuclear	452
6.2	El ciclo de combustible nuclear	464
6.3	El costo del kWh nuclear	467
6.4	La gestión de los riesgos nucleares	470
6.5	La electricidad de mercado y la decisión nuclear	477
	Bibliografía	494

La energía nuclear, como lo mencionamos en el capítulo 1, representaba en 2008 el 7% de la energía primaria consumida y el 15% de la electricidad producida en el mundo. Su participación es muy variable de un país al otro y la casi totalidad de los reactores que hoy se encuentran en funcionamiento están localizados actualmente en los países desarrollados o en los llamados países emergentes. Sus perspectivas son, sin embargo, prometedoras para los países en desarrollo.

En este capítulo vamos a recordar las grandes etapas históricas de la industria nuclear (6.1) desde su emergencia hasta nuestros días, antes de pasar al análisis del ciclo de combustible (6.2), el costo del kWh nuclear y su competitividad en relación a sus substitutos (6.3), el riesgo nuclear (6.4) y las perspectivas de la energía nuclear en el contexto de liberalización de la industria eléctrica (6.5).

## **6.1 LAS GRANDES ETAPAS DE LA INDUSTRIA NUCLEAR**

### **6.1.1 Antecedentes históricos<sup>1</sup>**

La intuición del átomo se remonta a la Antigüedad. Hacia 450 AC, Leucipo desarrolla una teoría según la cual la materia no es indefinidamente divisible y pronuncia el nombre “átomos” (que no puede ser partido). Su discípulo Demócrito, retomará esta tesis que también será desarrollada por Epicuro y por Lucrecio. Pero es al físico francés H. Becquerel, con el descubrimiento de la radioactividad en 1896, a quien nos remontamos cuando damos inicio a la era atómica. Henri Becquerel constató que las placas fotográficas vírgenes se velaban en su embalaje cuando se las colocaba próximas a muestras de mineral de uranio, del que estudiaba la fluorescencia. Los aproximó con rayos X que venía de descubrir Rontgen, pero fueron Pierre y Marie Curie los primeros en aislar exitosamente los elementos químicos responsables de estos “rayos Becquerel”, especialmente el radio y el polonio. H. Becquerel, y Pierre y Marie Curie recibieron el premio Nobel de física en 1903 por haber descubierto la radioactividad.

Es el inglés Ernest Rutherford el primero en identificar en 1900 las radiaciones emitidas: rayos  $\alpha$ , que son núcleos de helio, rayos  $\beta$ , que son electrones y rayos  $\gamma$ , de igual naturaleza que los rayos X y que son fotones de alta energía. Los rayos  $\alpha$  pueden ser frenados con una simple hoja de papel, los rayos  $\beta$  con una hoja de aluminio, pero los rayos  $\gamma$  tienen una penetración muy fuerte y se requiere una lamina de plomo de gran espesor o de hormigón para detenerlos.

La primera teoría de las reacciones nucleares fue desarrollada en 1903 por Rutherford y Soddy, que describen la radioactividad como la transmutación espontánea de un átomo en

---

<sup>1</sup> Esta sección está inspirada en la presentación que hiciera en la Universidad de Montpellier Henri Piatier, ingeniero general del armamento (CEA) y ex director de gabinete de Francis Perrin, alto comisionado en la energía atómica (cf. *Cahier de recherche de CREDEN*). Ver también el capítulo sobre la energía nuclear de J. Percebois en el libro *Economie de l’Energie* publicado en 1989, que traza las grandes etapas históricas de la energía nuclear y el libro de Bertrand Goldschmidt, *Le complice atomique*, Fayard 1980. Remitirse también al libro de Marcel Boiteux *Haute Tension*, publicado en 1999 en Ediciones Odile Jacob que evoca la experiencia francesa.

un nuevo átomo distinto. En 1905, Albert Einstein establece su célebre fórmula de equivalencia entre la masa y la energía  $E = mc^2$  donde  $E$  representa a la energía,  $m$  la masa y  $c$  la velocidad de la luz (300.000 kilómetros por segundo). De esta forma, un gramo de materia contiene una energía igual al trabajo que realizaría una fuerza de 100.000 Newton cuyo punto de aplicación se desplaza 1.000 kilómetros. Los dos principios de conservación, el de conservación de la materia y el de conservación de la energía, que constituían hasta entonces los pilares de la física, fueron abolidos, como lo destaca Y. Mainguy (*Economie de l'Energie*, 1967, p. 407). La consecuencia es que la masa de un cuerpo puede ser inferior a la suma de las masas de sus elementos constituyentes y que además, la masa de un cuerpo es función creciente de su velocidad.

El inglés James Chadwick, en 1932, descubre el neutrón, y poco tiempo después, el alemán Werner Heisenberg publica la hipótesis según la cual todos los núcleos están constituidos por un montaje de protones y neutrones (los nucleones), unidos entre sí por fuerzas nucleares como los electrones lo están al núcleo por fuerzas electromagnéticas. Como decía H. Pitier, todo se aclaraba:

- el número atómico de la tabla de Mendeleiev se convierte en la cantidad de protones del núcleo y es igual al número de electrones periféricos del átomo;
- el número de masa del átomo es la cantidad de nucleones, protones y neutrones, contenidos en el núcleo;
- los isótopos son átomos cuyo núcleos tienen la misma cantidad de protones, y por lo tanto la misma cantidad de electrones y las mismas propiedades químicas, pero un número de neutrones diferente.

A excepción del hidrógeno, los núcleos de los elementos más ligeros contienen una cantidad de neutrones al menos igual a la cantidad de protones,; cuanto más pesado es el núcleo, más elevada es la proporción de neutrones que contiene. Es en particular el caso del núcleo más pesado, el uranio 238, que contiene 92 protones y 146 neutrones (es decir 61% de neutrones). Los núcleos pesados son los más “inestables” y esto es muy importante para comprender el fenómeno de la fisión.

En 1934, Irene y Federico Joliot-Curie descubren la radioactividad artificial. Bombardeando una lámina de aluminio con partículas  $\alpha$ , descubren que es posible crear núcleos de un tipo nuevo, de carácter inestable (en este caso, el fósforo 30). Reciben por ello, en 1935, el premio Nobel de Química, mientras que Chadwick recibe el mismo año el premio Nobel de Física por haber descubierto el neutrón.

Posteriormente el italiano Enrico Fermi emite la hipótesis según la cual el neutrón es el medio ideal para provocar la radioactividad artificial (su ausencia de carga eléctrica lo sustrae de la repulsión de los núcleos) y esto es más fácil si la velocidad del neutrón es baja. La probabilidad de captura de un neutrón por un núcleo es, en efecto, inversamente proporcional a su velocidad. Se toma el trabajo entonces, de irradiar todos los elementos con neutrones lentos para inducir en ellos una radioactividad artificial. Las cosas “se ponían raras cuando irradiaba el uranio”, recuerda H. Pitier. Se inducían en este mineral radioactividades análogas a aquellas, ya conocidas, de elementos más ligeros, mientras que

en principio se esperaba encontrar elementos más pesados. El alemán Otto Hahn (ayudado por su adjunto Strassmann) fue quien primero “tuvo la valentía de afirmar en 1938 que los elementos radioactivos que se obtenían irradiando el uranio con neutrones eran efectivamente elementos del medio de la tabla de Mendeleiev pues, bajo el efecto de los neutrones, el núcleo del uranio se partía en dos. Se acababa de descubrir la fisión del uranio”. En realidad fue Lisa Meitner, una ex colaboradora de Otto Hahn refugiada en Suecia que, con la ayuda de su sobrino Otto Frisch, lo había puesto en la pista de esta hipótesis<sup>2</sup>. Otto Hahn recibió el premio Nobel de Química en 1944.

Se sabía ahora que la fisión de un núcleo pesado de uranio iba acompañada de una enorme liberación de energía en virtud de la fórmula de Albert Einstein ( $E = mc^2$ ). El conjunto de productos de la fisión tiene una masa inferior a la del uranio y la diferencia se transforma en energía. Se sabía también que de los dos isótopos del uranio, el uranio 235 y el uranio 238, solo el 235 era susceptible de ser fisionado bajo el efecto de un bombardeo de neutrones. Respecto al uranio 238, se transformaba en uranio 239, luego en neptunio 239 y finalmente en plutonio 239, el que también es fisible.

Como la fisión del uranio 235 es acompañada de la liberación de dos a tres neutrones (ya que el núcleo de uranio contiene una mayor proporción de neutrones que el “núcleo-hijo”) es posible considerar una reacción en cadena. Este mecanismo de la reacción en cadena fue puesto en evidencia por el equipo del Collège de France en París en 1939 (Frederick Joliot-Curie, Hans von Halban y Lew Kowarski) que patentó el mismo.

Habría una reacción en cadena si, luego de una fisión, los neutrones emitidos golpean a su turno a núcleos fisibles que, al escindir-se, darán origen a otros neutrones. Para ello, se debe reducir la velocidad de los neutrones y reunir una densidad mínima de materia fisible (noción de masa crítica<sup>3</sup>). Reducir la velocidad de los neutrones significa hacer pasar su velocidad de 20.000 km/s a 2 km/s. El principio de la central nuclear consiste en controlar la reacción en cadena para obtener una cierta cantidad de energía durante una cierta cantidad de tiempo. El principio de la bomba atómica consiste, por el contrario, en acelerar la reacción en cadena para obtener el máximo de energía en un instante. La desintegración de un gramo de uranio 235 libera tanta energía como la combustión de 2 toneladas de petróleo o de 3 toneladas de carbón. El problema reside en que el isótopo 235 está presente en la naturaleza en una proporción igual al 0,7% del uranio natural, mientras que el uranio 238, que es fértil y no fisible (y se transforma en pocos minutos en Pu 239) representa el 99,3% del uranio natural.

---

<sup>2</sup> Esta hipótesis de la fisión había sido considerada en 1934 por una joven química alemana, Ida Noddack, que publicó un artículo en este sentido en una revista de química aplicada. En esa época, E. Fermi como O. Hahn se rehusaron a mencionar esta hipótesis porque según decían ellos “no ridiculizarla, porque era absolutamente absurdo imaginar que el núcleo del uranio podía estallar en numerosos pedazos”. Cambiarían de opinión algunos años más tarde.

<sup>3</sup> “Toda esfera de uranio 235 de masa inferior a la masa crítica es un trozo de metal inofensivo; toda esfera de masa mayor se transforma instantáneamente en el origen de una terrible explosión” (B. Goldschmidt, op.cit. 1980). La masa crítica es del orden de 20 kg. en promedio.

De la desintegración de un radio nucleído no se obtiene necesariamente, en principio, un nucleído estable. De esta forma se requieren 14 transmutaciones sucesivas para que el uranio 238 se transforme en plomo 206.

Enrico Fermi fue el primero en demostrar en 1942 que es posible obtener una reacción en cadena controlada. El reactor, formado por un agrupamiento de cubos de grafito y barras de uranio, estaba ubicado sobre las gradas de un estadio desafectado de la universidad de Chicago (el nombre de “pila atómica” se mantendrá durante mucho tiempo utilizado por los investigadores).

El uso militar de la energía nuclear precedió sus aplicaciones civiles ya que, como consecuencia de la Segunda Guerra Mundial y el lanzamiento del proyecto Manhattan, los Estados Unidos hicieron explotar la primera bomba experimental el 16 de julio de 1945 en Alamogordo y usaron el arma atómica contra Japón en agosto de 1945 (el 6 sobre Hiroshima y el 9 sobre Nagasaki).

El verdadero despegue de la industria nuclear civil mundial comienza en 1955 (conferencia internacional “Átomos para la Paz” en Ginebra) cuando comienza a ser posible obtener uranio enriquecido en el mercado internacional (especialmente en los Estados Unidos) y, de golpe, la tecnología PWR y la tecnología BWR que utilizan uranio enriquecido van a reemplazar a las tecnologías que utilizan uranio natural y agua pesada como moderador.

<b>CUADRO 6.1</b>	
<b>Algunas fechas claves en la historia de la industria nuclear</b>	
1896	Descubrimiento de la radioactividad natural por el francés Henri Becquerel (sales de uranio)
1897	Descubrimiento del electrón por el inglés Thomson
1898	Descubrimiento de dos nuevos elementos radioactivos (el plutonio y el radio) por los franceses Pierre y Marie Curie.
1900	Descubrimiento de los rayos $\alpha$ y $\beta$ por el inglés Rutherford
1905	Albert Einstein enuncia la ley de equivalencia entre materia y energía ( $E = mc^2$ )
1911	Descubrimiento del núcleo del átomo por Rutherford
1932	Descubrimiento del neutrón por el inglés Chadwick
1934	Descubrimiento de la radioactividad artificial por los franceses Irene y Frederick Joliot – Curie
1938	Descubrimiento del principio de la fisión atómica por los alemanes Otto Hahn y Fritz Strassmann
1939	Confirmación del mecanismo de reacción en cadena por el equipo francés Joliot-Curie, von Halban y Kowarski. Cuando el núcleo del uranio se parte bajo el impacto de un neutrón, muchos otros neutrones son eyectados y pueden a su turno provocar nuevas fisiones (descubrimiento asimismo del rol de “moderador” del agua pesada).
1941	Lanzamiento del programa Manhattan en los Estados Unidos (búsqueda de una reacción en cadena explosiva).
1942	(2 diciembre) En la universidad de Chicago se presenta la primera pila atómica construida por Enrico Fermi

1945	(16 julio) Ensayo en Alamogrande, Nuevo México, Estados Unidos, de la primera bomba atómica
1945	(6 y 9 julio) Destrucción de Hiroshima por una bomba de uranio enriquecido y luego de Nagasaki por una bomba de plutonio
1946	Primer reacción nuclear controlada por la Unión Soviética (URSS)
1947	Construcción de la primera pila atómica canadiense y de la primera pila atómica británica
1948	Construcción de la primera pila atómica francesa (ZOE)
1949	(29 agosto) Primera explosión atómica soviética
1951	Primera producción experimental de electricidad nuclear en los Estados Unidos
1952	(31 octubre) Primera explosión de una bomba H americana en Enivetok en el océano Pacífico (principio de fusión y no de fisión)
1953	(febrero) Lanzamiento del Nautilus, primer submarino nuclear americano
1953	(12 agosto) Explosión de la primera bomba H soviética
1954	(28 febrero) Explosión en Bikini de una bomba H americana de gran potencia (contaminación de una zona importante)
1955	Desarrollo industrial de la energía nuclear en los Estados Unidos (programa “Átomos para la Paz”)
1958	(abril) Producción por la pila de GI de Marcaule de los primeros kWh nucleares franceses
1960	(13 febrero) Primera explosión nuclear francesa en Reggane (Argelia)
1962	En Bélgica, entra en servicio el primer reactor de presión occidental fuera de los Estados Unidos (Belgian Reactor 3 – BR3) sobre la base del reactor de Shippingport construido por la Westinghouse en Estados Unidos
1963	(5 agosto) Un tratado (Partial Test Ban Treaty), firmado en Moscú entre los Estados Unidos, Gran Bretaña y la Unión Soviética, prohíbe los ensayos nucleares en la atmósfera, en el espacio y bajo el agua (solo son autorizados los ensayos subterráneos).
1964	(16 octubre) Primera bomba atómica china (uranio enriquecido)
1967	(14 febrero) Firma del tratado de desnuclearización de América Latina (tratado de Tlatelolco)
1968	(1 julio) Firma del tratado de no proliferación de armas nucleares (TNP) por parte de los Estados Unidos, Gran Bretaña y la Unión Soviética
1974	(18 mayo) Primera explosión nuclear india (bomba de plutonio)
1979	(28 marzo) Grave accidente en el reactor nuclear 2 en la central americana Three Mile Island
1986	(25 abril) Muy grave accidente en la central nuclear soviética de Chernóbil (Ucrania)
Fuente: J. Percebois, Economie de l’Energie, 1989	

### 6.1.2 Las principales cadenas nucleares (fisión)<sup>4</sup>

Los reactores que se encuentran actualmente en funcionamiento en el mundo (cf. tabla 6.1) son reactores de “neutrones lentos” (llamados “térmicos”) en los que la densidad de materia fisible es baja; aunque existen algunos reactores de neutrones rápidos.

<sup>4</sup> Para una presentación más completa, remitirse a los libros de B. Barré y J.P. Bauquis (2007) y de J.P. Angelier (1997). Ver también J. Percebois (1989)



<b>Tabla 6.1 – La industria nuclear en el mundo en 2008</b>		
<b>País (clasificación/reactores)</b>	<b>Cantidad de reactores en funcionamiento en 2008</b>	<b>Participación nuclear en la producción de electricidad (%)</b>
Francia	59	78
Reino Unido	23	20
Alemania	18	32
Suecia	11	52
España	9	23
Bélgica	7	55
República Checa	6	31
Eslovaquia	6	56
Suiza	5	40
Hungría	4	34
Finlandia	4	27
Lituania	2	72
Eslovenia	1	39
Países Bajos	1	4
<b>Europa</b>	<b>156</b>	<b>30</b>
<b>Estados Unidos</b>	<b>104</b>	<b>20</b>
<b>Japón</b>	<b>55</b>	<b>25</b>
<b>Rusia</b>	<b>31</b>	<b>17</b>
<b>Total Mundial</b>	<b>438</b>	<b>15</b>

Fuente: CEA

En los reactores de neutrones lentos se utiliza generalmente uranio natural o ligeramente enriquecido (combustible enriquecido a 3% o 4% de uranio 235, contra 0,7% en el estado natural). Es necesario disminuir la velocidad de los neutrones para provocar la reacción en cadena, lo que implica emplear un material que disminuya esta velocidad de los neutrones pero sin absorberlos. Todo reactor nuclear es el resultado de muchos compromisos. Hay que enriquecer fuertemente el combustible o utilizar un moderador, lo que implica encontrar un moderador capaz de disminuir la velocidad de los neutrones sin capturarlos en forma importante, etc. Son posibles entonces varias combinaciones.

En la realidad, estos reactores se clasifican en ramas, que se definen por tres componentes: el combustible, el fluido portador de calor y el moderador. Se distinguen en general cuatro ramas principales para los reactores a neutrones lentos (cf. Tabla 6.2):

<b>Tabla 6.2 – Las principales ramas electronucleares</b>				
<b>Grupos de ramas</b>	<b>Ramas</b>	<b>Fluido portador de calor</b>	<b>Moderador</b>	<b>Combustible</b>
Grafito - Gas	UNGG Magnox	CO <sub>2</sub>	Grafito	U natural o U enriquecido
Agua - Grafito	RBMK	Agua común o agua hirviendo	Grafito	U enriquecido
Agua Pesada	PHWR	Agua pesada o agua a presión	Agua Pesada	U natural o U enriquecido
Agua común	PWR BWR	Agua común hirviendo o a	Agua común	U enriquecido o U enriquecido y

	WER	presión		MOX
Neutrones rápidos	Supergenerador	Sodio liquido	-	U enriquecido y plutonio

- 1) *Las centrales a uranio natural – gas – grafito.* El grafito es un buen moderador que reduce la velocidad de los neutrones sin absorberlos demasiado, permitiendo mantener la reacción en cadena empleando uranio natural sin tener necesidad de enriquecerlo. El fluido transmisor de calor es en general gas carbónico bajo presión, tiene la ventaja de ser barato. El primer reactor nuclear que entro en divergencia en el mundo fue el de Enrico Fermi (1942) que era de este tipo. Este tipo de reactores fue privilegiado en Francia hasta 1969 ya que, al principio Francia no tenía acceso al uranio enriquecido, y además de este tipo de reactores se obtiene plutonio como producto de fisión, que es muy apreciado si se quiere fabricar una bomba. Esta tecnología fue también la decisión británica con la variante Magnox.
- 2) *Las centrales a uranio natural (o levemente enriquecido) – agua común – agua pesada.* El agua pesada es el mejor moderador conocido, pero es un producto costoso, ya que requiere la separación de dos isotopos del agua que son el hidrogeno y el deuterio. Esta agua pesada es también utilizada como fluido transmisor de calor en los reactores que consumen uranio natural (o levemente enriquecido). Es la rama CANDU, que se utiliza en Canadá.
- 3) *Las centrales a uranio enriquecido – agua común – grafito.* Los soviéticos utilizaron esta tecnología: se trata de reactores moderados con grafito, que utiliza el agua común como fluido transmisor de calor y el uranio enriquecido como combustible. Es la rama RBMK que tuvo uno de los peores accidentes en la hidtoria de esta industria en Chernobyl.
- 4) *Las centrales a uranio enriquecido y agua común (hirviendo o a presión).*El agua común, muy barata, es utilizada como moderador y fluido transmisor de calor al mismo tiempo. Pero el agua común es un mal moderador, en la medida que absorbe una gran cantidad de neutrones. Por ello es necesario recurrir al uranio enriquecido (del 3% al 4,5%) en lugar del uranio natural. Es una fuerte restricción, ya que el proceso de enriquecimiento es costoso y restrictivo. Existe varias técnicas de enriquecimiento: la difusión gaseosa (por ej.: la planta Eurodif en Tricastin, que tiene el inconveniente de ser un gran consumidor de electricidad para su proceso), la ultracentrifugación (URENCO) que es considerada hoy en día como la mejor tecnología (Eurodif va a cerrar en 2012 y será una instalación del tipo de ultra centrifugación que la reemplazará), y la tecnología del laser (todavía en la fase de prototipo, poco utilizada). Dos tipos de centrales se utilizan en el mundo en esta rama: las centrales con agua bajo presión (PWR, REP, VVER en Rusia) y las centrales con agua hirviendo (BWR)<sup>5</sup>. Es por lejos la rama mas expandida en el

---

<sup>5</sup> Pressurized Water Reactor (o reactor con agua bajo presión), Boiling Water Reactor (reactor con agua hirviendo)

mundo: al 31/12/2008, sobre 438 reactores en funcionamiento, 264 eran del tipo PWR y 94 del tipo BWR.

Otra rama, la de los reactores a neutrones rápidos, es muy diferente de las anteriores porque, en este caso, no hay moderador y es necesario recurrir a un combustible rico en materia fisible. Se utiliza en general una mezcla de plutonio 239 (en un 20%) y uranio 238 (en un 80%). El plutonio se prefiere antes que el uranio 235 por tres razones<sup>6</sup>: 1) libera mas neutrones al momento de la fisión, lo que facilita el mantenimiento de la reacción en cadena y permite transmutar una gran parte del U238 en Pu239; 2) esta rama permite valorizar el plutonio obtenido en ramas de primera y segunda generación; de repente el plutonio ya no es un desecho y se transforma en un combustible que tiene valor de mercado<sup>7</sup>; 3) a falta de utilizar plutonio, habría que enriquecer fuertemente el uranio 235 para hacer funcionar esta rama. Su gran ventaja es que resuelve el problema del posible agotamiento de las reservas de uranio. Se trata de una rama al menos “iso-generadora” en el sentido que, luego de la reacción en cadena, presenta tantos fisibles creados como destruidos. La fisión del Pu239 libera tres neutrones que impactan contra el plutonio, lo que mantiene la reacción en cadena, o son absorbidos por el uranio 238 que transmuta en Pu239 fisible. Como ejemplo, en el reactor francés Superphénix, el consumo anual de 900 kg de materia fisible es acompañado por la transmutación de 1.100 kg de materia fértil en materia fisible, es decir un coeficiente de conversión superior a la unidad y del orden de 1,2.

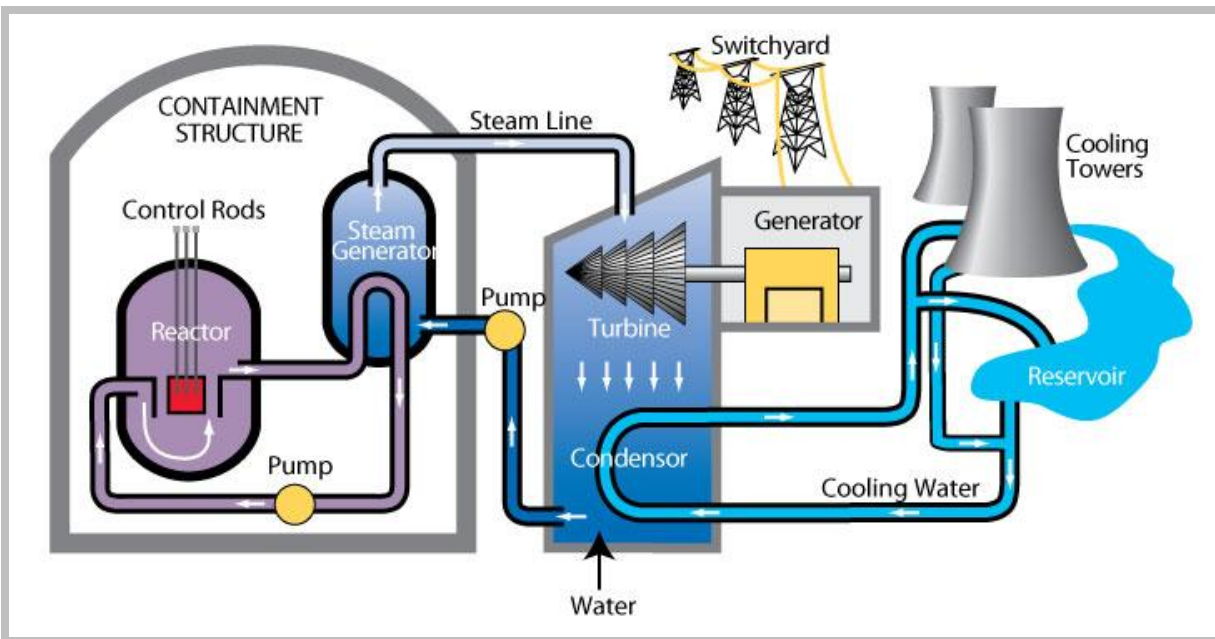


Figura 6.1 – Reactor de agua bajo presión (PWR)

Fuente: Tennessee Valley Authority

En la actualidad diferentes conceptos de reactores de este tipo son estudiados en el programa llamado de “Cuarta Generación”, que tiene como objetivo maximizar el empleo

<sup>6</sup> Como lo recuerda particularmente J.P. Angelier en su libro *La industria nuclear*, La Découverte, Maspero, “Reperes”, 1983

<sup>7</sup> Se puede utilizar plutonio como combustible mezclándolo con uranio. Es lo que hacen algunos operadores eléctricos (EDF, Electricité de France) que utilizan el MOX. Ver en especial P. Morvan (2004).

de los recursos, presentar elevados niveles de seguridad y reducir al máximo la producción de residuos de alta actividad. Varios modelos diferentes se están estudiando en todo el mundo, entre ellos el proyecto ASTRID en Francia, que deberían estar operativos hacia 2020-2025 (ver los Cuadros 6.2 y 6.3).

Cualquiera fuera la rama utilizada, el principio es siempre el mismo: el calor producido por la reacción en cadena es transformado en vapor (a través de los generadores de vapor) el que accionara una turbina, la que a su vez esta acoplada a un alternador para producir electricidad. Esta turbina se puede utilizar para la propulsión de un submarino o un navío (cf. figura 6.1 donde se puede ver el esquema de una central).

Junto con la fisión, se puede considerar la fusión nuclear. Pero todavía no se conoce la forma de controlar una reacción de fusión. El proyecto ITER que se instaló en la localidad de Cadarache, al sur de Francia, tiene el objetivo de implementar y dominar el proceso para lograr en el futuro su aplicación industrial (cf. Cuadro 6.5).

## **CUADRO 6.2**

### *os reactores en construcción o en proyecto*

#### **Reactores de IIIª Generación**

- ❖ Reactores avanzados de agua presurizada: AP 600; AP 1000; APR 1400; EPR (Areva);
- ❖ Reactores avanzados de agua hirviendo: ABWR II; ESBWR; HC-BWR; SWR-1000;
- ❖ Reactor avanzado de agua pesada: ACR-700 (Advanced Candu Reactor 700);
- ❖ Reactores de mediana y pequeña potencia: CAREM; IRIS; SMART \*

(\* Estos reactores de mediana potencia, entre 100 y 700 MW eléctricos, de tipo modular pueden integrarse con mayor facilidad en una red de modesta dimensión; se adaptan bien a los países en desarrollo y, por su menor costo de inversión inicial, constituyen una inversión de menor riesgo para el sector privado).

#### **Reactores de IVª. Generación**

- ❖ SFR (Sodium - Cooled Fast Reactor), reactor de neutrones rápidos refrigerado con sodio (proyecto ASTRID en Francia);
- ❖ GFR (Gas – Cooled Fast Reactor), reactor de neutrones rápidos refrigerado con gas;
- ❖ VHTR (Very High Temperature Reactor), reactor de neutrones térmicos y de muy alta temperatura (1000° C) refrigerado con helio;
- ❖ SCWR (Supercritical Water – Cooled Reactor), reactor refrigerado con agua supercrítico, con espectro neutrónico térmico o rápido;
- ❖ LFR (Lead – Cooled Fast Reactor), reactor de neutrones rápidos refrigerado con plomo o con plomo – bismuto;
- ❖ MSR (Molten Salt Reactor), reactor de neutrones térmicos de sales fundidas.

NB: También pueden considerarse reactores que utilizan torio. El torio no es fisible sino que es fértil, es un combustible mixto torio – uranio (Th232 – U233) el que se utilizaría. Las mayores reservas de torio están en Turquía, India y Brasil.

*Fuente:* CEA, en particular P. Pradel en “Réalités industriels” Annales des Mines, febrero 2007

## CUADRO 6.3

### *EPR, ATMEA, KERENA y ASTRID: diferenciación y adaptación*

Los reactores de primera generación, construidos antes de 1970, del tipo UNGG en Francia por ejemplo, nunca pasaron el estado de prototipo. Los reactores de segunda generación, construidos después de 1970, del tipo PWR, BWR, o VVER, constituyen hoy el núcleo esencial de reactores en actividad en el mundo. Los reactores de tercera generación (del tipo EPR de AREVA, AP1000 de Westinghouse, o ABWR de General Electric – Hitachi), tienen la vocación de reemplazar progresivamente a los reactores actuales. Tienen una mayor potencia, y presentarán a priori, una mayor disponibilidad y un mejor nivel de seguridad. Como ejemplo, la probabilidad de ocurrencia anual del accidente más grave (fundición del núcleo del reactor) está estimada en  $5.10^{-5}$  para los reactores del tipo PWR, y de  $6.10^{-7}$  para los EPR.

En 2010, existían 13 reactores de tercera generación en construcción en el mundo (de los cuales uno en Finlandia, uno en Francia y uno en China). Los otros 42 reactores en construcción son del tipo de segunda generación. Estos 55 reactores en construcción en total, representan una potencia de 50.905 MW y China, India, Corea del Sur y Rusia, concentran ellos solos el 70% de la potencia en construcción. Existen actualmente 21 reactores en construcción en China, cinco en India, seis en Corea del Sur y nueve en Rusia. A ellos hay que agregar la construcción de un reactor en Japón, dos en Taiwán, y uno en Pakistán. Ello nos dice que Asia es la región más dinámica de la industria nuclear actualmente. En 2020, China tendrá un parque nuclear instalado del orden de los 75 GW, y se ubicará segunda en el ranking mundial, detrás de los Estados Unidos, ya que muchos proyectos están siendo finalizados en corto plazo. Debemos destacar que China, al mismo tiempo, ha puesto en servicio 65,8 GW de centrales a carbón en 2008, lo que es equivalente a *construir en un año en carbón, el equivalente de la potencia nuclear instalada en Francia*. La India debería alcanzar un parque nuclear del orden de los 63 GW en 2030, lo que es equivalente al parque nuclear francés de 2010.

El EPR es un resultado de la cooperación franco – alemana iniciada en 1989, que llevó a Framatome (actual Areva) y a Siemens a crear una filial común, NPI (Nuclear Power International). La reciente separación de Areva y Siemens y la aproximación de esta última a la rusa Rosatom no ponen en peligro la estrategia de Areva pero ha transformado a un antiguo socio en un potencial competidor. La duración de vida del EPR es de 60 años por lo menos, su disponibilidad promedio debería situarse alrededor del 92%, y la seguridad es una de las ventajas de este tipo de reactores, por sus numerosas redundancias. El EPR es considerado como un producto de “alta gama”.

Complementariamente, Areva y Mitsubishi diseñaron un reactor de menor potencia, ATMEA 1 (1000 a 1150 MW, en lugar de 1600 a 1650 en el caso del EPR), capaz de utilizar MOX como combustible, con una seguridad cercana a la del EPR, pero con un costo bastante menor. Otro reactor, KERENA, de una potencia de 1250 MW, también está en la fase de desarrollo por Areva. Es un reactor de tercera generación que posee las mismas cualidades de seguridad que el EPR pero que utiliza agua hirviendo en lugar del agua presurizada, lo que debería ser de interés de los operadores que actualmente utilizan reactores del tipo BWR. Estos reactores de potencia media se adaptan particularmente a los países en desarrollo que desean acceder a la industria nuclear y cuyas redes no son suficientemente robustas para absorber reactores de alta potencia. La regla del “N-1” de la UCTE, exige que la indisponibilidad de un reactor no comprometa la seguridad de la

red, lo que podría ser el caso si el reactor representa una fracción demasiado elevada de la capacidad eléctrica instalada.

Los reactores de cuarta generación, de neutrones rápidos, podrían entrar en servicio hacia el 2030. Seis ramas han sido ya identificadas en ocasión del Foro Generación IV lanzado en 2000 por el DOE (Departamento de Energía de los Estados Unidos, con sede en Washington) que agrupa a 13 países entre los cuales se encuentran los Estados Unidos, Francia, Rusia, el Reino Unido (cf. Cuadro 6.2). La ley marco francesa del 28 de junio de 2006 prevé disponer de un reactor experimental de este tipo RNR de 600 MW, de sodio, en el año 2020. Se trata del proyecto ASTRID por “Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration”. Este reactor podría ser comerciable hacia el año 2030 o 2035. Los reactores a neutrones rápidos del tipo ASTRID, presentan dos ventajas importantes:

- Permiten una mejor utilización del mineral de uranio ya que la totalidad del uranio 238 puede ser transformada en Pu239 y utilizar este último como combustible. Ello conduce a multiplicar por un factor comprendido entre 50 y 100 las reservas actuales de uranio. Con los actuales reactores (primera, segunda y tercera generación) solo se utiliza el uranio 235 como combustible. A la salida del núcleo del reactor, el combustible usado tiene 1% de plutonio (Pu239 esencialmente). Una parte de este plutonio es mezclada con óxido de uranio para formar el MOX empleado como combustible en el 30% del parque francés, aproximadamente. Pero el reciclaje del plutonio está limitado a un ciclo. Los reactores de cuarta generación permiten no solamente utilizar todo el mineral de uranio (U235 y U238) sino que además permiten explotar mejor el uranio “empobrecido” obtenido en las operaciones de enriquecimiento y retratamiento.
- También deberían permitir quemar una parte de los residuos radiactivos de larga vida, los actínidos menores (americio, neptunio, curio). La demostración de la factibilidad de transmutación de los actínidos menores fue testada en el reactor de neutrones rápidos Fénix, en Marcoule. Los residuos últimos obtenidos de la fisión, una vez liberados de los actínidos menores, serían más fáciles de almacenar y fundamentalmente volverían a encontrar el nivel de radiactividad del uranio natural luego de 300 años aproximadamente, en lugar de varios miles de años si no fuera este el caso. Esta transmutación, que es uno de los mayores problemas de la investigación nuclear, continúa todavía siendo hipotética y su factibilidad industrial todavía debe ser probada.

## CUADRO 6.4

### Las grandes etapas de la industria nuclear en Francia

1945	(18 octubre) Creación mediante una ordenanza del General de Gaulle del CEA (Comisaría de la Energía Atómica). Raoul Dautry es nombrado administrador general y Frédéric Joliot-Curie, alto-comisionado
1950	Frédéric Joliot – Curie dimite de sus funciones por sus posiciones políticas y, luego de la muerte de Raoul Dautry en 1951, François Perrin es designado alto-comisionado y Pierre Guillaumat administrador general.
1952	Lanzamiento de la tecnología francesa UNGG (uranio natural grafito gas). Creación de G <sub>1</sub> , G <sub>2</sub> y G <sub>3</sub> en Marcoule. El reactor G <sub>1</sub> comienza a funcionar en 1956. Habrá luego

	otros reactores construidos por EDF en Chinon, Bugey y Saint Laurent des Eaux.
1958	Creación de Framatome sobre la base de una licencia de agua ligera de la empresa americana Westinghouse.
1961-1967	Construcción por Westinghouse y Framatome del primer reactor REP o PWR en Francia (Chooz).
1970-1987	Construcción por Framatome de 34 reactores de 900 MW en vinculación con EDF que juega el papel de director de obra (los PWR trabajan en condiciones de seguridad superior a las existentes en los reactores del tipo UNGG).
1976	Creación de COGEMA que toma las actividades del ciclo de combustible de la CEA
1977-1992	Construcción por Framatome de 20 reactores PWR de 1.300 MW
1984-2000	Construcción por Framatome de 4 reactores PWR de 1.450 MW
2001	Creación de Framatome ANP fusionando las actividades nucleares de Framatome y de Siemens
2006	Framatome ANP se convierte en Areva NP
2010	Reactor EPR en construcción en Flamanville (EDF-AREVA),. Proyecto de reactor experimental de 4ª generación de neutrones rápidos (ASTRID), 2º reactor EPR proyectado en Penly.
Nota: sobre la historia de la industria nuclear en Francia remitirse al libro de Marcel Boiteux (op. cit.)	

### **CUADRO 6.5** **La fusión nuclear**

Se trata, en este caso, no de partir el núcleo pesado para provocar la liberación de energía, sino de fusionar dos núcleos ligeros, lo que también va a liberar mucha energía. A partir de dos núcleos de deuterio, se puede alcanzar a la formación de un núcleo de helio 4 (cf. Y. Mainguy, *op. cit.*, p. 430 y siguientes). De hecho, en realidad se obtiene generalmente un núcleo de helio 3 con la eyección de un neutrón y liberación de 3,2 MeV, o un núcleo de tritio y un núcleo de hidrogeno liberando 4 MeV. Todavía falta desencadenar el inicio de la fusión, la que solo puede concretarse a una temperatura de varios millones de grados. Sabemos hacer la fusión explosiva; esto es así porque las reacciones termonucleares solo se realizan en bombas. El objetivo es producir reacciones *de fusión no explosivas*.

El proyecto internacional ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor) ubicado en Cadarache, busca controlar la fusión entre un núcleo de deuterio y un núcleo de tritio, la que permitirá obtener un núcleo de helio 4 con eyección de un neutrón, liberando 17,56 MeV. Pero para lograr esto es necesario alcanzar temperaturas del orden de los 100 millones de grados. Ningún material terrestre puede resistir semejantes temperaturas. Gracias a maquinas del tipo "tokamak" se busca lograr la fusión mediante confinamiento magnético. Para ello se utilizan las propiedades del plasma que se puede mantener dentro de una "burbuja inmaterial". Las partículas de plasma tienden a enrollarse alrededor de líneas del campo magnético y a seguir su trayectoria. Encerrando las líneas del campo magnético sobre ellas mismas, se pone a punto el sistema llamado "tokamak". Este nombre es en realidad el acrónimo ruso de *Toroidalnaja Kamera Magnetrnaja Katuska*, que traducido significa *cámara toroidal de confinamiento magnético*. Este sistema fue inventado en 1968 por Igor Yevgenyevich Tamm y Andrei Sakharov. Es el sistema Tore Supra que se utiliza actualmente en Francia. Algunos piensan que la factibilidad de la fusión controlada podría quedar demostrada hacia el 2050.

## 6.2 EL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

Debe distinguirse el ciclo aguas arriba y el ciclo aguas abajo del combustible nuclear.

### 6.2.1 El ciclo aguas arriba

El ciclo aguas arriba incluye la extracción y refinación del mineral de uranio, la concentración y la purificación del compuesto de uranio, su conversión en un compuesto gaseoso (el hexafluoruro de uranio) que se enriquecerá luego y que, después de una nueva conversión en óxido de uranio, permitirá la fabricación de los elementos combustibles (pastillas ensambladas en tubos especialmente diseñados a estos efectos).

Las reservas probadas de uranio están localizadas esencialmente en Australia, en Kazakstán, en Canadá, en los Estados Unidos, en Sudáfrica, en Namibia, en Níger, en Brasil y en Rusia (ver la figura 6.2). La participación del mineral de uranio en el costo de producción del kWh nuclear es baja (del orden del 5%<sup>8</sup>) y la probable utilización de los supergeneradores después de 2030 permitiría incrementar fuertemente estas reservas probadas. Solamente el uranio 235 se utiliza actualmente y su proporción en el uranio natural es muy baja (0,7%). Con los supergeneradores, se multiplican casi 100 veces las reservas ya que el uranio 238 puede ser utilizado como combustible. El uranio natural está bien distribuido actualmente en la corteza terrestre, especialmente en terrenos graníticos y sedimentarios. Muchas regiones en el mundo están mal exploradas y la disponibilidad de este recurso no constituye un cuello de botella en el futuro, aunque el relanzamiento de la industria nuclear fuera fuerte.

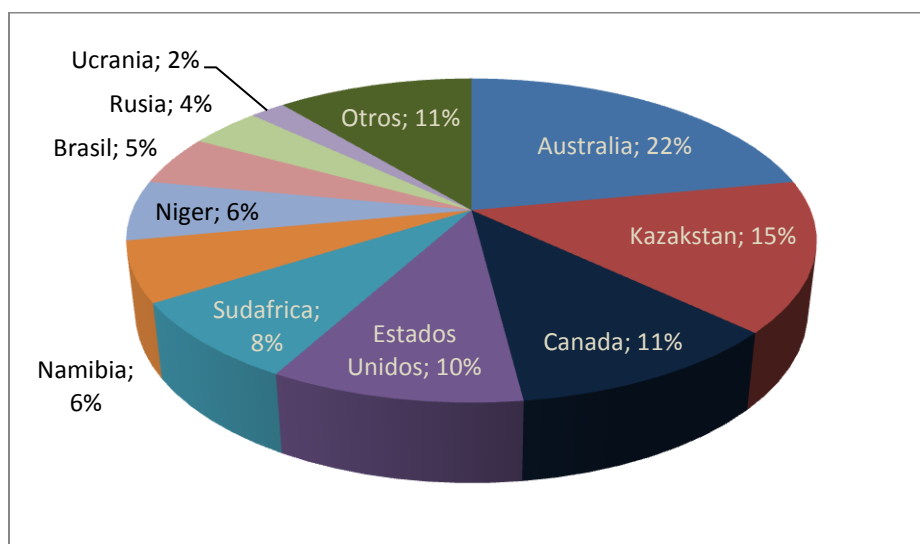
Existen en la práctica dos compartimientos en el mercado internacional de uranio: un mercado *spot*, que juega un rol marginal y un mercado de contratos bilaterales de largo plazo, que representa lo esencial del comercio. Actualmente se consumen entre 60.000 y 70.000 toneladas de uranio por año en el mundo. El mercado *spot* representa solamente el 10% al 20% del comercio internacional. La oferta proviene, desde 1980, en parte de la liberación y venta de los stocks militares rusos y americanos (30%), y por otra parte de la producción minera (70%). Las perspectivas de continuar liberando uranio en stocks militares se van reduciendo y si el relanzamiento de la industria nuclear se confirma, será necesario incrementar sensiblemente la producción. En moneda constante, el precio *spot* de la libra americana (0,453 kg.) de  $U_3O_8$  (yellow cake) era medianamente alto entre 1950 y 1973 (del orden de 40 a 60 \$). Este precio se disparó en ocasión del primer shock petrolero causado por la aceleración de los programas electronucleares (120 \$ la libra en 1973). Cayó a menos de \$ 30 la libra en los años 1980 como resultado de la aparición en el mercado de los stocks militares. Entre 2003 y 2007, el precio volvió a crecer hasta llegar a 135 \$ la libra

---

<sup>8</sup> Al menos para un precio del uranio del orden de \$ 30 a \$ 40 la libra de  $U_3O_8$ . Este porcentaje crece si el precio del uranio natural aumenta. El costo de tratamiento del uranio, incluyendo el enriquecimiento, representa el 10% del costo del kWh nuclear promedio. El mineral se extrae de minas subterráneas o de minas a cielo abierto. El óxido de uranio  $U_3O_8$  se extrae del mineral por vía química y concentrada en un polvo llamado "yellow cake". Bajo esta forma el uranio es comercializado. La conversión consiste luego en transformar el  $U_3O_8$  en  $UF_6$  (hexafluoruro de uranio), que es sólido a temperatura ambiente y gaseoso a partir de 56°. Bajo esta forma el uranio es luego enriquecido.



en 2007, para recaer en 2010 a un valor entre 40 y 50 \$ la libra. Se trata de una demanda parcialmente especulativa, unida a la perspectiva del agotamiento de los stocks militares excedentarios que explica este comportamiento de los precios. La mayor parte del uranio producido en el mundo (70%) es vendido en el mercado internacional, dado que algunos productores no tienen programas electroneucleares. Se trata en particular del caso de Australia, Namibia y Níger (ver tabla 6.3).



**Figura 6.2 – Reservas mundiales de uranio (fuente AIEA/AIE)**  
**(reservas recuperables a un costo de extracción inferior a \$ 130 por kg. de uranio)**  
**(3,3 a 5,3 millones de toneladas) (los recursos últimos serian de 37 millones de toneladas)**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<b>Precio spot</b>								
Minimo	6.40	9.70	10.10	15.60	21.20	37.50	75.00	46.00
Maximo	9.50	10.20	14.40	20.50	36.50	72.00	135.00	75.00
<b>Precio de contratos de largo plazo</b>								
Minimo	9.25	10.40	10.60	16.50	26.00	37.00	75.00	70.00
Maximo	10.50	10.75	15.50	25.00	36.00	69.00	95.00	95.00

Fuente: TradeTech

### 6.2.2 El ciclo aguas abajo<sup>9</sup>

El ciclo aguas abajo incluye la descarga de los combustibles irradiados, su depósito temporal para refrigeración y luego su retratamiento y reciclaje de materiales con valor comercial, o su condicionamiento antes de colocarlo en un sitio profundo en estructuras geológicas estables. El retratamiento consiste en separar los materiales con valor comercial

<sup>9</sup> Sobre este tema consultar A. Le Dars (2004), S. Gin (2006) y H. Metivier (2010).

(uranio y plutonio) de los desechos. El uranio recuperado en retratamiento es nuevamente enriquecido y ensamblado en los tubos que se cargan en el reactor, en tanto que el plutonio, mezclado al uranio (en parte empobrecido) brinda un nuevo combustible nuclear llamado MOX, mezcla de óxido de uranio y óxido de plutonio.

Francia, como Inglaterra, Rusia, Japón o Alemania, decidió adoptar el ciclo cerrado para los combustibles irradiados, lo que obliga a optar por el retratamiento – reciclaje. Después de cuatro a cinco años en promedio en el reactor, el combustible irradiado (1.150 toneladas/año en Francia) es retirado del reactor, retratando lo esencial del mismo (80%). La ley francesa prevé el retratamiento/reciclaje, salvo en las partes del inventario que no es posible hacerlo por razones técnicas o económicas. Los desechos más radioactivos que salen del retratamiento son vitrificados. El ciclo cerrado presenta la ventaja de reducir el volumen y la radio toxicidad de los residuos últimos a almacenar pero, como consecuencia del retratamiento, que permite en especial aislar el plutonio, presenta para algunos el inconveniente de permitir eventualmente su desvío hacia fines ilícitos. Estados Unidos y Suecia optaron por el ciclo abierto, que consiste en considerar como desechos a todos los combustibles irradiados. Debemos destacar que Estados Unidos considera volver al ciclo cerrado que habían escogido al inicio.

El depósito temporal consiste en supervisar los combustibles irradiados en los sitios de producción. El almacenamiento definitivo consiste en enterrar los desechos más radioactivos en capas geológicas profundas y estables. Este almacenamiento puede ser reversible, lo que significa que podemos reservarnos la posibilidad de recuperar en un cierto periodo de tiempo los “paquetes” de desechos para modificar su acondicionamiento, o transmutarlos en desechos de vida más corta si los progresos de la ciencia lo permiten. Esta reversibilidad pueda ir hasta los 100 años.

La ley francesa de 2006 obliga a los productores a almacenar los desechos MAVL, y HAVL (media y alta actividad, vida larga) en un sitio geológico profundo y reversible durante un siglo. El almacenamiento debería realizarse en una capa de arcilla del Callovo – Oxfordiano del este de Francia (en la zona de la Meuse), a una profundidad aproximada de 500 metros. Las condiciones de almacenamiento serán definidas por una ley que se deberá sancionar en 2015 y el sitio deberá mantenerse operativo hasta el 2025. En Bélgica, la solución propuesta por el Organismo nacional de desechos radioactivos y de materiales fisibles enriquecidos (Ondraf) consiste en almacenar los desechos de vida larga y fuertemente radioactivos a 230 metros bajo tierra en la capa de arcilla de Boom. En Suecia, el almacenamiento profundo debería realizarse en una estructura granítica. En los Estados Unidos existía un proyecto de sitio en Yucca Mountain en el estado de Nevada, pero fue abandonado en 2010. La preocupación generalizada consiste en estudiar la forma en la que los productos de fisión podrían migrar a muy largo plazo. Es necesario evitar sobre todo que tomen contacto con las napas freáticas. Las tablas 6.5 y 6.6 nos brindan la tipología de los desechos radioactivos según su actividad y su duración de vida y presentan la forma en la que actualmente se opera si gestión a escala internacional.

### 6.3 EL COSTO DEL KWH NUCLEAR<sup>10</sup>

El costo medio actualizado del kWh nuclear es un precio implícito  $c$ , constante en moneda constante a lo largo de la vida económica de la central, tal que el valor actualizado de la producción de esta central sea igual al valor actualizado de los gastos soportados a lo largo de todo el periodo que va desde la construcción a la fecha de finalización de su vida económica (la cual es en general sensiblemente inferior a la duración de vida tecnológica de la central). Es el precio que hay que pagar a la salida de la central si se quiere recuperar en forma de ingresos actualizados, los gastos actualizados soportados a lo largo del periodo de construcción y funcionamiento de la central. Se supone que la central es construida en el periodo  $(-n, 0)$  y que entrega kWh durante el periodo  $(0, T)$ , donde  $T$  representa el momento teórico de parada de la central. Todos los cálculos están hechos tomando como base el año 0, que es la fecha de interconexión de la central a la red, y entrada en operación comercial<sup>11</sup>.

Si llamamos  $D_{(t)}$  a los gastos de capital, gastos de explotación y costos de combustibles soportados cada año sobre el periodo  $(-n, T)$ , incluidas las provisiones para el desmantelamiento, el depósito y el almacenamiento de los desechos. Luego  $E_{(t)}$  será la cantidad de kWh producida cada año en el periodo  $(0, T)$ . Se busca determinar  $c$  tal que:

$$\sum_{t=0}^T \frac{cE_{(t)}}{(1+a)^t} = \sum_{t=-n}^T \frac{D_{(t)}}{(1+a)^t} \text{ donde } a \text{ es la tasa de actualización}$$

De donde podemos deducir:

$$c = \frac{\sum_{t=-n}^T \frac{D_{(t)}}{(1+a)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{cE_{(t)}}{(1+a)^t}} = \frac{\text{gastos.totales.actualizados}}{\text{suma.actualizada.de.loskWh.producidos}}$$

El costo medio  $c$  está formado por la suma de tres elementos, un costo de capital  $d$ , un costo de explotación  $e$ , y un costo de combustible  $f$  (ciclo del combustible, incluido el enriquecimiento y la gestión de residuos). La estructura de este costo varía fuertemente de un tipo de central a otro, como puede observarse en la tabla 6.4 que nos da la estructura del costo del kWh según que optemos por una central nuclear, una central de carbón, o una central de gas natural, funcionando estas tres opciones en la base del diagrama de cargas durante las 8.760 horas del año. Como se puede ver, los gastos vinculados a la inversión constituyen la mayor parte del costo del kWh nuclear, mientras que en la central a carbón pero sobre todo en las de gas natural, el costo de combustible representa la parte esencial de este costo. Podemos deducir que la sensibilidad del costo  $c$  a la duración anual de funcionamiento de la central sea muy fuerte en el caso nuclear. Siendo los costos fijos muy elevados, el costo disminuirá fuertemente en la medida que la duración de funcionamiento crezca. Esta característica explica porque es conveniente que estas centrales funcionen en la

<sup>10</sup> Ver J. Percebois (1989 y 1997). Se puede también consultar el libro de E. Bertel y G. Naudet (2004)

<sup>11</sup> Sobre estos métodos de cálculo, ver capítulo 10, Anexo.

base, ya que el kWh nuclear no sería competitivo con sus substitutos sin la condición de funcionar más de 5.000 horas al año.

Tabla 6.4			
Estructura del costo de producción de la electricidad			
Estructura de costos	Nuclear	Carbon (LFC)	Gas (CCCG)
Inversion	58%	40%	17%
Explotacion	27%	27%	20%
Combustible	15%	33%	63%
Total	100%	100%	100%

Fuente: DGEMP. Annales des Mines, febrero 2007 (A. Lauvergeon)

Tabla 6.5		
Los desechos nucleares (situación de Francia al horizonte 2020 (Fuente: Andra))		
Actividad **	Corta (período* < 30 años)	Larga (período > 30 años)
<b>TFA</b> (muy baja actividad) (< 100 Bq/g)	Acumulado al horizonte 2020: 500.000 m <sup>3</sup> . Almacenamiento en superficie o baja profundidad	
<b>FA</b> (baja actividad) (100.000 Bq/g)	<b>Desechos A</b> Acumulado al horizonte 2020: 1,2 millones de m <sup>3</sup> . Almacenamiento poco profundo	Acumulado al horizonte 2020: 90.000 m <sup>3</sup> . Almacenamiento poco profundo (FAVL)
<b>MA</b> (actividad media) (varios millones de Bq/g)		<b>Desechos B:</b> Acumulado al horizonte 2020: 60.000 m <sup>3</sup> . Almacenamiento profundo con los HAVL (sitio de Bure)
<b>HA</b> (alta actividad) (varios miles de millones de Bq/g)	<b>Desechos C:</b> Acumulados al horizontes 2020: 4.000 m <sup>3</sup> . Almacenamiento en un sitio de almacenamiento reversible (100 años) en la región de Bure (Meuse). Estos desechos HAVL representan menos del 1% del volumen de desechos pero concentran más del 99% de la radioactividad.	

\* El periodo es el tiempo necesario para que un elemento radioactivo pierda el 50% de su actividad. Este periodo puede ir de algunos segundos hasta miles o millones de años. El periodo del U235 es de 7 a 10 años, el del plutonio de 24.100 años.

\*\* La actividad mide la cantidad de desintegraciones por segundo en el seno de un elemento radioactivo. Esta va de 100 Bq/g para los peces a 10.000 Bq/g para el cuerpo humano, y hasta  $3,7 \times 10^{10}$  Bq por cada gramo de radio.

Sería antieconómico construir una central nuclear para hacerla funcionar menos de 2.000 horas por año. Para ese tiempo de funcionamiento es mejor construir una central o una turbina a gas.

El costo medio actualizado del kWh  $c$ , es una función decreciente del tiempo de utilización de la central definido de la siguiente manera<sup>12</sup>:

$$u = 8760 u^* \text{ (} u \text{ es una cantidad de horas)}$$

<sup>12</sup> Se aplican los métodos generales expuestos en la sección 5.1

con  $u^* = \int_0^{8760} E(t)dt / P \cdot 8760$  donde  $u^*$  representa el “factor de carga” de la central, es decir la

relación entre la cantidad de kWh producidos en el año y la cantidad máxima de kWh que se habrían podido producir si la central hubiera funcionado todo el año a plena potencia.  $P$  es la potencia instalada en kW y  $E(t)$  la potencia despachada en cada instante.

Se puede escribir  $c = d + e + f = [(d' + e')/u + f]$  donde  $d'$  y  $e'$  representan la amortización y el costo de explotación respectivamente, expresados no en centavos de euro por kWh, sino en centavos de euro por kW de potencia instalada y por año. El parámetro  $f$  es una dirección asintótica para la función  $c = f(u)$  y este valor es muy diferente según se trate de una central nuclear o de una central térmica clásica.

El tiempo de duración de equilibrio entre dos equipamientos se define como la duración de funcionamiento para la cual los costos completos actualizados (cargos fijos y cargos variables: CAPEX y OPEX) de ambos equipamientos son equivalentes. Estos tiempos delimitan los intervalos de duración óptimos de cada equipamiento y llevando estos tiempos sobre la curva monótona de carga anual, podemos deducir las potencias óptimas a instalar en cada caso (remitirse al capítulo sobre electricidad). La figura 6.3 muestra que las centrales nucleares son el equipamiento más competitivo en la base cuando el tiempo de duración de su funcionamiento supera  $u_2$ . Las centrales a gas son competitivas en las horas de punta cuando  $u < u_1$ , y las centrales a carbón son el equipamiento más competitivo para una duración de funcionamiento comprendida entre  $u_1$  y  $u_2$ . Si  $c_1$  es el costo de producción del kWh nuclear,  $c_2$  el del kWh carbón y  $c_3$  el del kWh del gas. Tenemos:

$$c_1 = \frac{d'_1 + e'_1}{u} + f_1, \quad c_2 = \frac{d'_2 + e'_2}{u} + f_2 \quad \text{y} \quad c_3 = \frac{d'_3 + e'_3}{u} + f_3$$

con  $(d'_1 + e'_1) > (d'_2 + e'_2) > (d'_3 + e'_3)$  y  $f_1 < f_2 < f_3$

Se puede ver que:

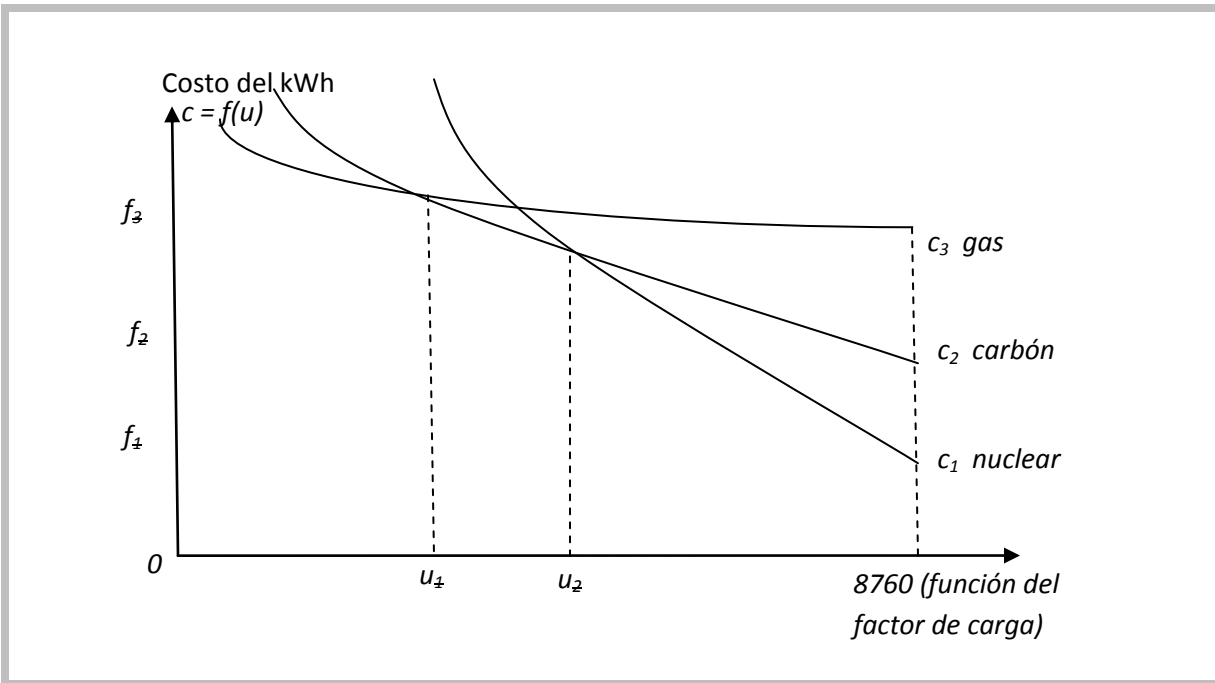
$$u_1 = \frac{(d'_2 + e'_2) - (d'_3 + e'_3)}{f_3 - f_2} \quad \text{y} \quad u_2 = \frac{(d'_1 + e'_1) - (d'_2 + e'_2)}{f_2 - f_1}$$

siendo  $u_1$  y  $u_2$  la relación entre la diferencia de los costos fijos y la diferencia de los costos variables para los equipamientos considerados de a pares.

El productor de electricidad puede calcular la sensibilidad del costo del kWh al costo de combustible, y a la tasa de utilización o factor de carga de la central, de la siguiente forma:

$$\text{Elasticidad de } c/f = \frac{dc/c}{df/f} = \frac{uf}{(d' + e') + uf} > 0$$

$$\text{Elasticidad de } c/u = \frac{dc/c}{du/u} = \frac{-(d' + e')}{(d' + e') + uf} < 0$$



**Figura 6.3**

Para las centrales nucleares, la elasticidad de  $c$  respecto de  $f$  es baja, mientras que la elasticidad de  $c$  respecto de  $u$  es, en valor absoluto, muy alta. Los equipamientos capital intensivos son muy sensibles a la tasa de utilización. Cuanto más elevada es esta, mejor se pueden distribuir los costos fijos en una cantidad mayor de kWh. Como contrapartida, el costo del kWh nuclear es mucho menos sensible al precio de combustible (el uranio) que una central a gas al precio del gas natural. Desde este punto de vista, la electricidad nuclear es un factor de estabilidad del precio de la energía eléctrica ya que es poco sensible a la volatilidad de precios de las materias primas. Sin embargo, cualquier deterioro del factor de carga es de naturaleza a poner en duda la competitividad nuclear.

## 6.4 LA GESTIÓN DE LOS RIESGOS NUCLEARES

La industria nuclear suscita dos tipos de debates que, en ambos casos, tienen impactos económicos y financieros: el debate sobre el accidente de los reactores y el que concierne a los efectos del ciclo de combustibles sobre la salud de las poblaciones. En ambos casos, se plantea el problema de la asegurabilidad de los riesgos<sup>13</sup>.

### 6.4.1 Incidentes y accidentes en los reactores

La seguridad de un reactor nuclear reposa sobre tres imperativos técnicos esenciales, como lo destaca Pierre Morvan<sup>14</sup>:

<sup>13</sup> Sobre los riesgos ver G. Charpak *et alii* (2005)

<sup>14</sup> P. Morvan (2004), *Nuclear, los caminos del uranio*

- dominar en cualquier circunstancia la reacción en cadena y poder detenerla instantáneamente; es la tarea de las barras de control (Plata – Indio – Cadmio) que, al caer, absorben los neutrones y bloquean la reacción en cadena;
- evacuar el calor producido en el núcleo del reactor por las reacciones nucleares; se debe asegurar especialmente que el circuito secundario absorba bien el calor producido en el circuito primario;
- impedir la diseminación hacia el exterior de los productos reactivos; es el principio de la defensa en profundidad que consiste en encerrar los productos radioactivos presentes en el núcleo del reactor al interior de tres barreras de confinamiento: 1) la cubierta de metal que contiene el combustible nuclear; 2) la cuba de acero que alberga el núcleo del reactor y las instalaciones del circuito primario; 3) el recinto de confinamiento en hormigón que rodea el conjunto del reactor. Este recinto también debe proteger al reactor de agresiones externas.

Es importante destacar que la aplicación del principio llamado “de defensa en profundidad” no se limita solamente a los aspectos tecnológicos.

En realidad, la seguridad de una instalación nuclear reposa también en el dominio de tres elementos fundamentales:

- una tecnología de concepción robusta;
- una organización basada en un enfoque *sistémico* de mejora continua de los procesos críticos de seguridad que son fundamentalmente la explotación, el mantenimiento, la formación y la calificación del personal, la radioprotección, el aprendizaje de la experiencia, la seguridad del trabajo, la gestión de las situaciones de emergencia, etc.;
- un fuerte compromiso por el mantenimiento de un alto nivel de la cultura de la seguridad, en todos los niveles de la organización.

Pese a ello, sería ilusorio pensar que los incidentes no existen y que los accidentes son imposibles. La escala internacional de riesgos (INES) prevé siete niveles de gravedad. Hasta hoy, el nivel 7 se alcanzó una sola vez, en ocasión de la catástrofe de Chernobyl. Pero otros accidentes, menos graves, se han producido a lo largo de la corta historia de esta industria, en particular el de Three Mile Island en 1979 en los Estados Unidos (nivel 5). En su momento se temió un riesgo de explosión capaz de dispersar productos radioactivos en la atmósfera, pero felizmente después se supo que este riesgo era bajo (ver Tabla 6.7).

<b>Tabla 6.7</b>	
<b>Escala INES de incidentes nucleares</b>	
Nivel 7	Accidente mayor (Chernobyl 1986)
Nivel 6	Accidente grave (Kyshtym, 1957)
Nivel 5	Accidente (riesgo exterior) (Three Mile Island, 1979)
Nivel 4	Accidente (poco riesgo exterior) (Sellafield, 1973, St-Laurent des Eaux, 1980)
Nivel 3	Incidente grave (Bogey, 1984; Narora, 1993)
Nivel 2	Incidente (varias veces al año)
Nivel 1	Anomalía (frecuente)
Nivel 0	Estado sin importancia desde el punto de vista de la seguridad

En todos los países que disponen de centrales nucleares, una autoridad de seguridad nuclear está a cargo de la clasificación de incidentes y accidentes.

## **Chernobyl**

El reactor nº 4 de la central de Chernobyl, situado a 100 km. De Kiev, en Ucrania, que explotó el 26 de abril de 1986 era un reactor del tipo RBMK de una potencia de 1.000 MWe, en servicio desde 1983. Usaba uranio enriquecido al 2% como combustible y grafito como moderador. Este tipo de reactor tenía como función producir electricidad y plutonio de calidad militar al mismo tiempo. El combustible estaba ubicado en “tubos de fuerza”, lo que presenta la ventaja de permitir la descarga del combustible con el reactor en marcha. El combustible era refrigerado con agua a presión y agua hirviendo y el vapor producido hacia funcionar dos turborreactores de 500 MWe cada uno.

Este tipo de reactor es muy diferente de los PWR usados en Europa, donde el agua juega el papel de moderador y de conductor de calor al mismo tiempo. La característica principal del reactor RBMK es tener un “coeficiente de vacío” positivo<sup>15</sup>. Conviene para ello explicar dos mecanismos que pueden producirse dentro de la central: “el efecto de espectro” y el “coeficiente de vacío”. El efecto de espectro traduce el hecho por el cual un aumento de la temperatura en el núcleo produce la dilatación del agua que pasa a ser menos efectiva en la disminución de la velocidad de los neutrones. De repente, la fisión comienza a desacelerarse. Pero, al mismo tiempo, esta dilatación del agua induce a una baja de la concentración en boro, el cual captura eficazmente los neutrones, disminuyendo esta captura y reactiva la reacción de la fisión. El coeficiente de vacío expresa el hecho que la pérdida del fluido que transporta el calor, por ejemplo por una fuga de agua, debe provocar una caída de la reactividad del núcleo para que la temperatura del combustible no siga aumentando, lo que podría producir una fusión núcleo. En el caso de los PWR occidentales, es probable que ello suceda porque el fluido conductor de calor es el mismo que el moderador. Los neutrones no disminuyen su velocidad, reduciendo la probabilidad de nuevas fisiones. Este efecto actúa como un mecanismo de autorregulación asegurando la estabilidad del sistema. En el caso de los RBMK, una disminución del flujo de agua provoca un aumento de la tasa de vapor en el fluido circulando en las cercanías del combustible, disminuyendo la absorción de los neutrones e incrementando la cantidad de fisiones y por lo tanto la temperatura. A la inversa, el efecto de espectro produce una reducción de la probabilidad de fisión. Estos dos efectos son por lo tanto antagónicos. Sin embargo, según la potencia del reactor, uno de los efectos debe predominar sobre el otro. A baja potencia, el efecto de coeficiente de vacío predomina, volviendo al reactor inestable. Un coeficiente de vacío positivo implica que un aumento de la proporción de vapor produce un incremento de la reactividad del núcleo. A altas potencias, este fenómeno es más que compensado por el coeficiente de temperatura negativo del combustible pero a baja potencia, el reactor puede ser inestable.

Una experiencia se programó el 25 de abril y para realizarla se redujo la potencia del reactor. Pero como consecuencia de malas maniobras, esta potencia se derrumbó y para

---

<sup>15</sup> Cf. SFEN (Société Française d’Energie Nucléaire)



volver a recuperar un cierto nivel de potencia, los operadores tuvieron que extraer prácticamente todas las barras de control, lo que es contrario a las consignas de seguridad. El accidente se produjo el 26 de abril a 1h 23 min, cuando el operador oprimió el botón de parada de emergencia: la inserción de las barras cuya caída era lenta (20 segundos contra 2 segundos en Occidente) provocó un aumento en la reactividad del reactor. Estas barras habían sido mal concebidas: la presencia de prolongadores en grafito podía aumentar la reactividad del núcleo al comienzo de la caída. El aumento de la temperatura ocasionó una producción de hidrogeno y este hidrogeno acumulado provocó la explosión que destruyó la cúpula superior del reactor (no había además recinto de confinamiento en hormigón como en el caso de los reactores occidentales). No es fácil conocer la cantidad exacta de muertos entre los 600.000 “liquidadores” que intervinieron para arrojar productos absorbentes (plomo, arena, arcilla). Se edificó luego un sarcófago para cubrir este reactor, pero la zona se ha mantenido inhabitable por mucho tiempo.

Para muchos analistas, este accidente se debió a dos causas principales: 1) un error en la concepción del reactor; 2) una ausencia de cultura de seguridad en esa época de la era soviética en el seno de la industria nuclear. Respecto a ello, la experiencia y la comunicación sistemática de todos los incidentes a todos los operadores de centrales nucleares en el mundo constituyen factores importantes de seguridad. Se trata de la aplicación del principio de aprendizaje, donde cada uno conoce la experiencia del otro, y en la industria nuclear más que en cualquier otro caso, resulta un factor importante de seguridad.

A título ilustrativo de la evolución de las lecciones aprendidas internacionales luego de este accidente podemos citar:

- la creación de un grupo internacional de operadores de centrales nucleares, WANO<sup>16</sup>, que se preocupa ampliamente de la seguridad y de la disponibilidad de las instalaciones. Este grupo también se ocupa de asegurar una función de asistencia mutua entre explotadores (revisión de la seguridad por pares externos, análisis de los incidentes significativos con recomendaciones).
- La creación en 1991, bajo la tutela de la AIEA<sup>17</sup>, de la convención internacional de seguridad que busca que los diferentes Estados cumplan con sus responsabilidades en materia de seguridad. La supervisión es realizada por una conferencia bianual de las partes signatarias (60 países) que examina los casos referidos por los diferentes países.
- El refuerzo por la AIEA del programa de inspección internacional de las instalaciones nucleares, llamado OSART (Operational Safety Assessment Review Team), realizado por pares y miembros de la AIEA.

Hay que destacar también que la mayor parte de las centrales nucleares son sometidas regularmente a revisiones periódicas de seguridad, realizadas cada diez años.

---

<sup>16</sup> World Association of Nuclear Operators

<sup>17</sup> Agencia Internacional de Energía Atómica

Estas revisiones implican un examen detallado de las evoluciones reglamentarias luego de la puesta en servicio y dan lugar a trabajos destinados a reforzar el nivel de seguridad, teniendo en cuenta la experiencia internacional disponible para los reactores del mismo tipo.

#### 6.4.2 Los efectos de la radioactividad en la salud

La radioactividad se mide en becquerels (Bq). Esta puede ser natural o artificial y traduce la transformación de núcleos inestables en otros núcleos con emisión de rayos ionizantes. De esta forma, un suelo granítico tiene una actividad media de 8.000 Bq por kilogramo, y el cuerpo humano es también una fuente radioactiva, cuya actividad es del orden de los 10.000 Bq. Esos rayos ionizantes actúan sobre la materia viva por intermedio de la energía emitida. La dosis absorbida es estimada en gray (Gy) (por el nombre del físico inglés Stephen Gray) que corresponde a una dosis absorbida de 1 joule por kilogramo de materia.. Los efectos de la dosis absorbida varían según la naturaleza de la radiación ionizante, la duración de la exposición a la radiación, la distancia respecto de la fuente radioactiva y también de la naturaleza del tejido orgánico que fue irradiado. El efecto biológico es evaluado en sievert (Sv), por el nombre del científico sueco considerado el fundador de la radioprotección moderna. Es una unidad de medida de la “dosis eficaz”. La exposición media anual debida a la radioactividad natural en Francia corresponde a una dosis equivalente de alrededor 2 mili sieverts (mSv) por persona. Se conoce como estimar los efectos negativos sobre el cuerpo humano mas allá de una cierta dosis recibida pero no se sabe bien cuáles son los efectos en el largo plazo de dosis bajas. Se sabe que más allá de 1.000 mSv (o 1 Gy), pueden aparecer importantes perturbaciones. Es necesario distinguir bien los efectos de una irradiación de aquellos ocasionados por una contaminación. Hay irradiación cuando hay exposición a la radiación. Hay contaminación cuando se detecta la presencia en el organismo de un elemento químico (o de un cuerpo extraño) que es fuente de radioactividad.

El tema de los efectos vinculados a la radioactividad se plantea evidentemente a lo largo del ciclo de combustible: en la mina de uranio, en la elaboración y en la explotación del combustible, a nivel del transporte, del depósito como del almacenamiento de los productos y de los residuos nucleares. En la industria nuclear, la preocupación consiste en reducir lo máximo posible la dosis individual y colectiva recibida por el personal. Se trata de la aplicación del principio llamado ALARA (“As Low as Reasonably Achievable”).

<b>Tabla 6.8</b>			
<b>Efectos de la radioactividad</b>			
<b>Magnitud</b>	<b>Unidades</b>	<b>Equivalencias</b>	<b>Definiciones</b>
Actividad	Becquerel (Bq)	1 curie = 37 mil millones de Bq	Cantidad de desintegraciones por segundo en el seno de un material radioactivo.
Dosis absorbida	Gray (Gy)	1 Gy = 100 rads	Energía recibida por la materia irradiada por unidad de masa.
Dosis equivalente	Sievert (Sv)	1 Sv = 100 rem	Medida de los daños biológicos.

			cos sobre los tejidos vivientes irradiados
Flujo de dosis absorbida	Gy/hora		Cantidad de energía recibida por la materia irradiada por unidad de masa y por unidad de tiempo
Flujo de dosis equivalente	Sv/hora		Flujo biológico sufrido por un tejido viviente irradiado por unidad de tiempo (radio protección)

Fuente: DGEMP/CEA Ministerio de Industria, Paris

Las externalidades vinculadas a la industria nuclear presentan sin embargo especificidades respecto a otras externalidades vinculadas a las actividades industriales clásicas. El riesgo es global: una explosión nuclear o una emisión a la atmósfera de productos de fisión tiene un impacto que va más allá de la región donde se produjo el accidente. Los efectos son generalmente considerables e irreversibles a escala humana. Teniendo en cuenta el periodo de ciertos elementos (el periodo o semivida es el tiempo que se necesita para que un elemento radioactivo pueda perder la mitad de su radioactividad), los efectos de un accidente nuclear pueden hacerse sentir durante centenas, o miles de años. El problema se plantea, en particular, para el almacenamiento subterráneo de los residuos de alta actividad y/o de vida larga, problema que la actual generación va a legar a las futuras generaciones. Las mayores incertidumbres científicas subsisten en relación a los riesgos corridos. Esta es la razón por la cual la asegurabilidad de los riesgos nucleares obedece a reglas exorbitantes de derecho común.

### 6.4.3 Asegurabilidad del riesgo nuclear

Frente a estos riesgos, se adoptó un arsenal reglamentario tanto a nivel nacional como internacional. La industria nuclear es sin ninguna duda una de las actividades más controladas en el mundo. La naturaleza militar de las primeras aplicaciones de la industria nuclear pesa todavía en la percepción que la población tienen del riesgo nuclear. Diversas convenciones internacionales se han firmado para evitar la proliferación nuclear o prohibir la inmersión de residuos radioactivos en el fondo del mar (convención OSPAR). La AIEA (Agencia Internacional de Energía Atómica), cuya sede está en Viena, publicó numerosos informes y recomendaciones sobre la explotación, el desmantelamiento de las instalaciones y la gestión de los residuos.

La convención de Paris en materia de responsabilidad civil en el campo nuclear, firmada el 29 de julio de 1960 bajo la égida de la OCDE y completada el 3 e enero de 1963 por una convención complementaria firmada en Bruselas, prevé que sea creado un fondo especial para enfrentar la reparación de una eventual catástrofe nuclear, Otra convención firmada el 21 de mayo de 1963 en Viena en el marco de la AIEA, prevé un mecanismo similar.

El régimen especial de la responsabilidad civil nuclear reposa en los siguientes principios:

- una responsabilidad objetiva para evitar las aleas de la búsqueda de una falla;

- la canalización de la responsabilidad sobre el operador de la instalación nuclear (operador de un reactor, operador de una instalación de retratamiento o de la fabricación de combustibles) para evitar la búsqueda del responsable;
- responsabilidad limitada en monto y en el tiempo para que se mantenga soportable y asegurable. Es la consecuencia del principio planteado desde 1957 en los Estados Unidos por el Price Anderson Act, que busca limitar la responsabilidad financiera del operador para alentar el desarrollo de las aplicaciones civiles de la industria nuclear;
- obligación de garantía financiera, para dar a las víctimas la certidumbre de una indemnización (seguros obligatorios con concurrencia de montos definidos por las convenciones, obligación de constituir provisiones para el desmantelamiento de las instalaciones y la sepultura de los residuos).

De esta forma, la responsabilidad será “canalizada” sobre el operador que no puede excusarse por razones de fuerza mayor salvo en el caso de un conflicto armado, guerra civil o insurrección. En caso que ocurra un accidente durante el transporte de substancias nucleares, será el operador de la instalación nuclear de origen o destino de estas substancias, y no el transportista, que soporte la responsabilidad. En el “caso de los vagones contaminados” de La Haya, fueron EDF y la COGEMA las responsables y no la empresa ferroviaria SNCF, las responsables...Pero esta responsabilidad es parcial y limitada en su duración en el tiempo. Está previsto un techo en materia de indemnizaciones a ser pagadas y el periodo en el cual estas indemnizaciones pueden ser reclamadas está limitado a un plazo de diez años. Además el Estado puede o debe substituir al seguro total o parcialmente, en particular en caso de falla del asegurador. El Estado será entonces el “asegurador de última instancia”. Toma a su cargo ciertos riesgos que exceden un cierto techo pero hasta un determinado umbral. Mas allá de ese umbral serán los Estados firmantes de las convenciones que deben intervenir (en aplicación de las reglas previstas por las convenciones internacionales de Paris, Bruselas y Viena). El Estado puede, además, ser tomado como responsable por la autorización o por ausencia de interdicción al funcionamiento de una instalación. Es el signo manifiesto que la “energía nuclear es un campo en el cual la responsabilidad del Estado se basa principalmente en la noción del riesgo excepcional corrido por la población, por el ejercicio de las actividades de interés público o por el de la solidaridad nacional” (H. Pac, p. 179<sup>18</sup>).

La legislación nacional prevé en general que los operadores de instalaciones nucleares tengan la obligación de constituir provisiones. Según el informe de a Corte de cuentas de enero 2005<sup>19</sup>, las provisiones de Areva, de la CEA, y de EDF se establecieron, a fines de 2003 en 71,5 mil millones de euros. Estas provisiones deben permitir hacer frente al desmantelamiento de las instalaciones y a la gestión de los residuos. Pero se mantienen fuertes incertidumbres respecto a lo que podría costar el desmantelamiento de una central o la construcción de un sitio de almacenamiento de residuos. En 2009, la ANDRA estimaba que el sitio de almacenamiento de Bure debía costar entre 14 y 16 mil millones de euros. En 2010 esta cifra se ajustó al doble.

<sup>18</sup> H. Pac, *Droit et politiques nucléaires*, PUF, 1994.

<sup>19</sup> “Rapport sur le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs”, Paris, enero 2005. Ver también el artículo de G. de Rubercy (2010).

Otro tema es el aseguramiento de los fondos provisionados. Los operadores tienen la obligación de colocar estos fondos en operaciones sin riesgos (activos asegurados o fondos dedicados). Pero en un contexto de liberalización y privatización, puede temerse que algunos operadores utilicen estas provisiones para realizar arriesgadas operaciones financieras (OPA, colocaciones en acciones en la Bolsa), o desaparezcan por una quiebra o una OPA inamistosa. Recurrir al Estado será inevitable, pero será en este caso el contribuyente quien deberá soportar esta carga. Hoy existen tres preocupaciones comunes a todos los países que poseen instalaciones nucleares:

- una revisión periódica de las estimaciones de costos de desmantelamiento y de gestión de residuos;
- la implementación de una gestión separada de los fondos provisionados;
- una reforma del dispositivo de control (seguido de operaciones por una autoridad independiente para asegurarse de la disponibilidad de estas provisiones)

## **6.5 LA ELECTRICIDAD DE MERCADO Y LA DECISIÓN NUCLEAR**

Hay que recordar que la apertura a la competencia de las llamadas industrias de redes no tenía el objetivo, en Europa, de yuxtaponer 27 mercados competitivos sino de crear en el largo plazo un mercado único de gas y electricidad. Ello implica una cierta convergencia de precios del gas y la electricidad para todos los consumidores europeos, al menos sin presencia de congestiones en la frontera. La convergencia de precios a los usuarios finales aguas abajo debía generar incentivos a todos los productores europeos a optar por las inversiones en producción con mayor rendimiento, y la mezcla energética también se debía aproximar a lo largo del tiempo. Pero la optimización de los parques de producción se realiza en general bajo fuertes restricciones políticas en cada uno de los Estados miembro. La prohibición de realizar nuevas inversiones en la industria nuclear, que se aplica en algunos países (Alemania es el caso más notable) genera distorsiones: los productores alemanes de electricidad tendrán que optar por medios más costosos funcionando con gas o carbón. Los intercambios transfronterizos tienen efectos sobre el bienestar de los consumidores como sobre el de los productores, si el mercado mayorista es común a varios países y las congestiones en las fronteras pueden ser suprimidas<sup>20</sup>. Pero, paradójicamente, estos intercambios pueden también ver aparecer una renta de agotamiento tecnológico en beneficio de los productores con mayor rendimiento (aquellos que tienen un parque importante de centrales nucleares o hidroeléctricas).

### **6.5.1 Las controversias sobre la “renta nuclear”**

La liberalización de la industria eléctrica es acompañada en muchos países de la Unión europea, entre ellos Francia, por la coexistencia de dos tipos de precios de la electricidad:

---

<sup>20</sup> Ver J. Percebois: “Electricity Liberalization in the European Union”, *in the Energy Journal*, vol. 29 n° 1, 2008. Ver también H. Prévot: “Rapport sur les prix de l’électricité”, Ministère de l’Industrie, octubre 2004.

- *tarifas reguladas fijadas por el Estado* a la que están sometidos los consumidores cautivos, que no son elegibles (15 países sobre 27 mantenían estas tarifas a principios de 2010);
- *precios en oferta de mercado* que se aplican a los consumidores elegibles que han optado por esta posibilidad y negociaron contratos con su proveedor (operador histórico o nuevo) las que prevén un precio correlacionado a los precios del mercado mayorista.

Al momento de la apertura del mercado, en 2000, el sector eléctrico europeo presentaba una situación de sobrecapacidad y el precio del petróleo estaba bajo (en el orden de los 20 u\$/barril). Como consecuencia, y con la ayuda de la competencia, los precios ofrecidos sobre el mercado eran alrededor de un 20% o 30% menores que las tarifas reguladas. Las cosas comenzaron a cambiar a partir de 2004. El precio del petróleo comenzó a crecer y con esta evolución también creció el precio del gas importado. Recordemos que los contratos de importación de gas tienen cláusulas de indexación de los precios del gas sobre los precios del crudo y/o de los productos petroleros. El precio del carbón también creció como consecuencia del aumento de la demanda mundial de energía, traccionada por la demanda de China. En consecuencia, el costo de producción de la electricidad térmica producida con gas o carbón creció y el precio de la electricidad indexado sobre el precio del mercado mayorista superó el nivel de la tarifa regulada. Los consumidores que optaron por la oferta del mercado pidieron volver a la tarifa regulada, pero las leyes impidieron volver a la situación anterior. El Parlamento francés bajo la presión de los industriales, modificó la ley, creando una “Tarifa Transitoria de Regreso” (TARTAM) que en grandes rasgos va a seguir la evolución de la tarifa regulada:

Este sistema tiene un doble inconveniente:

- 1) la existencia de un precio mayorista sensiblemente mayor a la tarifa regulada no va a incitar a los consumidores a optar por la elegibilidad, y esto va a fijar las partes de mercado de los diversos proveedores; es en particular el caso de Francia;
- 2) los precios mayoristas de la electricidad, correlacionados con los del gas y del petróleo, van a producir una ventaja cada vez mayor para los operadores que tienen un parque de producción predominantemente nuclear o hidráulico.

El corazón del problema reside en que las tarifas reguladas de la electricidad se mantienen vinculadas, en Francia, a los costos de producción del parque eléctrico francés, que es un 90% nuclear e hidroeléctrico, mientras que los precios de mercado pagados por los clientes que optaron por la elegibilidad son *de facto* ligados a los precios de los hidrocarburos. Son las centrales térmicas que funcionan a gas o carbón, en general alemanas, que “fijan el precio” sobre el mercado mayorista eléctrico en Europa. Es cierto al menos sobre el mercado que es común para Francia, Alemania, y el Benelux, luego que la congestión en las fronteras prácticamente desapareció entre estos países. , El crecimiento de la parte del gas natural en la producción de electricidad en Europa reforzó la correlación que existe entre los precios del petróleo y de la electricidad en el mercado mayorista.

Esta situación produjo un debate sobre el origen, la legitimidad y la suerte de lo que fue bautizado como “*la renta nuclear*”.

### *Una renta de agotamiento*

Se puede hablar de “renta nuclear” (o hidráulica”) cuando el precio medio de venta del kWh es durablemente superior a su costo total de producción , incluyendo una tasa de rentabilidad del capital invertido.

El hecho de vender todo kWh producido al costo marginal de la electricidad en las horas de punta (cuando el precio de la electricidad es elevado en el mercado mayorista) no es una ventaja indebida, pues en ese momento el productor recupera los costos fijos de las centrales infra marginales (ver sección 5.2). En las horas de valle, el precio de venta de la electricidad en el mercado cubre los costos variables de estas centrales (costos de funcionamiento y costos de combustible<sup>0</sup>, pero *no cubre los costos fijos*. Es la lógica de la tarificación al costo marginal, fundada en un principio horario estacional de las tarifas.

Hay que recordar que esta “renta nuclear”, cuando existe, es decir cuando el precio medio de venta se mantiene durablemente superior al costo total de producción nuclear, no constituye un “poder de mercado” del productor histórico sino que en realidad corresponde a una *renta de agotamiento*. Esto es así porque los otros países europeos, en particular Alemania, no invirtieron lo suficiente en la industria nuclear en vistas del parque óptimo que debe desarrollar, y se ven obligados a convocar a centrales térmicas a gas o carbón una gran parte del tiempo sobre la placa europea. Las centrales a ciclo combinado son las más despachadas, aun en semibase. Como los mercados están ampliamente interconectados y casi no hay mas congestiones en la frontera entre Francia, Alemania y Benelux, son las centrales térmicas clásicas, en especial las centrales alemanas que funcionan con gas que se constituyen en “fijadores de precios” una gran parte del tiempo en el mercado europeo de electricidad.

Si el parque “franco-alemán” esta subdimensionado (particularmente el parque nuclear), las centrales marginales de costo variable elevado (centrales a gas) son despachadas una *cantidad de horas mayor que el óptimo* y los precios medios ponderados del mercado mayorista serán superiores al costo marginal de largo plazo de la electricidad. La industria nuclear se beneficiara entonces de una renta de agotamiento, lo que, en competencia pura y perfecta, debería incitar a los productores a invertir más en esta tecnología. Se deberían entonces construir centrales nucleares adicionales pero esta decisión es imposible por razones políticas en algunos países (en particular, Alemania). En este marco teórico, algunos productores podrían estar interesados en *subinvertir* (la “renta” va a aumentar para ellos) y sus competidores no tendrán la posibilidad de invertir más en esta tecnología.

Inversamente, si el parque “franco-alemán” está sobredimensionado respecto a la demanda, *las centrales de bajo costo variable van a ser despachadas en exceso*, bajando el precio en el mercado mayorista. El costo marginal de corto plazo será, en este caso, inferior al costo marginal de largo plazo y algunos productores no van a poder cubrir sus costos fijos.

Finalmente, si el parque “franco-alemán” es óptimo, es decir bien dimensionado respecto a la demanda, los productores de bajo costo variable (nuclear e hidráulico) van a recuperar simplemente sus costos fijos en periodo de punta. La media ponderada de los costos

marginales de corto plazo será igual en este caso al costo marginal de largo plazo, es decir al *costo de desarrollo o expansión del parque*.

La “renta nuclear” no es *estable ni irreversible*: varía en función del precio mayorista de la electricidad. Puede incluso ser en algún momento negativa si los precios del mercado caen. Las centrales de gas no presentan riesgos en caso de fluctuaciones de precios del petróleo, y por lo tanto del gas, porque la evolución del costo de la materia prima es trasladado al precio de la electricidad en el mercado mayorista. La rentabilidad de los productores de electricidad cuyo parque es predominantemente térmico clásico no se verá afectada. Por el contrario, si el precio del gas disminuye y con este el precio de la electricidad en el mercado mayorista, y si este precio cae por debajo de un cierto umbral, la rentabilidad de las centrales nucleares puede verse afectada. En este caso desaparecerá la “renta nuclear”.

Es la interconexión de los mercados mayoristas europeos, en un contexto en el que el parque eléctrico no es óptimo (porque por ejemplo no se ha desarrollado en forma suficiente el parque nuclear) la que genera una renta de agotamiento que beneficia a ciertos operadores, en particular en Francia. Desde este punto de vista, la decisión de la mezcla eléctrica en algunos países limítrofes tiende a traducirse por un incremento de precios para el consumidor francés. En el mercado mayorista franco-alemán, el precio está fijado cada hora por el costo de funcionamiento de la central marginal. Si este parque fuera óptimo la energía nuclear sería marginal durante el 50% del tiempo. Este sería el caso en Francia si el país fuera una isla eléctrica sin interconexión (la energía nuclear sería marginal más de 4.000 horas por año), En el estado actual del parque franco-alemán consolidado, la industria nuclear es marginal y por lo tanto “fija precio”, solamente el 20% del tiempo.

### ***Renta diferencial y renta de agotamiento***

Como se puede ver, es importante no confundir *renta diferencial y de agotamiento* (ver 2.3 y 5.2). La primera permite a un productor, nuclear por ejemplo, recuperar todos sus costos si la tarifa se hace sobre la base de los costos marginales; la segunda le produce beneficios suplementarios cuando los precios se lo permiten, obteniendo ingresos que superan la totalidad de sus costos. Para comprender esta diferencia, hay que recordar la lógica de una tarificación al costo marginal como se explica en 5.2. Aquí la podemos ilustrar con el caso de un parque de producción simplificado compuesto por dos tipos de centrales exclusivamente: centrales nucleares en la base y turbinas a gas en la punta. El costo fijo del kW instalado de la central nuclear es mayor al costo fijo de la turbina a gas mientras que el costo variable del nuclear por hora de funcionamiento es sensiblemente menor al costo variable de la TAG, sea  $a > b$  y  $f < g$ .

La función del costo nuclear por kW instalado está dada por  $y = f + ah$  donde  $h$  representa la cantidad de horas de funcionamiento. La de la TAG está dada por  $z = b + gh$ . Existe un valor particular de  $h$  que llamamos  $H$  para el cual los dos costos de producción se igualan, siendo  $y = z$  para  $h = H$  con  $H = (a-b)/(g-f)$  (diferencia de los costos fijos sobre los costos variables). Supongamos que la central nuclear funciona todo el año sobre el periodo  $(0, T)$  y que durante el periodo de punta  $(0, H)$  se agrega la turbina a gas. Sea  $X$  la potencia nuclear instalada (en kW) e  $(Y - X)$  la potencia instalada en turbinas a gas (en kW). La potencia



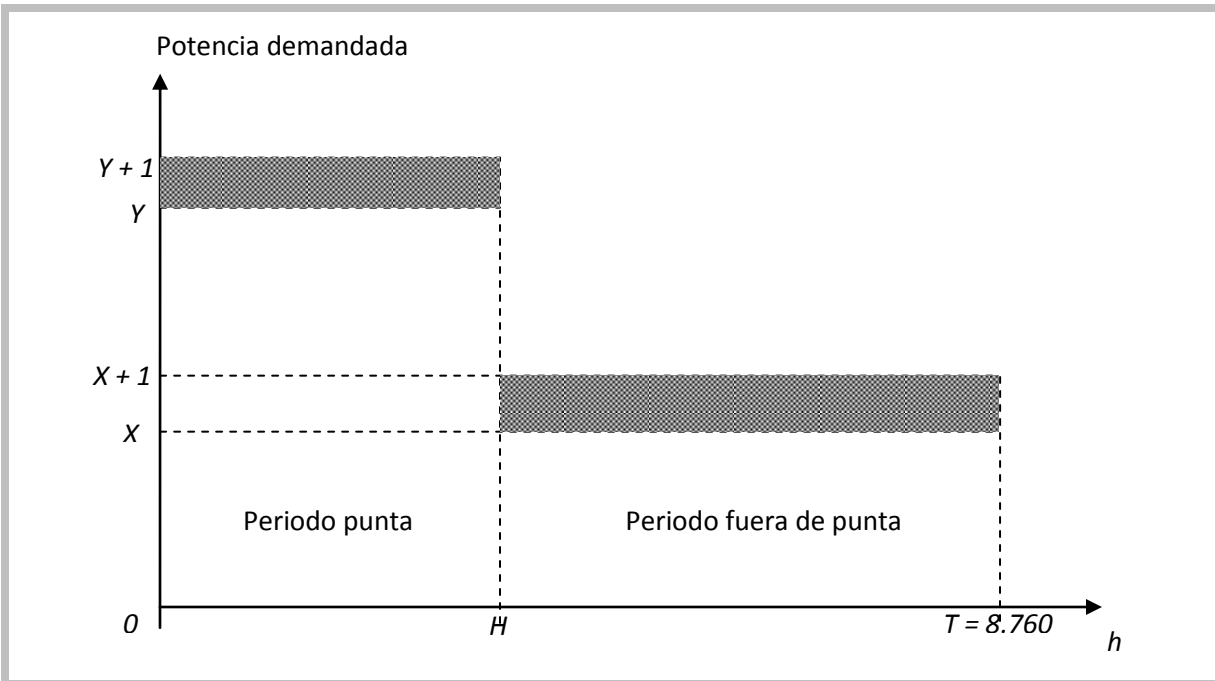
total instalada será  $Y$  (cf. figura 6.4). La central nuclear es el medio de producción en las horas de valle ( $H, T$ ) y la TAG el equipamiento marginal en las horas de punta ( $0, H$ ).

El costo total de producción de electricidad (integral de la monótona) está dado por  $C_0 = X(a + fT) + (Y - X)(b + gH)$ . Examinemos el impacto de un crecimiento anticipado de la demanda de electricidad. Suponemos una demanda adicional de 1 kW en el periodo de punta, o en el periodo fuera de punta, o la totalidad del año ( $0, T$ ). Suponemos que esta demanda es perfectamente anticipada por el productor, y que este ajusta sus inversiones en consecuencia.

Caso 1: La demanda crece durante el periodo de punta ( $0, H$ ). El costo total de producción será  $C_1 = X(a + fT) + (Y - X - 1)(b + gH)$ . Podemos deducir  $\Delta C = C_1 - C_0 = -b - gH$ . El costo marginal es el que “fija el precio” en las horas de punta. Cualquier consumidor presente en las horas de punta deberá pagar el kWh en base al costo fijo y al costo variable de la turbina a gas.

Caso 2: La demanda crece en el periodo fuera de punta ( $H, T$ ). El costo total de producción estará dado por  $C_2 = (X + 1)(a + fT) + [Y - (X + 1)](b + gH)$ . El kW nuclear suplementario instalado en las horas valle para satisfacer la demanda adicional estará disponible también en las horas de punta permitiendo, si es posible anticipar, reducir en 1 kW la potencia instalada en TAG. De donde es posible calcular el costo marginal soportado en las horas valle, siendo  $\Delta C_2 = C_2 - C_0 = f(T - H)$ , si reemplazamos  $H$  por su valor  $(a - b)/(g - f)$ . En las horas valle, el consumidor deberá soportar solo los costos variables del equipamiento marginal (en este caso el nuclear).

Caso 3: la demanda crece todo el año ( $0, T$ ). En este caso hay que invertir en 1 kW suplementario nuclear y esta potencia será plenamente utilizada. La potencia instalada en TAG se mantendrá sin variantes, igual a  $(Y - X)$ . El costo total estará dado por  $C_3 = (X + 1)(a + fT) + (Y - X)(b + gH)$ , de donde se puede deducir  $\Delta C_3 = C_3 - C_0 = a + fT$ . Encontramos evidentemente que  $\Delta C_3 = \Delta C_1 + \Delta C_2$



**Figura 6.4**  
**Monótona de potencias demandadas**

El sistema óptimo de tarificación, basado en los costos marginales, consiste en recuperar un ingreso igual a  $f(T-H)$  por kW despachado en las horas valle y un ingreso igual a  $b = gH$  por kW despachado en las horas de punta. Se puede ver que el ingreso total recuperado por kW nuclear despachado todo el año  $(0, T)$  será igual a  $f(T-H) + b + gH$ , o a  $fT$ . Pagando al nuclear sobre la base de los costos variables de la central nuclear en las horas de valle y sobre los costos fijos y variables de la turbina a gas durante las horas de punta, se cubren los costos fijos y variables de la central nuclear. Vender el kWh nuclear a un precio que permite recuperar  $b + gH$  por kW demandado en el periodo de punta  $(0, H)$  no resulta entonces una renta indebida; es el medio de cubrir los costos fijos del nuclear. Si, en las horas de punta, el precio estuviera fijado en base solamente a los costos variables de la turbina a gas, no sería posible recuperar los costos fijos. Este punto fue ampliamente tratado en el capítulo 5, consagrado a la electricidad:

La tarificación óptima debe seguir los siguientes preceptos:

- en las horas de punta, deben pagarse los costos variables y los costos fijos de los equipos de punta;
- en las horas valle, deben pagarse solo los costos variables de los equipos marginales despachados, los costos fijos de los equipos de base estarán cubiertos gracias a la *renta diferencial* obtenida en las horas de punta.

Si, por cualquier razón (poder de mercado, especulación, demanda excesiva, parque en subcapacidad...), el precio de mercado conduce a un ingreso superior a  $b + gH$  en las horas de punta, se producirá un ingreso suplementario que a priori se puede traducir en una *renta*

de agotamiento si la capacidad nuclear es insuficiente, o una *renta de monopolio* si el precio resulta de la utilización de un poder de mercado (por ejemplo, retiro de capacidad).

### ***Dinámica de la renta y política económica***

Como lo establecimos en el capítulo 5, la suma de las rentas *inframarginales* (que tienen una naturaleza general de renta diferencial)) se hace *nula para el parque de producción óptimo*: su producto solo sirve para cubrir los cargos fijos de las centrales para las cuales estas rentas son *superiores* a las de la máquina marginal, y cuyos costos proporcionales son *inferiores* a los de esta máquina marginal.

Cuando el parque está constantemente adaptado en forma óptima<sup>21</sup>, no hay renta “disponible” salvo que se renuncie a asegurar la continuidad del parque óptimo. En efecto, si se renuncia a asegurar el desarrollo del parque (en otras palabras si se renuncia a una “adaptación constante”) en una situación legal donde no se está obligado a invertir, se colecta una renta inframarginal sobre los equipamientos existentes.

El cálculo supone que son conocidos de antemano los diferentes parámetros según los cuales la economicidad del parque va a evolucionar y en particular los precios, los costos, la duración de vida de las instalaciones y las extracciones eventuales diversas que serían objeto de uno o más de los modelos de producción.

Según la expresión clásica, la renta *ex ante* es nula:

Cuando la condición de renovación de un parque *óptimo* en condiciones idénticas a las vigentes no puede ser encontrada, puede aparecer *transitoriamente* una renta, por ejemplo si las unidades son despachadas para funcionar más allá de la duración de vida fijada inicialmente por el cálculo del óptimo.

Se hablará entonces, según A. Marshal, de *cuasi-renta*, en el sentido que solo subsiste durante el tiempo de prolongación de su funcionamiento. Su naturaleza es esencialmente la de una *renta de agotamiento* vinculada a las unidades de producción que se han transformado en “baratas” y a la imposibilidad o la falta de oportunidad de renovar en forma idéntica y *en tiempo útil* el parque óptimo: limitación de sitios disponibles para la hidráulica o disposiciones legales para la nuclear, por ejemplo.

La tentación regaliana del poder de extraer las cuasi-rentas que han aparecido *ex post* será grande, ya sea para atribuírsela a los consumidores, o para cualquier objeto de política económica general.

Estas situaciones llaman sin embargo a la prudencia. En efecto, extraer las rentas mediante el impuesto en un modelo económico *estático* tiene esencialmente un efecto redistributivo, sin consecuencias sobre la eficiencia del aparato productivo.

---

<sup>21</sup> Ver el artículo fundador de M. Boiteux: “La tarification des demandes en pointe: application de la théorie de la vente au cout marginal” (*Revue Générale de l'Electricité*, LVIII, 8, 1949)

Extraerlas en un modelo *dinámico sin incertidumbres* tiene un efecto inmediato: el industrial que *sabe* que la renta que va a remunerar su inversión será confiscada no invertirá.

La situación es todavía más delicada en un mundo *dinámico con incertidumbre*: una renta que, *ex ante*, sirve ni más ni menos que a pagar la inversión, en esperanza matemática se transformará, *ex post*, en una pérdida o en un beneficio en función precisamente de la manera en la que serán levantadas las incertidumbres iniciales. Beneficio o pérdida, el monto en juego será tanto mayor cuanto más intensivo en capital sea el equipamiento objeto de la inversión, y cuanto más bajos sean sus costos de funcionamiento.

Una política pública circunstancial consistiría en confiscar las rentas *ex post* tendría también como efecto suprimir cualquier incentivo a invertir. Las ganancias para las autoridades de la extracción de la renta serán sin duda esclarecidas en el momento mismo; las consecuencias sobre la inversión serán dejadas en las sombras para una época posterior, cuando se manifiesten sus efectos sobre las capacidades disponibles.

### **6.5.2 En Francia: el Informe Champsaur (2009)**

Frente a las exigencias de la Comisión europea, que amenazó con iniciar acciones legales contra Francia por la no transposición integral de las directivas y por ayudas del Estado, por las tarifas reguladas consideradas demasiado bajas (tarifas aplicadas a los consumidores industriales), el gobierno francés constituyó una comisión que<sup>22</sup>, en 2009, hizo varias propuestas. Estas propuestas sirven de base al proyecto de ley llamado NOME (Nueva organización del Mercado Eléctrico) a ser debatida y votada por el Parlamento a fines de 2010 y entrada en vigor a principios o durante el 2011. Las principales propuestas son las siguientes:

- mantener tarifas reguladas para los consumidores domésticos y los pequeños industriales, con la posibilidad de una reversibilidad total entre tarifas reguladas y precios libres en oferta de mercado; esta reversibilidad debería incitar a los consumidores a tomar más riesgos;
- rechazo de suprimir en forma inmediata y total todas las tarifas reguladas, lo que equivaldría a alinear el precio de la electricidad en Francia sobre los precios del mercado mayorista europeo;
- extinción progresiva de las tarifas reguladas para los grandes consumidores industriales. Pero para que estos industriales puedan hacer jugar la competencia entre los proveedores y al mismo tiempo beneficiarse por la ventaja procurada por la energía nuclear en términos de costos, la comisión Champsaur propuso que la “renta nuclear” no sea conservada por el operador histórico (EDF). Dos soluciones principales fueron considerados respecto a la afectación de esta renta:
- el Estado recupera la renta nuclear (recordemos que continua siendo propietario de EDF en un 85%, y afecta esta renta al financiamiento de ciertas infraestructuras

---

<sup>22</sup> La comisión “Champsaur” presidida por Paul Champsaur y compuesta por cuatro parlamentarios y cuatro expertos (ver el sitio del ministerio de la industria en Paris, y las publicaciones de la Documentation française).

energéticas (redes de distribución de electricidad, y en particular, la construcción de redes subterráneas, que son escasas en Francia), o al financiamiento de un CSPE<sup>23</sup> negativo (ello equivale a redistribuir esta renta al consumidor final a prorrata de su consumo de electricidad). Esta situación implica retirar a EDF su ventaja comparativa;

- el nuclear histórico en posesión del operador histórico (EDF) es considerado como una “essential facility”. Todos los proveedores alternativos podrán, bajo ciertas condiciones y en cierta medida, tener acceso a la energía nuclear en manos del operador histórico sobre la base de un “precio regulado”. Esto no les impide realizar contratos con EDF para comprar kWh nucleares pero, en este caso, es probable que los precios serán cercanos al precio observado en el mercado mayorista. La idea en este caso es suprimir la tarifa regulada “aguas abajo” a nivel de los consumidores industriales pero introducir una “tarifa regulada” aguas arriba a nivel de las fuentes de los proveedores. Esta tarifa regulada de acceso a la energía nuclear, estará reservada solo a los proveedores presentes en Francia, con la condición de vender esta electricidad a sus clientes franceses (y no revenderla en el mercado *spot*) en el límite del 25% de la producción nuclear de EDF (100 TWh como máximo). Los operadores de la red (RTE y GRDF) podrán también comprar electricidad sobre la base de esta tarifa regulada “aguas arriba” para compensar sus pérdidas sobre las redes, pero hasta un límite de 20 TWh. Esta última solución fue la que se adoptó en la redacción de la ley NOME.

Como cualquier fuente de energía, la nuclear presenta ventajas e inconvenientes. Hoy es un elemento ineludible de la ecuación energética, y no solo en los países industrializados. El sector privado puede dudar en invertir en la industria nuclear, ya que el costo de la inversión inicial es mayor que el de las centrales de ciclo combinado. Pero si la competitividad del kWh nuclear queda establecida, la incertidumbre que planea sobre la evolución de los precios de hidrocarburos, sobre las reglas de juego del mercado de la electricidad, entre ellas el riesgo regulatorio, y sobre la legislación que se aplicara en el futuro a las instalaciones de retratamiento y de almacenamiento de residuos, incita a los productores a la prudencia. La inversión en energía nuclear presenta un valor de opción positivo a nivel macroeconómico y tecnológico. Pese a ello, muchos inversores se mantienen prudentes.

---

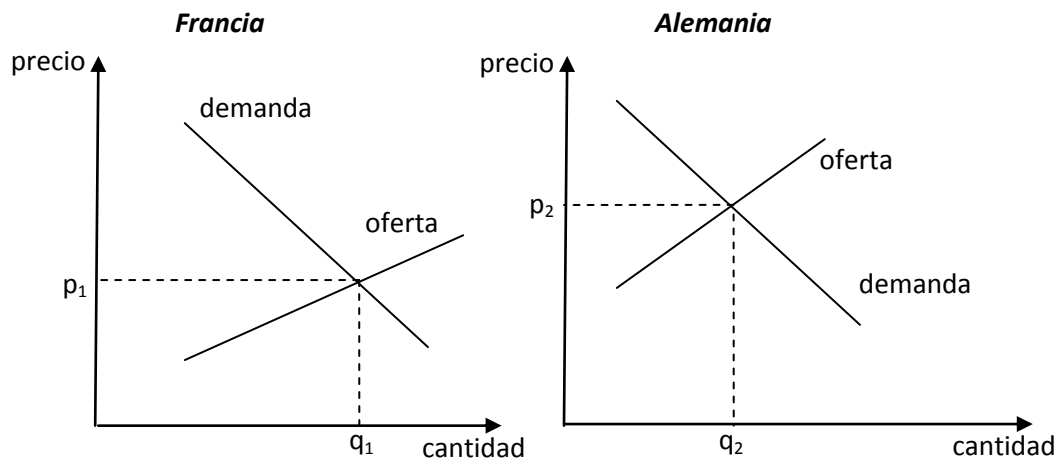
<sup>23</sup> Contribución al Servicio Público de Electricidad, contribución pagada por todos los consumidores de electricidad para financiar las misiones de servicio público: igualdad especial de las tarifas, subvención a las energías renovables (eólica, biomasa, fotovoltaica), tomar a cargo a los consumidores en situación de precariedad social.

## CUADRO 6.5 Impacto de las interconexiones eléctricas

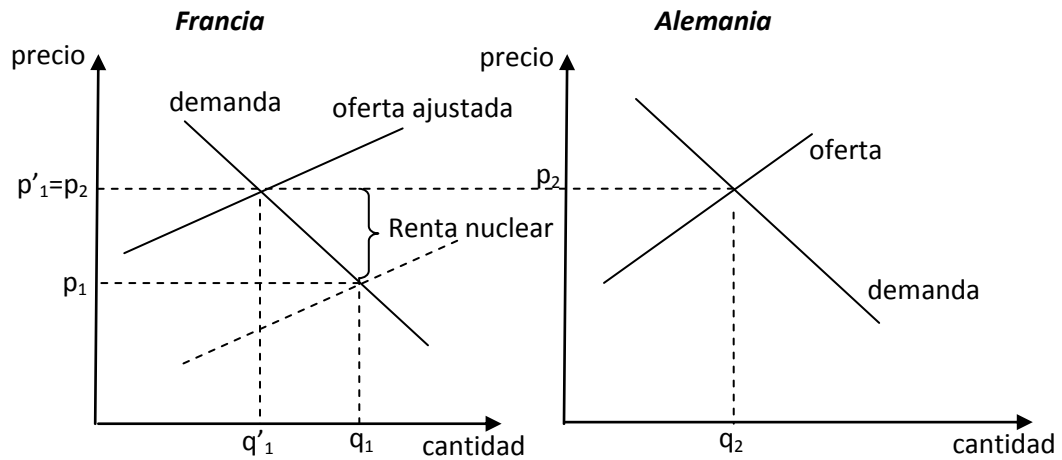
### 1 Caso Francia/Alemania (interconexión sin congestión)

En el mercado integrado franco-alemán, la central a gas alemana es marginal durante gran parte del año. El precio alemán  $p_2$  es el precio director y EDF alinea su precio interno sobre este precio  $p_2$ . El equilibrio inicial en Francia ( $p_1, q_1$ ) se desplaza a ( $p'_1, q'_1$ ) y la diferencia ( $p'_1 - p_1$ ) corresponde a la renta unitaria nuclear acaparada por EDF. El excedente del consumidor francés disminuye. El equilibrio no se modifica en Alemania. Se podía esperar en teoría una caída del precio alemán y una baja concomitante del precio francés, debido a la exportación neta de electricidad de Francia a Alemania. Esta exportación se realiza en horas de valle pero, en las horas plenas o en la punta Francia importa electricidad de Alemania. La insuficiencia de la energía nuclear en el "mix franco-alemán" de producción explica que el precio alemán sea director durante buena parte del año. Este precio está alineado con el costo de producción del kWh a la salida de la central a gas (o en su defecto de la central a carbón, incluido el costo de adquisición de permisos de emisión de CO<sub>2</sub>).

Impacto de las interconexiones eléctricas – Caso Francia/Alemania  
1 Sin interconexión



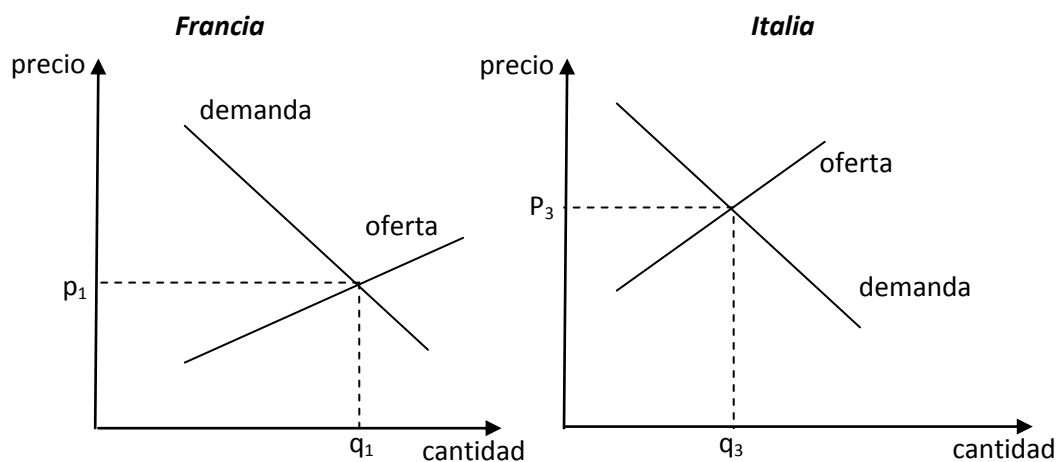
2 Con interconexión sin congestión (intercambios equilibrados; importación = exportación). En ausencia de competencia. EDF se alinea sobre el precio alemán más remunerativo.



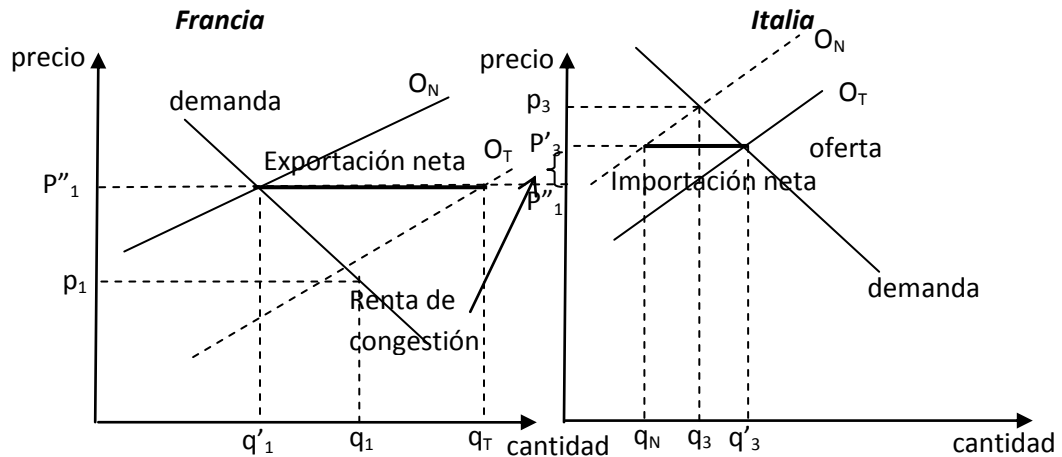
## 2 Caso Francia/Italia (interconexión con congestión)

La interconexión parcial entre los dos mercados permite a EDF incrementar su oferta total a  $q_T$  y exportar la cantidad  $(q_T - q''_1)$  considerada como prioritaria y vender en el mercado nacional la cantidad  $q''_1 < q_1$ . La oferta de kWh de EDF se incrementa frente a una demanda franco-italiana más elevada, pero la cantidad vendida sobre el mercado francés disminuye ligeramente, correspondiendo la diferencia entre la oferta de EDF y la demanda nacional a las exportaciones de Francia hacia Italia; en este caso el precio director es el precio francés pero la convergencia de precios entre Francia e Italia no es total ya que existe congestión en la frontera. El alza del precio francés de  $p_1$  a  $p''_1$  reduce ligeramente la demanda en Francia, lo que se traduce por una reducción del excedente del consumidor. La importación de electricidad permite incrementar la oferta en el mercado italiano; el equilibrio se desplaza de  $(p_3, q_3)$  a  $(p'_3, q'_3)$ . El consumidor italiano va a ganar pero el productor italiano va a reducir su oferta, que pasará de  $q_3$  a  $q_N$ . El productor italiano va a sufrir entonces una pérdida de excedente. Por causa de la congestión, el precio italiano  $p'_3$  será superior al precio francés  $p''_1$  y el diferencial  $(p'_3 - p''_1)$  corresponde a una renta de congestión (EDF vende sus kWh a un precio más alto en Italia que en Francia).

Impacto de las interconexiones eléctricas – Caso Francia/Alemania  
1 Sin interconexión



2 Con interconexión y congestión (Francia es exportadora neta hacia Italia). La congestión limita los arbitrajes entre los dos mercados.



En total, EDF obtiene una renta de agotamiento (nuclear) como consecuencia de las buenas interconexiones con Alemania, en un contexto en el cual el parque eléctrico alemán es subóptimo estructuralmente, y una renta de congestión por la insuficiencia de las interconexiones entre Francia e Italia. Una mejor programación coordinada de las inversiones eléctricas en Europa (invirtiendo con mayor intensidad en la energía nuclear), combinada con el desarrollo de las interconexiones debería permitir una mejor convergencia y la disminución de los precios de la electricidad para los consumidores europeos.

**Tabla 6.9**

**Ventajas y límites de la opción nuclear**

Ventajas	Límites
Competitividad económica	Alta inversión inicial (barreras de entrada)
Poca o ninguna emisión de CO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , NO <sub>2</sub> , etc.	Almacenamiento de residuos nucleares (en particular residuos HAV).
Seguridad de reactores e importante potencial de progreso técnico (RNR, etc.).	Riesgo de proliferación, necesidad de reforzar la seguridad de las instalaciones frente al terrorismo.
Baja sensibilidad al precio del uranio, relativa estabilidad de costos.	Necesidad de encontrar personal calificado (cuello de botella en caso de fuerte recuperación de la industria nuclear)
Factor de independencia energética	Necesidad de disponer de una red eléctrica de la suficiente dimensión (regla N-1). La industria nuclear no se adapta bien a redes pequeñas.

Fuente: H. Boyé y J. Percebois, Medenergie, 2010



<b>Tabla 6.10</b>				
<b>Principales operadores de la industria nuclear en el mundo</b>				
<b>Operadores</b>	<b>n° 1 AREVA</b>	<b>n° 2 TOSHIBA Westinghouse</b>	<b>n° 3 HITACHI General Electric</b>	<b>n° 4 ROSATOM</b>
Ingresos 2007 (mil millones de euros)	13	10	22,5	5,5
Parte del mercado mundial	20 a 25%	15 a 20%	10 a 15%	5 a 10%
Ventajas	EPR – Presencia en toda la cadena	AP 1000	Reactores de potencia media	Alianza con el alemán SIEMENS

<b>Tabla 6.11</b>							
<b>Perspectivas de la industria nuclear en Europa; el peso de las sociedades eléctricas históricas (las “Siete Hermanas” controlan dos tercios del mercado eléctrico europeo)</b>							
<b>Sociedades (cifras 2008)</b>	<b>EON (Alemania)</b>	<b>GDFSUEZ (Bélgica/Francia)</b>	<b>EDF (Francia)</b>	<b>ENEL * (Italia)</b>	<b>RWE (Alemania)</b>	<b>Iberdrola (España)</b>	<b>Wattenfall (Suecia)</b>
Ingresos 2008 (mil millones de euros)	86,8	83,1	64,3	61,2	48,9	25,2	15
Parte del Estado en el capital (%)	-	35,7%	85%	31,2%	12%	-	100%
Parte capital flotante (%)	91%	59%	13%	68%	78%	84%	'
Parte de mercado nacional aguas abajo	16% Al	68% Bel	92% Fr	45% It	18% Al	10% Esp	35% Suecia
Parte de mercado en otro país de la UE	19% UK	5% Fr	13% UK	50% Esp	17% UK	-	14% Al

<b>Tabla 6.12</b>		
<b>Proyectos de reactores nucleares en Europa (situación a comienzos de 2010) (tabla elaborada a partir de estadísticas de la AIE y de la AIEA)</b>		
<b>Países “nucleares” con nuevos proyectos</b>	<b>Potencia instalada a comienzos de 2010</b>	<b>Proyectos</b>
Bélgica	5.863 MW	Decisión tomada en 2010 de prolongar 10 años la vida útil de los reactores en funcionamiento pero no se prevén nuevas construcciones por el momento, por la moratoria decidida en la ley de 2006.
Bulgaria	1.906 MW	Dos nuevos reactores programados
Finlandia	2.696 MW	Un reactor en construcción (EPR) y otro aprobado
Francia	63.260 MW	Un reactor en construcción (EPR de Flamanville) y otro en proyecto (EPR de Penly).
Lituania	1.185 MW	Proyecto de un reactor “Báltico” común a Polonia, Estonia y Letonia
Países Bajos	482 MW	Proyecto de un nuevo reactor
Reino Unido	13.107 MW	En junio 2008 se tomó la decisión de construir seis nuevos reactores
Rusia	21.743 MW	Nueve reactores nuevos en proyecto
Suecia	8.958 MW	Un nuevo reactor previsto para 2014; en junio de 2010 el Parlamento votó a favor de la renovación en el largo plazo de diez reactores en funcionamiento (se abandona el desmantelamiento progresivo decidido en referéndum de 1980)
Suiza	3.238 MW	Dos nuevos reactores en proyecto (referéndum programado para 2013)
<b>Países “nucleares” que decidieron una moratoria o salir de la industria nuclear</b>	<b>Potencia instalada a comienzos de 2010</b>	<b>Proyectos</b>
Alemania	20.470 MW	Moratoria decidida en 2002 (la decisión podría ser reversible), se decidió prolongar la vida útil de las centrales en diciembre 2010
España	7.450 MW	Moratoria decidida en 1986 (la decisión podría ser reversible).
<b>Países “no nucleares” que tienen proyectos de reactores</b>	<b>Potencia instalada a comienzos de 2010</b>	<b>Proyectos</b>
Albania	-	Proyecto de reactor común con Bosnia, Croacia y Montenegro.
Bielorrusia	-	Un reactor en proyecto

Italia	-	Cuatro EPR en proyecto al horizonte 2013, fecha de inicio de la construcción (moratoria de 1986 revertida).
Portugal	-	Posible proyecto con incertidumbre política.
Turquía	-	Posible proyecto (se realizó una licitación en 2008)
<b>Países “nucleares” sin nuevos proyectos</b>	<b>Potencia instalada a comienzos de 2010</b>	<b>Proyectos</b>
República Checa	3.678 MW	
Rumania	1.300 MW	
Eslovaquia	1.711 MW	
Eslovenia	666 MW	
Ucrania	10.097 MW	
<b>Países “no nucleares” que rechazan la industria nuclear</b>	<b>Potencia instalada a comienzos de 2010</b>	<b>Proyectos</b>
Austria	-	Decisión contra la instalación de reactores nucleares.
Dinamarca	-	Decisión contra la instalación de reactores nucleares.

### **CUADRO 6.7. La industria nuclear y la tasa de actualización: divergencias entre lo público y lo privado?**

Retomamos aquí una parte del anexo 8 del informe Charpin – Dessus – Pellat, sobre las perspectivas de la industria nuclear en Francia (La Documentation Française, 2000), del que J. Percebois fue uno de los miembros informantes.

No actualizar con el argumento que el interés de las generaciones futuras sería destruido si se deprecia el futuro es discutible, ya que existe una “preferencia por el presente”. Actualizar tiene el riesgo de llevar a arbitrajes muy favorables para las actuales generaciones; es nuestro deber también tener en cuenta el bienestar de las generaciones futuras. En la práctica, deben tomarse en consideración dos efectos, según Böhn – Boverk, para justificar la actualización<sup>24</sup>:

- un “efecto de impaciencia”  $v^{25}$ ; los agentes económicos tienen una preferencia pura por el presente;
- un efecto de riqueza; las generaciones futuras tendrán mejores condiciones de vida que las presentes (serán más ricas y vivirán más tiempo).

<sup>24</sup> Ver también Bénassy – Quéré y al.: *Politique économique* (De Boeck, 2009, p. 84)

<sup>25</sup> Sobre el efecto de impaciencia y sus implicancias en cálculo económico, ver Ramsey, F. ; “A mathematical theory of savings” (*The Economic Journal*, 38, 543 – 59, 1928), citado y utilizado por Gollier, C. in *Pricing the future*, a publicarse, Princeton University Press.

K. Arrow propone utilizar una tasa de entre el 4% y el 5% (1% por la preferencia pura y 3 a 4% por el efecto riqueza).

La prudencia debe, sin embargo, conducirnos a optar por una tasa que no sea demasiado elevada, pues debemos favorecer las inversiones de prevención de riesgos cuando algunas de nuestras decisiones tendrán un fuerte impacto sobre el bienestar de nuestros descendientes. Este es en todo caso el punto de vista desde el Estado. La tasa de actualización debe entonces ser una función decreciente del horizonte temporal considerado. Harvey propone una actualización adaptativa de la siguiente forma:

$$a(t) = b / (b + t) \text{ donde } b \text{ es una constante positiva y } t \text{ el tiempo.}$$

El Informe D. Lebegue (2005) recomienda una tasa de actualización única para todas las decisiones públicas, decreciente en el tiempo: 4% para un período menor a los 30 años, y 2 a 3% más allá de los 30 años. Se trata de una tasa real sin prima de riesgo, lo que implica que la cuestión de la aversión al riesgo del decisor debe ser tratada aparte.

Pero la aversión al riesgo de los inversores privados es superior a la del sector público, ya que su capacidad a mutualizar los riesgos es sensiblemente menor. El sector privado utiliza generalmente como referencia, el costo medio ponderado del capital. El CMPC o WACC (Weighted Average Capital Cost) obedece a la siguiente fórmula:

$$WACC = (E / V) Ke + (D / V) kD (1-t)$$

donde  $E$  representa los fondos propios,  $D$  los fondos obtenidos por préstamos o deuda,  $V$  el valor de la empresa (igual a  $E + D$ ),  $kE$  la tasa de remuneración de los fondos propios,  $kD$  la tasa de remuneración de la deuda o fondos prestados, y  $t$  la tasa de impuestos a las sociedades (la carga de los intereses es fiscalmente deducible). La estructura de financiamiento tendrá un impacto sobre la tasa de actualización considerada. Respecto a la tasa de remuneración exigida por los accionistas, debe tenerse en cuenta una prima de riesgo. Ello explica que la tasa de actualización elegida por el privado sea en general sensiblemente superior a la del sector público. Ello es un inconveniente para la industria nuclear, por lo que el interés en reactores de mediana potencia desde el sector privado sea mayor, ya que el costo de inversión es menor que los grandes reactores.

## CUADRO 6.8

### **La industria nuclear, la calefacción y la punta eléctrica**

La punta eléctrica representa 20% de la demanda de electricidad en Francia, pero es responsable de la mitad de las emisiones de CO<sub>2</sub> vinculadas a la producción neta de electricidad. En las horas de punta se debe convocar, además de las centrales nucleares, a la producción térmica (gas o carbón). Reducir la demanda de punta en 1% permite también reducir en un 4% las emisiones de CO<sub>2</sub>. Para algunos la decisión nuclear favoreció excesivamente el desarrollo de la calefacción eléctrica, en detrimento de la calefacción con gas natural particularmente. Existe sin embargo una controversia relativa al contenido en CO<sub>2</sub> de la calefacción eléctrica respecto a la calefacción a gas. Según se adopte un enfoque en términos de *contenido medio* o de *contenido marginal* en CO<sub>2</sub> las cifras son divergentes. La calefacción eléctrica, al aumentar la demanda de punta contribuye también a las emisiones de CO<sub>2</sub>, pero hay que recordar que una gran parte de las necesidades de punta corresponden a usos cautivos de la electricidad, como la iluminación y los usos electrodomésticos.

## BIBLIOGRAFIA

- Angelier, Jean Pierre, *Le nucléaire*, Editions La Découverte – Maspero, « Repères », 1983, 125 páginas.
- Barré, Bertrand y Bauquis, Pierre - René, *Comprendre l'avenir : l'énergie nucléaire*, Hirle, 2007, 193 páginas.
- Béhar, Christophe, Martin-Déidier, Locik y Gauché, François ; « Astrid : un prototype de réacteur de quatrième génération pour un nucléaire durable », in *Passages*, n° 163, 2 trimestre, junio – julio, 2010, p. 41-50.
- Bertel, Evelyne y Naudet, Gilbert, *L'économie de l'énergie nucléaire*, EDP Sciences, 2004, 445 páginas.
- Boiteux, Marcel, *Haute Tension*, Ediciones Odile Jacob, 1993, 232 páginas.
- CEA (Commissariat a l'Energie Atomique), « Déchets radioactifs, des solutions en progrès continu », in *CLEFS* n° 53, invierno 2005 – 2006.
- Champsaur, Paul, « Rapport de la Commission sur l'organisation du marché de l'électricité », Ministerio de Ecología, Medio Ambiente y Desarrollo Durable y Ministerio de Economía y de Industria, abril 2009.
- Charpak, Georges, Garwin, Richard y Journe, Venance, *De Tchernobyl en Tchernobyls*, Ediciones Odile Jacob, 2005, 569 páginas.
- Charpin, J.M., Dessus, B. y Pellat, R., « Les perspectives de la filière électronucléaire en France », La Documentation Française (informe al gobierno ; miembros informantes, N. Jestin-Fleury y J. Percebois), 2000.
- Chevalier, Jean Marie y Percebois, Jacques, « Gaz et électricité : un enjeu pour l'Europe et pour la France » Informe de CAE, la Documentation Française, Paris, 2008, 148 páginas.
- Cour des Comptes, « Rapport sur le démantèlement des installations nucléaires et la gestion des déchets radioactifs », la Documentation Française, Paris, 2005.
- Gin, Stephane, *Les déchets nucléaires; quel avenir ?*, Dunod, « UniverSciences », 2006, 202 páginas.
- Goldschmidt, Bertrand, *Le complexe atomique*, Fayard, 1980.
- Hauet, Jean Pierre, « Le nucléaire français après Abu Dhabi », in *Revue Passages*, n° 163, 2 trimestre, junio – julio, 2010, p. 18-40.
- Lauvergeon, Anne, « Le nucléaire, un des atouts maitres dans la nouvelle donne énergétique mondiale », in *Réalités Industrielles*, febrero 2007, p. 5-9.
- Lebegue, Daniel, « Prix du temps et décision publique », Commissariat General du Plan, Paris, 2005.
- Le Dars, Aude, *Pour une gestion durable des déchets nucléaires*, PUF 2004, 282 páginas.
- Mainguy, Yves, *Economie de l'Energie*, Dunod, 1967, 532 páginas.
- Metivier, Henri, *Plutonium, mythes et Réalités*, EDP Sciences, 2010, 282 páginas.
- Morvan, Pierre, *Nucléaire, les chemins de l'uranium*, Ediciones Ellipses, 2004, 188 páginas.
- Pac, Henri, *Droit et politiques nucléaires*, Presses Universitaires de France, « QSJ », 1994.
- Percebois, Jacques, *Economie de l'Energie* (capítulo sobre la industria nuclear), Economica, 1989, 689 páginas.
- Percebois, Jacques (editor), *Energie et théorie économique* (capítulo sobre la industria nuclear), Ediciones Cujas, 1997, 460 páginas.

Percebois, Jacques, "Electricity Liberalization in the European Union: Balancing Benefits and Risks", in *Energy Journal*, vol. 29, n° 1, 2008, p. 1-20.

Piatier, Henri, "Un siècle d'histoire nucléaire de la France », in *Cahiers de Recherche du Creden*, Université de Montpellier I, n° 96/03/04, 1996.

Pradel, Philippe, « La R et D sur les filières actuelles et futures », », in *Réalités Industrielles*, febrero 2007, p. 23-30.

Prevot, Henri et alii, « Rapport d'enquête sur les prix de l'électricité », Conseil General des Mines, Ministerio de Industria, Paris, octubre, 2004.

Rubercy, Guillaume (de), « Sécurisation des actifs dédiés au financement du démantèlement des installations nucléaires : questions nouvelles et propositions » in *Environnement et Développement Durable* (Revue Jurisclasseur), marzo 2010, p. 15-22.

SFEN (2006), « L'accident de Tchernobyl », Sociedad Francesa de Energía Nuclear, sitio web, 22/12/2006.

**EL CARBON**

7.1	Las diversas categorías de carbón: naturaleza, reservas, usos	497
7.2	El mercado internacional del carbón	503
7.3	Los problemas creados por la “regresión” del carbón en Europa	511
7.4	El futuro del carbón, condicionado en parte por el progreso técnico	516
	Bibliografía	529



Entramos en el siglo XXI con la energía del siglo XIX, como lo sugiere Jean Marie Martin-Amouroux (2008)?. El carbón, es la energía de la Revolución industrial de los años 1850; pero también es la segunda fuente de energía primaria en el mundo en nuestros días (con 26 a 27% del balance primario, luego del petróleo (38%) pero antes que el gas natural (24%)); es sobre todo la primera fuente de energía en términos de reservas con una relación reservas/producción que supera los 150 años (contra 44 años para el petróleo y 60 años para el gas natural). Es importante destacar la naturaleza de los distintos tipos de carbón disponibles y sus usos (7.1), presentar a los actores existentes en el mercado internacional y analizar los mecanismos de formación de precios del carbón (7.2). Luego abordaremos, partiendo del ejemplo francés, el problema económico particular creado en muchos países de Europa el proceso de “regresión” de la actividad carbonífera, en un momento en que otros países se vuelcan nuevamente sobre estos combustibles (7.3). El futuro del carbón depende de los progresos técnicos que se obtendrán a nivel de rendimientos de las centrales térmicas y de la captura de carbón (7.4).

## **7.1 LAS DIVERSAS CATEGORÍAS DEL CARBÓN: NATURALEZA, RESERVAS Y USOS**

Como lo señalan G. Sarlos, P.A. Haldi y P. Verstraete en su tratado de ingeniería civil sobre los sistemas energéticos<sup>1</sup>, “el carbón es una forma de energía solar almacenada desde los tiempos geológicos (...). La mayor parte de las materias orgánicas constituyentes de los desechos vegetales de los bosques de las eras primarias se descompuso, en presencia de oxígeno atmosférico, en gas carbónico y agua. Una proporción ínfima de estos desechos pudo acumularse en ciertos sitios geológicos propicios para transformarse ulteriormente en carbón. Fue necesario para ello que luego del hundimiento del terreno, la capa vegetal formada fuera recubierta y saturada por agua, luego aislada de la atmósfera por una capa sedimentaria mineral de origen aluvial sobre la que pudo, a su turno, desarrollarse una nueva vegetación... Bajo los efectos combinados de la presión, el agua y el incremento de la temperatura, y en ausencia de aire, se produjo una fermentación anaeróbica durante la cual los sedimentos se enriquecieron en carbono. El resultado de este proceso de muy largo aliento fue la formación sucesiva de diferentes productos en el siguiente orden: la turba, el lignito y el carbón” (pág. 153).

Dependiendo de la materia orgánica inicial, los carbones contienen cantidades variables de carbono, de hidrógeno, de oxígeno y de nitrógeno. La turba contiene poco carbono pero mucha agua; su combustión libera poco calor y numerosos residuos. Su poder calorífico es bajo y es muy poco utilizada en la actualidad. El lignito es más rico en carbono que la turba, pero con un tenor elevado en materiales volátiles, siendo un combustible bastante mediocre. Es utilizado esencialmente para producir electricidad (fundamentalmente en el este de Alemania o en Grecia). La hulla agrupa los otros carbones: es más rica en carbono que el lignito y encierra menos agua y volátiles. Se distinguen los carbones en sub-bituminosos y bituminosos. Entre estos últimos, a partir de los carbones grasos e inflados se obtiene el coque, que se utiliza en la producción de acero (de allí proviene el nombre de carbón metalúrgico o siderúrgico). El coque se obtiene calentando carbones grasos a 1000 °C, en ausencia de aire. El residuo (coque), 750 kg por tonelada, es utilizado para la

---

<sup>1</sup> Escuela Politécnica de Lausana, Presses Universitaires Romandes, volumen 21, 2003 (857 páginas)

reducción de mineral de hierro en los altos hornos. Los otros carbones bituminosos y sub-bituminosos constituyen lo que se llama “carbón vapor”, que es utilizado para la producción de electricidad y para la producción de vapor y calor en la industria.

Por encima del poder calorífico de 6.000 kCal/kg, se habla de “hard coal”, en oposición al “brown coal” (carbones sub-bituminosos y lignito). Entre los llamados “hard coal” tenemos la antracita, que presenta un muy fuerte tenor en carbono y un bajo tenor en materiales volátiles, es un carbón de lujo reservado esencialmente a la calefacción de locales (sector domestico y terciario). Su ventaja consiste en generar muy poca ceniza durante la combustión (ver figura 7.1 y tabla 7.1)<sup>2</sup>.

El carbón ya se utilizaba en China hace 3.000 años o en Europa en la Edad Media, pero los métodos de extracción eran muy rudimentarios (se explotaban minas llamadas “a cielo abierto”, es decir superficiales o de escasa profundidad) y los usos eran muy limitados. El carbón cubría solamente el 1% del consumo de energía primaria en 1750 en Europa, en una época en la que la energía dominante, casi exclusiva, era la leña. Hacia 1880, el carbón alcanzaba a casi el 50% del balance de energía primaria en Europa. Fue el elemento motor de la primera revolución industrial en Inglaterra, Alemania y Francia.

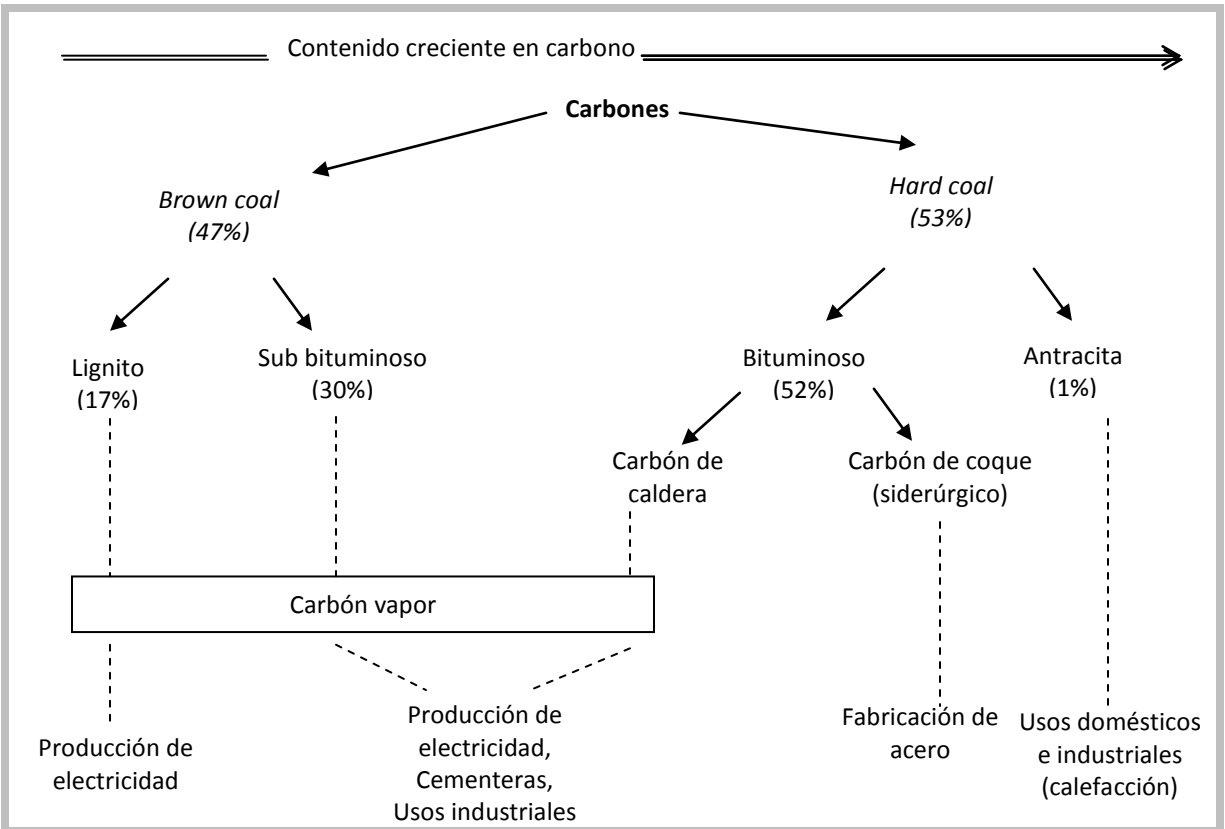
Distinguimos en general las minas a cielo abierto cuando las vetas de carbón son accesibles desde la superficie (colinas) o de poca profundidad (100 a 200 metros), y las minas subterráneas cuando el carbón está ubicado a más de 200 metros de profundidad, a veces a 1.200 o 1.500 metros. Según la naturaleza de las vetas, cuyo espesor es muy variable de una mina a otra, la productividad varía fuertemente y la mecanización no siempre es posible.

Una vez extraído, el carbón tiene que ser tratado antes de poder ser utilizado en el sitio (por ejemplo, en una central termoeléctrica) o evacuado hacia los centros de consumo. Se trata de separar el carbón de sus impurezas; para ello hay que clasificar el mineral, triturarlo (obtener productos homogéneos para su comercialización), lavarlo (separar el mineral de los residuos), y secarlo.

Salvo cuando es utilizado en las minas (centrales termoeléctricas), el carbón tiene que ser transportado y esta actividad es costosa. Es una gran diferencia con el petróleo, que es un producto líquido fácil de transportar. Hay que diferenciar los costos de transporte terrestre, desde la mina hasta los centros de consumo o de exportación (por barcazas, camiones o trenes), los costos de carga en los puertos de embarque, los costos de transporte internacional (por buques mineraleros de gran talla, los “capsize ships”), los costos de desembarque, de almacenamiento y de transporte hasta el usuario final en el país importador. Estos costos de transporte (internos en el país y/o externos cuando se trata de carbón vendido en el mercado internacional) pueden representar hasta el 60% del precio final en puerto de desembarque (ver tabla 7.7).

---

<sup>2</sup> Ver también J. Percebois, *Economie de l’Energie*, capítulo VIII, Economica, 1989.



**Figura 7.1**  
Diferentes tipos de carbón (reservas probadas en %)

Tabla 7.1 Características de los diversos carbones				
Categoría de carbón	Principales países	Poder calorífico (kCal/kg)	% carbono	Cualidades y usos
Antracita	Vietnam	6800-7000	90-95%	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Excelente poder calorífico</li> <li>• Se adapta muy bien a la calefacción doméstica o terciaria</li> </ul>
Bituminoso	Australia Sudáfrica China Indonesia Rusia	6000-6700	80-90%	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Muy buen poder calorífico</li> <li>• Utilizado para la producción de electricidad y usos industriales (calor, vapor),</li> <li>• Algunos carbones bituminosos sirven para la producción de coque (siderurgia)</li> </ul>
Sub bituminoso	Indonesia	5000-6000	75%-80%	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Buen poder calorífico</li> <li>• Utilizado para la producción de electricidad y para producir vapor y calor en la industria</li> </ul>
Lignito	Indonesia	4000-5000	60-75%	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Escaso poder calorífico</li> <li>• Utilizado para la producción de electricidad.</li> </ul>

Fuente: Wood Mackenzie, GDF Suez Upstream Coal Integration Study, Final Report 04/12/09

## **CUADRO 7.1**

### **La extracción del carbón**

La explotación del carbón se realiza a “cielo abierto”, cuando el carbón se encuentra a poca profundidad, o en minas subterráneas que pueden ser profundas (1000 a 1500 metros). Existen dos tecnologías principales de explotación del carbón en estas minas:

#### **1) La tecnología denominada de “cámaras y pilares”**

Consiste en excavar una red de galerías que se cortan perpendicularmente y están suficientemente próximas entre sí, para extraer lo esencial del yacimiento. Al final de la extracción, los pilares residuales pueden quedar en el lugar o ser levantados. El mineral es extraído mediante voladuras que permiten diseñar una cuadrícula de cámaras (vacías) y pilares. Las cámaras sirven como vías de rodamiento para transportar el mineral mediante camiones o trenes. Cuando las venas del carbón son estrechas y agudas, la explotación es poco mecanizada y requiere una abundante mano de obra.

#### **2) La tecnología denominada de “cola larga”**

Se excavan dos túneles en paralelo y una máquina recorre ida y vuelta estos túneles, abatiendo el carbón a su paso. En la medida que el “frente” avanza a lo largo del túnel se deja caer el techo (desmoronamiento). Se puede reemplazar de esta forma el carbón extraído por rocas estériles (relleno), ya que el desmoronamiento puede en algunos casos provocar hundimientos en la superficie. Esta técnica de relleno es sin embargo más costosa que la del desmoronamiento, pero permite una mayor productividad que la de “cámara y pilares”.

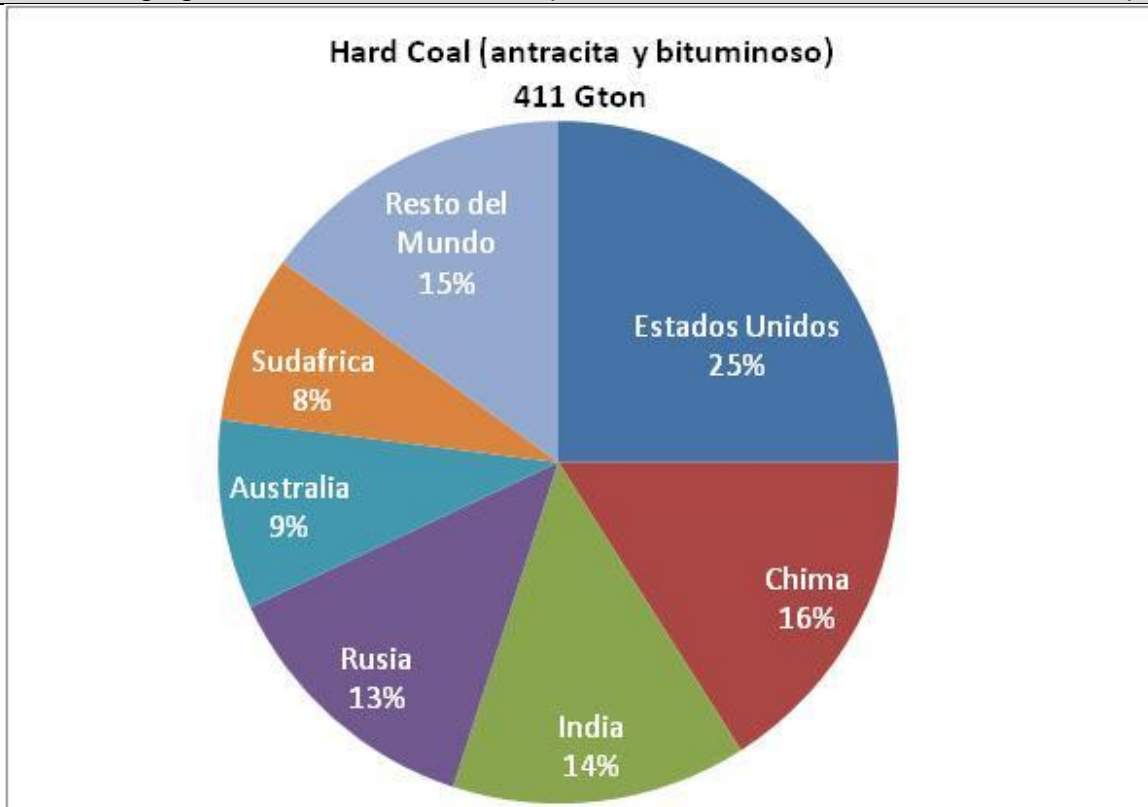
El transporte del carbón, que es un producto inflamable, constituye en general un cuello de botella de la industria carbonífera. Las minas de carbón cercanas a los centros de consumo o a los puertos de embarque disponen de una renta diferencial: este es el caso en Indonesia, en Australia, pero no es así en Rusia, donde en general el transporte ferroviario es bastante mediocre. En los Estados Unidos, los sitios de explotación están generalmente alejados de los centros de consumo o de los puertos de embarque, pero la calidad de los trenes llamados “compactos” (200 vagones que transportan de 10.000 a 12.000 toneladas sobre una vía que está en general reservada) compensa generalmente esta debilidad. El costo de transporte marítimo es muy variable, dependiendo de la calidad de las infraestructuras portuarias de partida y llegada y de los buques carboneros empleados. Los navíos del tipo “capsize” compensan, por las economías de escala vinculadas a su capacidad, el alargamiento de los itinerarios por el cabo de Buena Esperanza (en lugar del canal de Suez) o por el cabo de Hornos (en lugar del canal de Panamá). La escasa oferta de estos buques cargueros explica el fuerte incremento en los costos de flete en 2008, como consecuencia de las importaciones chinas que movilizaron a todas estas embarcaciones hacia China.

El alto costo de transporte explica que la parte del carbón que da lugar al comercio internacional es modesta (menos del 12%). El carbón es consumido en primer lugar donde se produce, y los grandes países consumidores son también, en su mayoría, los principales productores. En la práctica, solamente el “hard coal” participa en el comercio internacional, mientras que el “brown coal” es consumido principalmente en los países productores.

Las principales reservas de carbón están en los Estados Unidos (25% del “hard coal” y casi 33% del “brown coal”), en Rusia (13% del “hard coal” y 26% del “brown coal”), en China (16% del “hard coal” y 14% del “brown coal”), y en Australia (9% del “hard coal” y 10% del “brown coal”). Hay que tener también en cuenta a la India (14% del “hard coal”) y a Sudáfrica (8% del “hard coal”), como así también a países que, si bien con menos reservas, se han transformado en importantes productores, e incluso grandes exportadores, es el caso de: Indonesia, Colombia, Kazajstán, Vietnam, etc. (ver tablas 7.2 y 7.5).

Lo esencial del carbón producido en el mundo se destina a la producción de electricidad (69%), el resto se emplea en la producción de acero (13%) o en la producción de calor y vapor para la industria (9,5%). La parte del carbón destinado a la calefacción residencial es muy baja (3,5%) y es sobre todo en los países asiáticos (particularmente China e India) donde se utiliza carbón para estos usos (ver tabla 7.3). Debemos destacar que el carbón es y continuará siendo probablemente durante mucho tiempo la primera fuente de energía para la generación de energía eléctrica. La tabla 7.4 muestra que la producción de electricidad es en Mongolia en un 94% en base a carbón, 92% en Polonia, 81% en China, 68% en India y 50% en los Estados Unidos... Esta proporción es baja en Bélgica (10%) y en Francia (5%).

**Tabla 7.2**  
**Distribución geográfica de las reservas de carbón (en %, datos 2008: fuente BP Statistical Review 2009)**

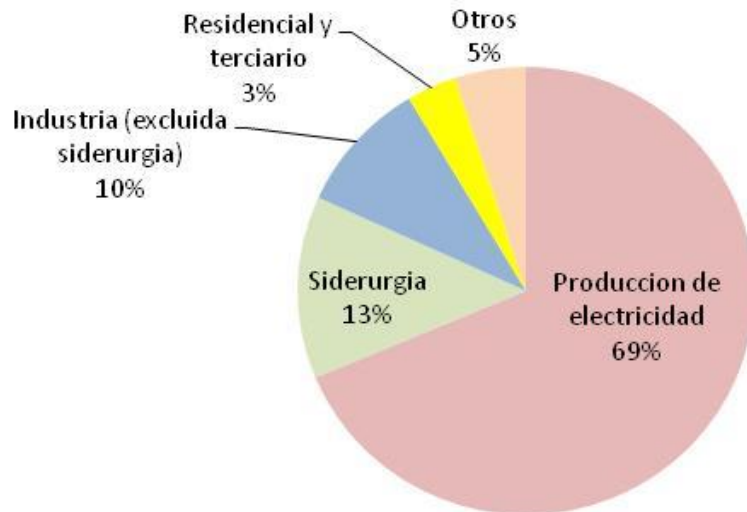


**Brown Coal (carbones sub bituminosos y lignitos)**  
**415 Gton**



**Tabla 7.3**  
**Principales Usos del Carbón; su peso en la generación de electricidad**

**Usos del Carbon por grandes sectores de actividad (en % en el mundo)**  
**Cifras 2008 - Fuente : AIE**



<b>Tabla 7.4</b>	
<b>Participación carbón térmico en la producción de electricidad en algunos países (cifras 2007), fuente AIE</b>	
<b>País (orden decreciente)</b>	<b>% carbón</b>
Mongolia	97%
Polonia	92%
China	81%
Australia	78%
India	68%
Estados Unidos	50%
Alemania	47%
Dinamarca	46%
Corea del Sur	45%
Indonesia	44%
Reino Unido	35%
Japón	28%
España	24%
Italia	16%
Bélgica	10%
Francia	5%
<b>Promedio Mundial</b>	<b>40%</b>

## 7.2 EL MERCADO INTERNACIONAL DEL CARBÓN

China es el primer productor y primer consumidor mundial de carbón en el mundo (ver Tabla 7.5), con 2.761 millones de toneladas métricas producidas en 2008. Recordemos que en 1949, China a penas producía 40 millones de toneladas de carbón. Estados Unidos es el segundo productor y consumidor de carbón, pero muy lejos de China (1.007 millones de toneladas producidas en 2008). Los otros productores son, por orden decreciente, India, Australia, Rusia, Indonesia, y Sudáfrica. Europa es el tercer consumidor mundial de carbón pero, con la declinación de su producción doméstica también se ha transformado en una región fuertemente importadora. La primer región importador continúa siendo, sin embargo, Asia con Japón a la cabeza, seguida por Corea del Sur, Taiwán y la India. El comercio internacional de carbón está constituido en un 80% por carbón vapor, y en un 20% por carbón de coque. Casi la totalidad de este comercio se realiza por vía marítima.

### 7.2.1 Tipología de los actores en el mercado

Varios casos de figura se encuentran en el mercado de carbón. Encontramos:

- 1) países productores que son consumidores y grandes exportadores al mismo tiempo: es el caso de Australia, primer exportador mundial de “hard coal”, Indonesia, Rusia, Colombia y Sudáfrica. Estos 5 países cubren 86% de las cantidades comercializadas en el mercado internacional. Estados Unidos se pueden clasificar en esta categoría, pero su peso como exportador disminuyó fuertemente en los últimos años. Durante mucho tiempo este país jugó el rol de “regulador” en el mercado mundial: sus exportaciones aumentaban cuando el precio internacional subía, lo que permitía

limitar el alza de precios. Pero las dificultades del transporte interno del mineral y el aumento de la demanda ligado a las necesidades para la producción de electricidad redujeron las capacidades de exportación e incitaron a algunas empresas eléctricas a aprovisionarse en el mercado internacional. Los Estados Unidos se transformaron en importadores de carbón de Colombia, un carbón de bajo tenor de azufre apreciado por los electricistas. Indonesia exporta casi la totalidad de su producción, Vietnam, que es un exportador tradicional de antracita (20 millones de toneladas en 2008), podría ser rápidamente importador de carbón, ya que su producción nacional (del orden de los 60 millones de toneladas) no será suficiente para cubrir sus necesidades (se habla de 90 a 100 millones de toneladas en 2015). Rusia, que era un gran productor en los años 1980 (el “pico” se alcanzó en 1987 con 722 millones de toneladas) vio desmoronarse su producción luego de la desaparición de la URSS. La producción comenzó a recuperarse a partir de los años 2000 y Rusia produjo 322 millones de toneladas en 2008. El país es un gran exportador (76 millones de toneladas en 2008), ya que el carbón nacional no encuentra una demanda importante en el mercado interior. La producción de electricidad en este país es dominada por el gas natural que Gazprom vende a un precio que desalienta cualquier tipo de competencia. El recurso al carbón puede constituir una variable de ajuste si Gazprom busca incrementar sus exportaciones de gas, reduciendo las ventas en el mercado interno. En un contexto de relativa sobrecapacidad de la oferta de gas este tema no tiene sentido plantearse;

- 2) países productores que son al mismo tiempo grandes consumidores e importadores: es el caso de la China e India. China se convirtió en un importante importador de carbón de coque y de mineral de hierro a partir de 2004. Sus exportaciones de carbón vapor, que eran todavía muy altas en 2001 (79 millones de toneladas), cayeron fuertemente y las importaciones se multiplicaron. Esto se explica por un fuerte crecimiento de los requerimientos de energía (recordemos que el carbón representa casi el 57% del consumo de energía primaria y el 81% de la producción de electricidad en China), pero también por las dificultades en el transporte interno del mineral. La demanda de carbón se incremento fuertemente en el sudeste de China y en las grandes ciudades costeras, mientras que la producción está esencialmente localizada en el norte y el este del país. El cuello de botella se sitúa a nivel del transporte ferroviario de carbón entre los centros de producción y de consumo. China ha movilizad a la parte más importante de cargueros para transporte marítimo de carbón desde 2007-2008, lo que provocó una fuerte alza de costos de flete marítimo en el mercado internacional. Como nos recuerda Jean Marie Martin-Amouroux (*op.cit.* 2008), la industria carbonífera china está en plena reestructuración: las pequeñas minas poco rentables se van cerrando progresivamente y la producción tiende a concentrarse entre las manos de una quincena de grandes grupos.. “Para construir una economía de mercado socialista, conservando la propiedad pública de las empresas, la primera etapa ha consistido en transformar a estas últimas en empresas autónomas, responsables de sus ganancias y de sus pérdidas... Las empresas más grandes se transformaron en corporaciones conglomeradas siguiendo el modelos de los chaebol coreanos – propiedad pública mas gestión privada; las empresas son incentivadas a la autonomía de gestión, lo



que supone que puedan colocar su producción a precios remunerativos, y por lo tanto sobre un verdadero mercado” (*op. cit.* p. 146 y 147).

Para satisfacer las crecientes necesidades en los sectores de generación de electricidad, siderurgia, y cemento, India, que continúa siendo el tercer productor mundial de carbón, se ve obligada a importar una parte creciente de sus necesidades de mineral. Recordemos que el carbón cubre todavía el 50% de la energía primaria y el 68% de la producción de electricidad del país. India importó 58 millones de toneladas de carbón en 2008, lo que corresponde aproximadamente al 10% de su demanda total de carbón;

- 3) países consumidores que son importantes importadores de carbón: se trata esencialmente de los países de la OCDE con Japón y Corea del Sur a la cabeza (186 y 100 millones de toneladas importadas de carbón en 2008 respectivamente). También se encuentra en este grupo a los países europeos, que fueran grandes productores de carbón pero cuya industria carbonífera poco competitiva fue reestructurada en los años 1960-1970, cuando una importante cantidad de minas europeas fueron cerradas (en el caso de Francia todas fueron cerradas luego de 2004) debiendo estos países importar actualmente una gran parte de sus necesidades de carbón vapor y de carbón siderúrgico (en el caso de Francia se importa la totalidad de sus requerimientos). En orden decreciente: Alemania con 46 millones de toneladas importadas en 2008, el Reino Unido con 43 millones de toneladas, Italia con 25 millones de toneladas y Francia con 21 millones de toneladas. Muchos otros países también importan carbón para sus necesidades de generación de energía eléctrica: Turquía, España, Dinamarca, Marruecos, Tailandia, Malasia y Filipinas, entre otros;
- 4) Países productores que pueden ser considerados “entrantes” en el mercado internacional, como es el caso de Kazajstán, Canadá, Venezuela, Mongolia, Mozambique o Zambia. Por el momento, América Latina pesa poco en el mercado mundial de carbón. La producción y el consumo en esta región son modestos (del orden de 60 millones de toneladas consumidas en 2008 sobre el conjunto del continente), pero algunos países, confrontados a dificultades de abastecimiento de gas natural, podrían comenzar a importar cantidades crecientes para hacer frente a su demanda de energía eléctrica. Es el caso particular de Chile. Solo un país es exportador neto de carbón, y su peso es todavía modesto: Venezuela, Canadá es un país exportador neto de carbón de coque, pero su peso es modesto frente a Australia. Finalmente debe seguirse la situación de Indonesia, importante exportador de carbón vapor, y “entrante” en el mercado de carbón de coque.

**Tabla 7.5**  
Principales actores en el mercado internacional de carbón (millones de toneladas), cifras año 2008 Fuente: AIE \*

Países Productores	Hard Coal Mt	Brown Coal Mt	Países exportadores netos	Hard Coal Mt	Países importadores netos **	Hard Coal Mt
China	2.761	-	Australia	252	Japón	186
Estados Unidos	1.007	69	Indonesia	203	Corea del Sur	100
India	489	32	Rusia	76	Taiwán	66
Australia	325	72	Colombia	74	India	58
Rusia	247	76	Sudáfrica	60	Alemania	46
Indonesia	246	38	Estados Unidos	43	Reino Unido	43
Sudáfrica	236	-	Kazajstán	27	Italia	25
Kazajstán	104	4	Canadá	20	Francia	21
Polonia	84	60	Vietnam	20	Turquía	19
Colombia	79	-	Venezuela	6	España	19
Resto mundo	267	600	Resto mundo	12	Resto mundo	195
<b>Mundo</b>	<b>5.845</b>	<b>951</b>	<b>Mundo</b>	<b>793</b>	<b>Mundo</b>	<b>778</b>

\* Los países están clasificados por orden decreciente (solo el "hard coal" da lugar al comercio internacional),

\*\* La diferencia entre el total de importaciones y exportaciones corresponde a una variación de stock

**Tabla 7.6**  
Principales compañías carboníferas en el mundo

Status	Nombre de la sociedad	País de producción	Producción de carbón en 2008 (Mt)
<b>Multinacionales (las 5 "Majors")</b>	Peabody *	EE. UU. – Australia	240
	Rio Tinto	EE. UU. – Australia	162
	BHP Billinton	Australia-Sudáfrica	97
	Anglo American Coal	Australia-Sudáfrica	94
	Xstrata	Australia-Sudáfrica	83
<b>Sociedades con vocación esencialmente nacional (públicas o privadas)</b>	Coal India Limited	India	380
	China Shenhua	China	203
	Arch Coal	Estados Unidos	140
	Datong Coal	China	117
	China Coal	China	91
	Suek	Rusia	90
	Bumi Resources	Indonesia	51
	Vinacomin	Colombia, Vietnam, Canadá	44
	Adaro	Indonesia	34
	Kidco	Indonesia	20

\* Coal India Ltd. anunció una toma de participación en el capital de esta empresa en 2010

Fuente: Wood Mackenzie "GDF Suez Upstream Coal Integration Study", Final Report 4 de diciembre 2009, y Jean Marie Martin – Amouroux<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> J.M. Martin-Amouroux "Economie et politique du charbon minéral" Cours IFP 2009-2010 y *Futuribles*, noviembre 2009.

## 7.2.2 Segmentación del mercado internacional

Contrariamente al petróleo, el comercio internacional de carbón no constituye un mercado unificado. Jean Marie Martin-Aomuroux ve aquí dos razones (*op. cit.* p. 291): “la especificidad del carbón de coque destinado a la siderurgia, respectos a los carbones destinados a otros usos, en particular térmicos; y los costos de transporte muy elevados para que cualquier comprador pueda dirigirse a cualquier vendedor, sea cual fuera su ubicación geográfica. Esta doble diferenciación es la causa de la formación de tres mercados”. Esta segmentación del mercado puede ser advertida gracias a los test desarrollados por Elzinga-Hogarty<sup>4</sup>, el LIFO (little in from the outside), verifica si todas las compras de una región son originarias de un área dada y el LOFI (Little out from the inside), que identifica las regiones más pequeñas que es conveniente tomar en cuenta para incluir la casi totalidad de las entregas provenientes de un área dada. Estos tres segmentos en el mercado internacional son los siguientes:

- 1) *el mercado del carbón de coque* (siderúrgico), que es un mercado relativamente unificado a escala mundial. El carbón de coque es aquí vendido en el marco de contratos plurianuales cuyo precio es negociado cada año. El precio del carbón de coque es tradicionalmente más alto que el del carbón vapor, porque es un producto más raro, más buscado y cuyo mercado se mantiene estrecho (ver Tabla 7.7). El precio CIF puede ser entre 40% a 50% superior al del carbón vapor. Este era el caso en Japón en 2005. La existencia de contratos de largo plazo se explica por la preocupación de los compradores de obtener una garantía de aprovisionamiento, en cantidad y en calidad. Los altos hornos están condicionados para recibir carbones específicos. Los contratos especifican las características de aptitud para la coquificación: índice de inflamación en el crisol, contracción y dilatación máxima, fluidez, etc. Ello no excluye contratos *spot* negociados individualmente o mediante concursos de precios.

La estrechez del mercado de carbón siderúrgico se debe a la pequeña cantidad de países capaces de exportar carbón que responda a estas restricciones de calidad. Dos países han jugado y todavía juegan un papel importante en este mercado: Japón como importador y Australia como exportador. Los siderúrgicos japoneses han tomado participaciones en el capital de sociedades australianas productoras de carbón de coque. Otros países se han agregado a este “club” luego de los años 1970: Alemania, Francia, Corea del Sur, e India del lado de los importadores, y Estados Unidos y Rusia del lado de los exportadores. Pero, la cantidad de importadores tiene a disminuir en la medida que la industria siderúrgica se va reestructurando y prosigue su concentración alrededor de pocas multinacionales como Arcelor-Mittal, Nippon Steel, Tata-Corus, y Thyssen-Krupp. En 2008, los precios del carbón de coque se dispararon en el mercado mundial a casi 300 u\$s la tonelada. Se trata de las restricciones en la oferta australiana (extracción de carbón limitada, difícil evacuación portuaria) que pueden explicar esta situación. Luego, los precios han ido

---

<sup>4</sup> Cf. Warell Linda, “Defining geographic coal markets using price data and shipments data”, in *Energy Police* 2005, vol. 33, n° 17 p. 2216-2230 (citado por J.M. Martin-Amouroux, *op. cit.*)

reencontrando los niveles de 2007 (cf. Tabla 7.7). Pero, las anticipaciones son más bien al alza de precios.

**Tabla 7.7**  
**Costos y precios del carbón en el mercado internacional (cifras 2007, fuente: J.M. Martin-Amouroux, IFP School, septiembre 2009)**

País exportador u\$/ton,	Tipo de carbón	Costo en mina	Transporte interior	Costo carga	Precio FOB (puerto embarque)	Flete promedio	Precio CIF Zona ARA (Ámsterdam Rotterdam, Anvers)
Australia	Vapor (cielo abierto)	12-42	6-14	2-3	22-59	22	44-81
	Vapor (mina subterránea)	25-40	3-10	2-3	30-53	26	56-79
Sudáfrica	Vapor (cielo abierto)	16-28	6-10	1-2	22-40	16	38-56
Rusia	Vapor (cielo abierto)	16-20	24-26	2-3	42-49	14	56-63
Indonesia	Vapor (cielo abierto)	16-33	2-7	2-5	20-45	17	37-62
Estados Unidos	Coque (mina subterránea)	40-80	20-30	3-4	63-114	14	77-128
Canadá	Coque (cielo abierto)	38-43	33-45	4-6	75-86	24	99-110
Australia	Coque (cielo abierto)	26-36	6-9	2-3	34-48	22	56-70

NB: Los precios son muy volátiles, como consecuencia de la volatilidad de los costos de flete.

Fuente original: RWE, World Market for Hard Coal, 2007

- 2) *El Mercado Atlántico del carbón vapor.* Se trata en lo esencial del carbón destinado a las centrales eléctricas y a las cementeras europeas, que prioritariamente se abastecen en los Estados Unidos, Colombia y Sudáfrica. Los eléctricos privilegian tradicionalmente los contratos de largo plazo con precios en general indexados sobre la inflación o los costos de la mano de obra. Restricciones técnicas justifican esta decisión: una central eléctrica está ajustada para quemar un cierto tipo de carbón y es importante garantizar su abastecimiento en el largo plazo. Las cementeras, inversamente, privilegian los sistemas más flexibles de los concursos de precios, en la medida en la que pueden proceder a arbitrar entre diferentes tipos de combustibles (carbón y fuel oil principalmente), en función de los precios relativos de las diferentes fuentes de energía. Las cementeras tienen menos restricciones que los eléctricos. Pueden quemar una gama de calidades de carbón bastante amplia (alto tenor de azufre y alto contenido de cenizas), y están equipadas generalmente con hornos mixtos que permiten cambiar rápidamente de combustibles. La liberalización de los mercados de la electricidad modificó un poco este sistema luego del año 2000. La búsqueda del mejor costo de abastecimiento condujo al desarrollo de un mercado *spot* (entrega dentro de los tres meses, en la práctica) con la aparición de traders y de productos financieros de cobertura.

El detonante ha sido la creación de una plataforma electrónica de negociaciones en Londres, a fines del 2000, por iniciativa de las principales sociedades exportadoras (Anglo American Coal, BHP Billiton, Rio Tinto). Las compañías eléctricas deben

ahora cubrirse mediante *swaps* ya que deben administrar el riesgo de los márgenes de precios del carbón importado, que es un costo, y el del precio de la electricidad sobre el mercado *spot*, que es un ingreso. Esto explica que en abril de 2006, la bolsa EEX (European Energy Exchange) de Leipzig, haya lanzado dos contratos de futuros para el carbón vapor (FOB Richards Bay y FOB barca ARA, por “Ámsterdam, Rotterdam, Anvers”)<sup>5</sup>. Rápidamente se crearon índices de precios para los corredores, que sirven de base para fijar la indexación en los contratos de largo plazo. Se trata en particular del índice hebdomadario que representa el precio *spot* “CIF-ARA”. Se estima que actualmente lo esencial de las compras de carbón vapor (80%) se realiza vía este mercado *spot* o por concurso de precios, el resto (20%) se negocia en el marco de contratos de largo plazo con precios indexados sobre índices de mercado. Los traders presentes sobre estos mercados son casas de corretaje (Cargill, Louis Dreyfus), o bancos (Morgan Stanley, Barclays, Goldman Sachs, Merrill Lynch, BNP, etc.). La volatilidad de precios se acentuó en el mercado ya que la posibilidad de arbitrajes se incremento: los eléctricos pueden arbitrar entre el precio del carbón y el del gas natural, las cementeras además con el precio del fuel. La volatilidad también depende de la naturaleza de la oferta de carbón. El precio varía según las características físicas y químicas del producto<sup>6</sup>:

- humedad, índice de material volátil, tenor de cenizas, tenor de azufre, granulometría;
- poder calorífico, índice de confiabilidad;
- temperatura de fusibilidad de las cenizas (temperatura de deformación, temperatura de evacuación);
- índice de inflamación;
- tenor en cloro, etc.

### 3) *El mercado Pacífico del carbón vapor*

Este mercado ha sido dominado durante mucho tiempo por dos países: Japón y Australia. Las compañías japonesas de electricidad negocian su abastecimiento de combustible con los productores australianos bajo dos formas:

- contratos de largo plazo (cinco a diez años, o más) previendo cláusulas de entrega más o menos restrictivas y cláusulas de indexación de precios sobre diversos índices (tasa de cambio, costos salariales, tasa de inflación);
- contratos de corto plazo (un año) en donde los precios son negociados en el marco de mesas redondas entre compañías eléctricas japonesas y compañías carboneras australianas.

Jean Marie Martin-Amouroux recuerda (*op. cit.* p. 296) que en 1990 los contratos a largo plazo aseguraban el 83% de los volúmenes de carbón vapor comerciados sobre el mercado del Pacífico.

---

<sup>5</sup> Ver el artículo de Jean Claude Muller (y *alii*) “Marchés, trading et prix de charbon” in *Revue de l’Energie*, n° 573, septiembre-octubre 2006, p. 321-329.

<sup>6</sup> Ver P.N. Giraud y *alii*, *Géopolitique du charbon*, 1991.

La llegada al mercado de exportadores indonesios y luego chinos en los años 1990 va a crear mayor competencia, y como consecuencia una baja de precios. La parte de los contratos de largo plazo caerá al 70% a inicios de los años 2000, en beneficio de algunos intercambios *spot* (10%) pero sobre todo de contratos de corto plazo negociados en concursos de precios (20%). Se estima que en la actualidad, dos tercios del carbón negociado es vendido en el marco de contratos de largo plazo y un tercio en el marco de contratos de corto plazo. La parte de *spot* y de concursos de precios debería incrementarse en el futuro, por la interconexión creciente entre los mercados Atlántico y Pacífico del carbón vapor.

En los contratos, los precios son en general negociados sobre una base FOB. Esta fórmula permite al importador tener un contacto directo con los productores y con los armadores, y negociar de esta forma los mejores precios para la compra del mineral y para el flete. Estos contratos prevén generalmente una cláusula llamada de “fuerza mayor”, cuando sobreviene un acontecimiento grave e imprevisible que desliga a una de las partes de sus compromisos, pero también de una cláusula llamada “hardship”, que no suspende la ejecución del contrato pero prevé su revisión cuando la situación económica se ve profundamente modificada, y cambia el equilibrio original de las obligaciones entre las partes. Se adaptan de esta forma las obligaciones contractuales a las nuevas condiciones del mercado, al término de negociaciones que pueden resultar bastante difíciles.

El costo del flete marítimo acentúa aún más la volatilidad de los precios CIF del carbón. Los costos de transporte se dispararon en 2007-2008 por la fuerte demanda asiática de minerales (carbón, hierro, etc.) antes de desmoronarse en 2008-2009. El costo del flete marítimo entre Sudáfrica y Rotterdam pasó de u\$s 6 la tonelada métrica a más de u\$s 50 a fines de 2007 y principios de 2008. El índice Baltic Dry (BDI) que mide el promedio de los precios practicados en 24 rutas de transporte mundiales de cargueros de materias secas (minerales, metales, carbón, cereales, etc.) cayó a fines de 2008 con la crisis financiera y la sobrecapacidad constatada a nivel de grandes cargueros. La evolución de los costos de flete tiene un impacto sobre la interconexión entre los diversos segmentos geográficos del mercado carbonero. Cuando el costo del flete se cae, los importadores europeos pueden hacer competir a sus proveedores tradicionales de Sudáfrica o de Colombia, con otros más alejados como Australia e Indonesia., mientras que los importadores asiáticos llaman con mayor frecuencia a las compañías sudafricanas. Cuando el costo del flete marítimo crece, la segmentación de los mercados se intensifica. Las futuras necesidades de la India y de China, junto a las crecientes importaciones de Japón y otros países emergentes de Asia, deberían sin duda reorientar algunas exportaciones de la zona Atlántica hacia el Pacífico., mientras que las crecientes preocupaciones ambientales en Europa no incitan a considerar un aumento importante en las necesidades de esta región. Todo va a depender en realidad de la capacidad exportadora de los nuevos productores asiáticos, en particular de Indonesia.

### **7.2.3 Hacia un oligopolio carbonífero?**

La primera compañía carbonífera del mundo es india, si utilizamos el criterio de la producción (es la Coal India Limited; ver Tabla 7.6). Existen grandes compañías públicas en China, como la China Shenhua, la Datong Coal o la China Coal. Estas compañías producen casi en su totalidad para el mercado mundial, sean indias o chinas.

El mercado internacional del carbón está dominado por cinco compañías privadas: Peabody, Rio Tinto, BHP Billiton, Anglo American Coal y Xstrata. Estas compañías controlan alrededor del 40% de las importaciones asiáticas y 60% de las europeas. Una mayor concentración del sector parece posible en el futuro, ya que existe una aproximación y conversaciones avanzadas entre Rio Tinto y BHP Billiton (Rio Tinto se encuentra siempre bajo la amenaza de una compra hostil por parte de BHP Billiton) y la Anglo American Coal manifestó varias veces su intención de tomar el control de Xstrata. Esta concentración resulta inquietante para los importadores, ya que estos grupos también están presentes en el comercio de otros minerales, en particular el mineral de hierro.

Ciertamente existen fuerzas competitivas, ya que nuevas compañías están penetrando actualmente el mercado internacional: las compañías de Indonesia Buni, Adaro, y Kideco, la rusa SUEK, la compañía brasilera Vale, muy presente en el mineral de hierro y que también busca tomar el control de Xstrata.

La emergencia de estas multinacionales ha sido posible gracias al aporte masivo de capitales provenientes del sector petrolero o del sector minero (en articular, del mineral de hierro).

### **7.3 LOS PROBLEMAS ECONÓMICOS CREADOS POR LA “REGRESIÓN” DEL CARBÓN EN EUROPA**

Si Europa fue la cuna de la industria carbonífera, Asia es actualmente el motor. Recordemos que la producción europea de carbón representaba el 80% de la producción mundial hacia 1865, mientras que actualmente no representa más que el 12%. Todavía se produce carbón en Alemania (en su mayoría es lignito), en Polonia, en Turquía, en la República Checa, en Grecia, y un poco en Inglaterra. Hace casi 50 años que el carbón europeo no es competitivo, pero ha sido muy subvencionado, y todavía lo continúa siendo en algunos países europeos. Estas subvenciones están teóricamente prohibidas en los términos del Tratado de Roma, y la Comisión presiona por su supresión. Francia es un buen ejemplo de los problemas económicos y sociales que ha producido el cierre progresivo de las minas de carbón. También se encuentran ejemplos similares en Bélgica, en los Países Bajos, en España, y en menor medida en Alemania y el Reino Unido. Veremos a continuación y en forma sucesiva las principales etapas de este cierre ineluctable, antes de abordar el análisis del criterio que permitió escalar esta clausura: el costo social de esta regresión.

#### **7.3.1 Las grandes etapas del cierre de las minas de carbón no rentables: el caso de Francia**

Philippe de Ladoucette, que fuera el último Presidente de Charbonnages de France, describió muy bien las grandes etapas de esta industria en un artículo publicado en el año 2004 en la *Revue de l’Energie*<sup>7</sup>.

---

<sup>7</sup> N° 556, mayo 2004, p. 221-230.

La explotación del carbón francés conoció cuatro etapas luego de la nacionalización del 19 de abril de 1946:

- 1) *De 1946 a 1960*, es el periodo de la reconstrucción que hizo del carbón nacional la principal herramienta de esta etapa y de la modernización de la economía francesa, junto con las inversiones masivas en hidroelectricidad. Fue la “batalla del carbón” que permitió incrementar la producción de 27 millones de toneladas en 1944 (la mitad de la que se obtenía en 1929) a 45 millones de toneladas en 1947 y al pico de 59 millones de toneladas en 1959. La prioridad que se dio a la producción de electricidad de origen hidráulico permitió economizar carbón y reservarlo a las necesidades de calefacción (en el sector domestico y en el sector industrial) y a las de la siderurgia. La productividad de las minas crecerá durante este periodo, en el cual los efectivos de Charbonnages de France pasan de 358.241 asalariados en 1947 a 232.493 en 1959. Una parte de las necesidades nacionales debe seguir siendo importada, principalmente de los Estados Unidos: las importaciones pasan de 10,6 millones de toneladas en 1946 a 16,3 millones en 1959, cifra que representa en dicho año el 21% del consumo nacional de carbón, contra el 18% en 1946. Pero el carbón francés no era competitivo año: las minas son profundas y las venas de carbón son estrechas y en general quebradas, lo que torna costosa la explotación. La apertura de la economía francesa a la competencia desde 1958-1960, luego de la firma del Tratado de Roma, va a desnudar estas falencias estructurales de la industria francesa del carbón;
- 2) *De 1960 a 1973* se inicia la política de “regresión del carbón” impulsada por el Plan Jean Marcel Jeanneney de junio de 1960 y confirmada por el Plan André Betencourt de diciembre de 1968. La competencia del petróleo barato y del carbón importado, mucho menos caro que el carbón nacional, va a obligar al gobierno a proceder al cierre de las minas menos rentables. El consumo francés de carbón va a bajar de 70,5 millones de toneladas en 1960 a 45,8 millones en 1973, mientras que la producción nacional cae de 57,8 millones de toneladas en 1960 a 27,1 millones en 1973. La producción nacional al final del periodo representará el 59% del consumo, y es casi totalmente subvencionada, ya que el precio de valorización del carbón es inferior al costo de producción en boca de mina. La parte de las importaciones no cesa de crecer y cubrirá el 41% de las necesidades nacionales al final del periodo. Los efectivos de Charbonnage también caerán a 91.500 personas en 1973 (de los cuales 46.000 son mineros de fondo) y este proceso se verá acompañado de importantes disturbios sociales, de los que se destacan la huelga de 1962 en Decazeville y la gran huelga nacional de 1963;
- 3) *De 1973 a 1984*, es el periodo de respiro luego de los shocks petroleros de 1973-1974 y de 1979-1980. La política seguida fue la desaceleración de la regresión del carbón. Hay en esta etapa una recuperación de la planta de trabajadores, pero no un relanzamiento de la producción. Aumentarán las importaciones (pasando a 25 millones de toneladas al año en los años 1970), mientras que la producción continuará declinando. En 1980, la producción nacional cae a 19,7 millones de toneladas (con 61.000 asalariados) y las importaciones alcanzan su nivel record de 32,4 millones de toneladas. En 1980, el déficit debido a las importaciones de carbón creció fuertemente: el costo promedio de una tonelada de carbón francés se ubica alrededor de los 63,6 €, mientras que el precio de valorización no sobrepasa los 48 €



la tonelada. La contratación de casi 10.000 personas por orden del gobierno, sin incrementar la producción, solo logro degradar la situación financiera de Charbonnages de France. El crecimiento de la industria nuclear permitirá tomar la posta de los combustibles fósiles.

- 4) *De 1984 a 1994*, la prioridad será la reubicación de los mineros y la búsqueda de actividades industriales de sustitución. El cierre de las minas más deficitarias se acelera, la producción nacional cae a 17 millones de toneladas en 1984 y a 9 millones de toneladas en 1994. La productividad no cesa de crecer, ya que el rendimiento de cada minero es multiplicado por 2,5 entre 1973 y 1994, pero ello no compensa la baja de los precios en el mercado internacional. El costo de la tonelada no cesa de apartarse de su valorización en el mercado: 80,2 € para una valorización de 54,5 €. Los efectivos pasan de 46.000 a 15.000 empleados. La subvención pública representa el 31% por tonelada en 1980 y el 47% en 1994.
- 5) *De 1994 a 2004*, es la etapa llamada del “pacto carbonífero”, que culminara con el cierre de la última mina de carbón el 23 de abril de 2004 (La Houve). En octubre de 1994, el conjunto de los sindicatos, con excepción de la CGT (comunista), firma el “pacto carbonífero” con los poderes públicos. Se incita a los mineros a partir (desde los 45 años y los 25 años de antigüedad) con el 80% del último salario neto. Se facilita la reconversión hacia las filiales eléctricas (la SNET) y se intenta atraer, difícilmente, a nuevas actividades industriales en los sitios en los que se ha programado el cierre de las minas. La actividad minera cesa después de 250 años y todo el carbón que se consumirá en Francia después de 2004 será importado, sea carbón siderúrgico o carbón vapor. De esta manera, el carbón francés fue subvencionado por el contribuyente francés durante más de 40 años y su regresión fue particularmente lenta.

### 7.3.2 El concepto de “costo de regresión”<sup>8</sup>

Si la regresión del carbón fue lenta y difícil, fue porque cerrar minas de carbón en regiones en las que la producción de carbón era la principal actividad produjo efectos macroeconómicos difíciles de administrar social y políticamente. Los poderes públicos deben disponer en estas circunstancias las herramientas que les permitan organizar el cese progresivo de las actividades. Hay que saber el orden en que se van a cerrar las minas. Por supuesto que hay que comenzar por las explotaciones menos rentables, pero la rentabilidad microeconómica no coincide necesariamente con la rentabilidad macroeconómica. La primera tiene en cuenta los ingresos y gastos del productor, mientras que la segunda tiene en cuenta los impactos macro sobre el empleo, la actividad de los subcontratistas y los ingresos de los agentes económicos que viven indirectamente de esta actividad.

El costo de regresión<sup>9</sup> se define como el suplemento de costos actualizados que se deberá soportar en promedio por cada tonelada extraída mientras la mina se mantenga abierta., en

---

<sup>8</sup> Sobre este tema ver Jacques Percebois, *Economie de l’Energie*, Economica, 1989 (capítulo VIII “El carbón...o la vieja señora que sacamos del placar”)

<sup>9</sup> Concepto definido por el Commissariat General du Plan. Ver el artículo de Daniel Blondel “Note sur le cout de régression” in *Revue d’Economie Politique*, enero-febrero 1967. Puede consultarse también Jacques Percebois, *Economie de l’Energie*, Economica, 1989, p. 593 y siguientes.

relación a la situación en la cual esta se cierra. Es en cierta forma el precio de valorización que debería practicarse en moneda constante mientras la mina se mantenga abierta, para recuperar bajo la forma de ingresos actualizados los gastos actualizados que el mantenimiento de las operaciones de la mina ocasiona. Si el precio de mercado es sensiblemente inferior al costo de regresión, la operación consistente en mantener la abierta resulta deficitaria y sería mejor cerrar la mina. Aplicando este criterio a los distintos sitios mineros, se puede determinar el orden en que debe realizarse el cierre de las actividades. Se puede obtener de otra forma el costo de regresión: es la economía unitaria de gastos realizada si se reduce la producción de carbón en una cantidad  $\Delta q$  respecto a la situación en la que se continúa produciendo dicha cantidad.

Se distingue generalmente el costo técnico de regresión, que solo tiene en cuenta los costos monetarios a nivel de un sitio de explotación o de una cuenca productora, del costo social de regresión que contabiliza, además de los costos monetarios, los impactos macroeconómicos ligados al cierre de la mina. En uno y otro caso, se compara lo que se pierde en ingresos si no se explota (es decir  $p\Delta q$ , donde  $p$  es el precio de valorización de una tonelada de carbón en el mercado de referencia), respecto de lo que se economiza en gastos como resultado del cierre, o sea  $c\Delta q$ . Si  $c$  es superior a  $p$  es racional cerrar la mina.

### ***El costo técnico de regresión***

Sea una explotación minera que se decide cerrar en la fecha  $\theta$  en lugar de mantener en forma indefinida su actividad. Se van a economizar gastos desde el momento o año 1. En la práctica, algunos gastos son inmediatamente eludibles, otros se pueden eludir en el largo plazo y están los gastos ineludibles. Los gastos inmediatamente eludibles son los de explotación como los consumos intermedios o los salarios; los que se pueden eludir pero en plazos más prolongados son los concernientes a las jubilaciones que hay que provisionar.. Finalmente los que no se pueden evitar son las que afectan a los gastos de supervisión de la mina, ya que aún cerrada e inundada, la mina continúa produciendo gastos de mantenimiento del sitio.

Vamos a comparar dos plazos de vencimiento:

- el que mantiene el nivel de producción  $q$  de la cuenca minera a lo largo del periodo  $[1, \infty]$ , es decir:

$$D_1^\infty, D_2^\infty, D_3^\infty \dots D_n^\infty$$

- el que reduce la producción minera en una cantidad  $\Delta q$  parando en forma inmediata la explotación en ciertos sitios, que escribiremos:

$$D_1^0, D_2^0, D_3^0 \dots D_n^0$$

El conjunto de gastos eludibles o evitados en un año  $t$  cualquiera será igual a  $D_1^\infty - D_1^0$ . La economía total actualizada resultante del cierre de algunos pozos se escribe:

$$\overline{\Delta D} = \sum_1^{\infty} \frac{D_1^{\infty} - D_1^0}{(1 + \alpha)^t}$$

donde  $\alpha$  representa la tasa de actualización retenida por la empresa. Es posible deducir la economía unitaria promedio  $c$ , constante a lo largo del periodo, que se realiza reduciendo la producción en un volumen igual a  $\Delta q$ :

$$\overline{\Delta D} = c \Delta q \sum_1^{\infty} \frac{1}{(1 + \alpha)^t} = c \Delta q \frac{1}{\alpha}$$

siendo

$$c = \left[ \frac{\overline{\Delta D}}{\Delta q} \right] = \frac{\alpha \overline{\Delta D}}{\Delta q}$$

La incógnita  $c$  es el llamado costo técnico de regresión. En la práctica, la decisión no consiste en cerrar ahora o nunca, sino en cerrar ahora o dentro de  $n$  años. Si la economía por tonelada en promedio  $c$  cerrando ya la mina en lugar de esperar resulta superior a lo que se puede esperar recuperar como ingreso unitario por el carbón extraído (siendo  $p$ , el precio de valorización en el mercado), entonces resultará conveniente renunciar a mantener la mina en explotación.

### ***Costo social de regresión***

El cierre de una mina ocasiona una cantidad de efectos negativos sobre la actividad industrial y comercial de la región en la cual se encuentra. Estos efectos pueden ser apreciados y evaluados cuantitativamente mediante una tabla de “entrada-salida” regionalizada o mediante un enfoque en términos de “multiplicadores” keynesianos. No resulta siempre fácil monetizar algunos impactos pero, a través de un sistema de “precios ficticios” (método de evaluación contingente, por ejemplo) puede hacerse una idea de los efectos económicos y sociales vinculados a este cese de actividad. Estas externalidades (o costos sociales) pueden ser contabilizados bajo la forma de un cronograma del tipo  $S_1, S_2, \dots, S_i, \dots, S_{\infty}$ . Estos costos sociales se agregan a los gastos que subsisten luego del cierre y se deducen al costo técnico de regresión, porque es un valor que se resta a las economías a realizar en caso de cierre inmediato. La suma actualizada de las economías realizadas puede entonces reescribirse de la siguiente forma:

$$\overline{\Delta Z} = \sum_1^{\infty} \frac{D_1^{\infty} - (D_1^0 + S_1)}{(1 + \alpha)^t} = \sum_1^{\infty} \frac{D_1^{\infty} - D_1^0}{(1 + \alpha)^t} - \sum_1^{\infty} \frac{S_1}{(1 + \alpha)^t}$$

con

$$\sum_1^{\infty} \frac{S_1}{(1 + \alpha)^t} = \Delta q \sum_1^{\infty} \frac{s_1}{(1 + \alpha)^t}$$

Existe un valor  $s$  constante en el periodo tal que

$$\sum_1^{\infty} \frac{s_1}{(1+\alpha)^t} = s \sum_1^{\infty} \frac{1}{(1+\alpha)^t}$$

Se deduce de esta forma el costo social de regresión como:

$$z = c - s$$

El costo social resulta entonces inferior al costo técnico de regresión. La consideración de este costo social incita a la colectividad a prolongar la explotación de la mina mas allá de la fecha que habría sido elegida si solamente hubiera prevalecido el costo técnico. Debemos destacar que la clasificación de los sitios a cerrar puede resultar diferente si utilizamos el costo técnico o el costo social. Una mina muy deficitaria en una región donde es la única actividad económica podría ser cerrada luego de decidir el cierre de una mina menos deficitaria, si esta última se ubica en una región donde el potencial industrial es más diversificado, cuando optamos por el costo social. Este enfoque explica que los poderes públicos duden en cerrar minas cuando estas están en regiones ya en dificultades por el cierre o la disminución de otras actividades. Estos sucede en el Norte de Francia donde las dos actividades principales eran la industria textil y la industria minera., ambas en situación de reestructuración como consecuencia de la competencia internacional.

#### **7.4 EL FUTURO DEL CARBÓN CONDICIONADO EN PARTE POR EL PROGRESO TÉCNICO**

Si bien el riesgo del “peak coal” es bajo, la creciente utilización del carbón en los próximos años, particularmente para la producción de electricidad y especialmente en Asia, genera problemas de impactos sobre el medio ambiente. No olvidemos que el carbón es una energía contaminante que contribuye fuertemente a las emisiones de CO<sub>2</sub> en el mundo. Su futuro dependerá, al menos en parte, de los progresos que se alcancen a nivel del rendimiento de las centrales térmicas y de los previsibles progresos en el campo de la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. Los riesgos de enfermedades profesionales y muerte son también puntos débiles de la industria del carbón, particularmente en los países en desarrollo.

##### **7.4.1 La competitividad del “kWh carbón” depende del costo del CO<sub>2</sub>**

El carbón es responsable del 70% de las emisiones de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico mundial y la producción de electricidad es a su vez responsable del 40% de las emisiones totales de CO<sub>2</sub>. Se entiende por ello que tomar en cuenta el costo del CO<sub>2</sub> va a tener influencia sobre la competitividad de la electricidad producida a partir del carbón (ver Tabla 7.8 que muestra las emisiones de carbono por tipo de energía). Existe actualmente en Europa un mercado de CO<sub>2</sub>, pero no es el caso general en el mundo (ver Ellerman y *allí* 2010). El precio de la tonelada de CO<sub>2</sub> es volátil (8 euros en 2005, 30 euros en 2007, 17 euros en 2010), en la medida que depende de la forma en que son utilizadas las cuotas atribuidas gratuitamente a los contaminadores. El precio baja si quienes poseen cuotas no las emplean integralmente, y sube si sus emisiones superan las cuotas atribuidas. A partir de 2013 ya no habrá más

cuotas gratuitas en la Unión Europea y todas las cuotas serán atribuidas mediante licitación. Existe una gran incertidumbre sobre cuál será el precio de la tonelada de CO<sub>2</sub>. Como también hay una gran incertidumbre sobre cuál será en el futuro el precio de la tonelada de carbón vapor en el mercado internacional, de donde es fácil comprender que el costo del kWh producido en una central térmica que funciona con carbón, también será alcanzado por una gran incertidumbre. En un mercado eléctrico liberalizado, el precio de venta del kWh es volátil, de forma tal que el industrial que debe decidir si construye o no una central a carbón se verá confrontado a un problema de selección de inversiones en un futuro incierto. Podrá utilizar el criterio del Valor Actual Neto Secuencial<sup>10</sup> (VANS) para decidirse. El Valor Actual Neto (VAN o Net Present Value, en inglés) es la suma de los cash-flows anuales actualizados calculados sobre el periodo de financiamiento de la central (ver también el anexo del capítulo 10). El industrial va a invertir si el VAN > 0. Esto permite también calcularla Tasa Interna de Retorno de la operación ya que esta TIR (o IRR por *Internal Rate of Return*) corresponde a la tasa de actualización que anula el VAN. El VANS se diferencia del VAN en el punto en que integra el valor de la opción que permite tomar, cada vez que se obtiene una nueva información, la decisión óptima. “Se puede construir un árbol de decisiones que describe las decisiones posibles en cada nodo que marca un evento, es decir cuando se adquiere una nueva información” (N. Taverdet - Popiolek *op. cit.* p. 41).

El inversor puede utilizar un enfoque probabilista y razonar en términos de la esperanza matemática del VAN. Con el VANS, va a tener que elegir entre invertir en  $t = 0$  o esperar el momento  $t = n$ , ya que tendrá más informaciones sobre cuál será el precio de la tonelada de CO<sub>2</sub> (y también el de la tonelada de carbón). Si decide esperar, se priva de obtener ingresos durante un cierto periodo  $[0, n]$  y ello tiene un costo. Pero si invierte en  $t = 0$  y se equivoca sobre el precio a pagar para adquirir el CO<sub>2</sub> en  $t = n$  la rentabilidad de su inversión puede verse comprometida. Invertir en el momento 0, crea una irreversibilidad.

Para un costo de la inversión (costo del kW carbón instalado), un factor de carga y una tasa de actualización dados, y si se hacen hipótesis sobre el precio de venta del kWh a la salida de la central, , se demuestra que el VAN de esta inversión es una función decreciente del precio de la tonelada de CO<sub>2</sub>; en ausencia de restricciones debidas al CO<sub>2</sub>, este valor se supone que será igual a  $V_1$ . Si el precio de la tonelada de CO<sub>2</sub> es igual a  $P$ , el VAN se verá amputado por las compras de CO<sub>2</sub> (se supone que el industrial compra una cuota en el año de referencia y que la tasa de disponibilidad de la central y la cantidad emitida de CO<sub>2</sub> son conocidas y contantes), será  $VAN_1 = V_1 - Pq$ , donde  $q$  es la cantidad de CO<sub>2</sub> emitida por la central. Para un precio de carbón más alto se obtiene una recta  $V_2 - Pq$  paralela a la precedente pero cuya ordenada al origen es menor (cf. fig. 7,2).

Se comprueba que, para un precio de venta dado de la electricidad producida, la inversión en una central de carbón es rentable (VAN > 0) si la tonelada de CO<sub>2</sub> tiene un costo de adquisición inferior a un cierto umbral, y este costo máximo depende del precio al que el

<sup>10</sup> Ver en este tema a Nathalie Taverdet - Popiolek. “Investissement dan une centrale électrique au charbon et contrainte CO<sub>2</sub>», in *Revue de l’Energie* n° 593, enero-febrero 2010. Ver también sobre la metodología F. Bancel y A. Richard, *Choix d’investissement; méthodes traditionnelles, flexibilité et analyse stratégique*, Economica, 1995

industrial va a comprar su carbón vapor sobre el mercado internacional. Si, *ceteris paribus*, el precio de venta del kWh baja en el mercado *spot*, invertir en una central a carbón presentara el riesgo de no ser rentable si el precio del CO<sub>2</sub> supera un cierto umbral (que será tanto más bajo cuanto el precio de compra de la tonelada de carbón sea más alto).

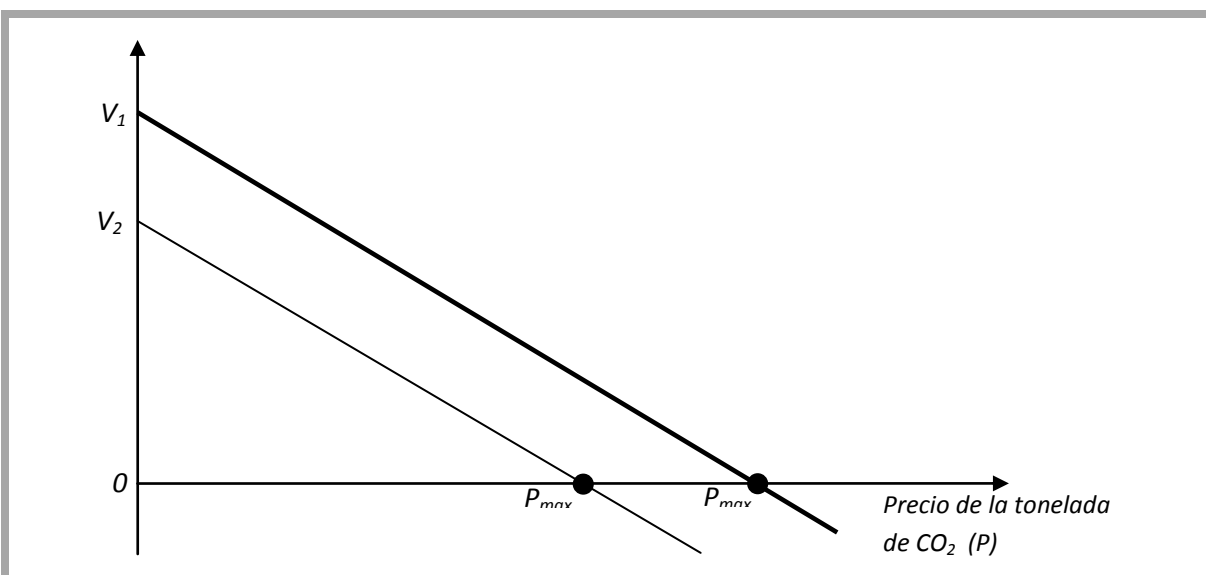
**Tabla 7.8**  
**Emisiones de carbono por tipo de energía**

Tipo de energía	Carbón	Fuel Oil	Gasolina	Gas Natural	Fotovoltaica	Eolica	Nuclear
Kg. equivalente carbono por Tep	1123	856	830	651	316	32	19

Fuente: PNUE, ADEME, EDF

Debe remarcarse sin embargo, que el cálculo del VAN de una central aislada, sea cual fuera su tecnología, desprecia el *efecto parque*. La minimización a largo plazo del riesgo-precio, en el contexto de la incertidumbre remarcada anteriormente, supone una mezcla de tecnologías diversificada y flexible. Las variaciones respectivas de precios de los diferentes “inputs” de una central (gas, carbón, CO<sub>2</sub>) se correlacionan de manera compleja y una suerte de “principio de prudencia” conduce a distribuir las tecnologías para constituir un parque diversificado y flexible.

Una solución para limitar el riesgo vinculado a la volatilidad del precio del CO<sub>2</sub>, es mejorar el rendimiento de la central o proceder a la captura y almacenamiento del CO<sub>2</sub>, aunque esta última alternativa continúa siendo costosa. Estas soluciones, en el futuro, se integrarán en el abanico de tecnologías alentadas y subvencionadas por distintas autoridades.



**Figura 7.2**

Sensibilidad del VAN al precio de compra de la tonelada de CO<sub>2</sub> (para un precio dado del kWh y para valores dados de la tasa de actualización de la inversión inicial.

Un precio de compra del carbón mayor lleva a un valor  $V_2 < V_1$ , *ceteris paribus*, para una tasa dada de disponibilidad de la central).

### 7.4.2 El rendimiento de las centrales de carbón puede ser mejorado

El aumento del rendimiento permite reducir las cantidades de CO<sub>2</sub> emitidas por kWh, y por lo tanto reducir los costos de CO<sub>2</sub> cuando los operadores están obligados a adquirir permisos de emisión. La casi totalidad del parque de centrales a carbón en el mundo (95%0, está formado por centrales de carbón pulverizado. Luego de molido, el carbón es mezclado a un flujo de aire caliente dirigido a los quemadores de la caldera..

El calor así producido luego de la combustión, permite llevar a alta temperatura un circuito de vapor de agua que acciona a una turbina, la que esta acoplada a un generador. Como lo afirma Gilbert Ruelle<sup>11</sup>, “el rendimiento promedio del parque mundial solo es de alrededor del 32% (38% en Europa). Varios procedimientos se pueden utilizar para aumentar este rendimiento: secado del combustible aguas arriba, recuperación de calorías en bajas temperaturas aguas abajo, pero sobre todo aumento de la temperatura y de la presión de vapor permitiendo incrementar el rendimiento del ciclo de Carnot” (*op. cit. p. 317*). Las nuevas tecnologías (285 bars y 621 °C) permiten, en las centrales llamadas de “ciclo supercrítico” obtener rendimientos de hasta el 46%. En el futuro, gracias al ciclo termodinámico llamado “ultra supercrítico” (350 bar y 700 °C) se esperan obtener rendimientos del orden del 50% lo que permitiría reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> hasta en un tercio respecto a las actuales tecnologías. Junto a las centrales de carbón pulverizado, cuya potencia puede alcanzar entre 600 MW a 700 MW, encontramos las centrales de lecho fluidizado circulante (LFC) cuyas potencias se ubican en el orden de los 500 MW, y algunas centrales de gasificación de carbón integradas a un ciclo combinado; pero estas tecnologías son muy costosas.

### 7.4.3 Captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>

Varias tecnologías de captura están disponibles o en estudio:

- la captura de CO<sub>2</sub> aguas debajo de la combustión (post – combustión) que consiste en utilizar un solvente que, en contacto con los escapes de combustión absorbe el CO<sub>2</sub>. El solvente, costoso, debe poder ser utilizado en varios ciclos, pero su regeneración se efectúa tomando energía de la central, lo que produce una reducción del rendimiento de la misma del orden del 8% al 10%. De esta forma puede capturarse aproximadamente el 90% del CO<sub>2</sub><sup>12</sup>;

#### **CUADRO 7.2** **La gasificación y la licuefacción del carbón**

La gasificación del carbón es una tecnología antigua que se remonta a fines del siglo XVIII y, durante mucho tiempo, el gas consumido en Europa fue el llamado “gas de ciudad”, gas de síntesis

<sup>11</sup> G. Ruelle, “Perspectives de développement du charbon propre”, *Revue de l’Energie* n° 573, septiembre-octubre 2006, p.314-320.

<sup>12</sup> F. Kalaydjian y S. Cornot-Gandolphe, *La nouvelle donne du charbon*, Editions Technip (IFP) p. 73-75.

formado por hidrogeno ( $H_2$ ), monóxido de carbono (CO), agua ( $H_2O$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ) y metano ( $CH_4$ ). El gas de ciudad, utilizado inicialmente para iluminación pública y para calefacción fue reemplazado en los años 1950 por el gas natural, pero los shocks petroleros de 1973 y 1979 relanzaron el interés en la gasificación del carbón (cf. J. Maire y J. Reboul, 1981). Este gas de síntesis puede utilizarse para la producción de carburantes sintéticos, hidrogeno o electricidad.

Sudáfrica es líder en este campo (SASOL). El gas de síntesis es depurado y alimenta un reactor de síntesis Fischer–Tropsch que produce parafinas sintéticas; estas luego de una hidro – isomerización producen carburantes sintéticos (gasolinas, kerosene, gas oil). Una primera unidad de licuefacción del carbón entró en operaciones en 2008 en China, debería permitir producir 20.000 barriles por día de carburante para automóvil (cf. F. Kaladjian, y S. Cornot - Gandolphe, *op. cit.*) : es la llamada industria CTL (Coal to Liquids), también experimentada en Alemania durante la Segunda Guerra mundial. En la práctica esta licuefacción puede ser directa o indirecta (cuando pasa por una fase intermedia de gasificación) y debe su nombre, en este último caso, a dos ingenieros alemanes, Franz Fischer y Hans Tropsch, que licenciaron este sistema en los años 1920. Con los actuales procedimientos, se estima que la rentabilidad mínima podría alcanzarse para un precio del carbón de 20 u\$s/tonelada, con la condición que el barril de petróleo supere los 70 u\$s. El problema es entonces el costo de acceso al carbón antes que el precio del petróleo, ya que en la mayor parte de las minas, el costo de la tonelada de carbón supera los 20 u\$s/tonelada.

- la captura de  $CO_2$  aguas arriba de la combustión (pre combustión), que consiste en extraer el  $CO_2$  a la entrada de la central, transformando el carbón en una mezcla de monóxido de carbono CO y de hidrogeno,  $H_2$  (este gas de síntesis también contiene  $CO_2$ , metano  $CH_4$ , y agua,  $H_2O$ ). El gas de síntesis obtenido es luego tratado vía una reacción llamada “shift conversion” que permite extraer el hidrogeno ( $H_2$ ) del agua ( $H_2O$ ) vía una oxidación de oxidación del monóxido de carbono CO en dióxido de carbono  $CO_2$ . El dióxido de carbono,  $CO_2$ , luego es capturado por disolución en un solvente, mientras que el hidrogeno es quemado para producir calor y electricidad (cf. F. Kaladjian, y S. Cornot - Gandolphe, *op. cit.* p. 76-77). La caída de rendimiento de la central es aquí menor que en el proceso de post-combustión, pero el sistema solo es aplicable a centrales nuevas (mientras que el proceso de post-combustión puede ser instalado en las centrales en funcionamiento),
- la captura de  $CO_2$  durante la combustión, vía la oxicomustión que consiste en concentrar el  $CO_2$  en los gases de salida utilizando oxigeno en lugar del aire durante la combustión. Los gases producidos de esta forma contienen  $CO_2$  y agua, y la captura de  $CO_2$  se realiza por condensación del agua. Este sistema es costoso ya que consume mucha energía para producir el oxigeno que necesita.

Como lo describe G. Ruelle, todas estas soluciones técnicas tienen en común el deterioro del rendimiento de la central, por la energía consumida en el proceso de captura, y de encarecer el costo del kWh producido, por las inversiones adicionales a realizar. El sobre costo es actualmente del orden de los 2 c€/kWh (se espera reducirlo a 1 c€/kWh hacia el 2020), valor que no es despreciable para un kWh que cuesta, según la OCDE, alrededor de 4,5 a 5 c€/kWh (60 a 65 u\$s/MWh). Se prevé en general una demora del orden de 10 años para lograr industrializar centrales de carbón limpias de módulos del orden de los 300 MW, y alrededor de 20 años para centrales de módulos de 600 a 900 MW.



No es suficiente solamente capturar el carbón, luego hay que transportarlo y almacenarlo. Las ramas industriales consideradas para el secuestro de CO<sub>2</sub> son múltiples, pero solo una emerge como candidata para el almacenamiento de gran escala: el almacenamiento en acuífero (en especial en acuífero salino en el fondo del mar). Podría considerarse el almacenamiento de CO<sub>2</sub> directamente en el fondo del mar (las condiciones de presión y temperatura producirían lagos de CO<sub>2</sub> líquido), pero los riesgos ecológicos no son despreciables y la convención de Londres lo prohíbe. Se puede considerar también el almacenamiento en las venas del carbón o en los pozos petroleros agotados, pero las capacidades de almacenamiento son limitadas a escala mundial. Es la misma restricción para el almacenamiento en formaciones salinas on-shore. Solo el almacenamiento en acuíferos bajo el fondo marino (cf. sitio experimental de Sleipner en el mar del Norte), parece responder a la escala de las necesidades.

Los estudios actuales muestran que con la tecnología disponible, el costo de captura es del orden de los 40 € por tonelada de CO<sub>2</sub> (cf. *Energie Plus* n° 413, 15/10/2008). A este costo hay que agregarle los correspondientes al transporte (por gasoductos) y almacenamiento, de forma que el costo total estimado se ubica entre los 60 y 90 €/tonelada de CO<sub>2</sub>, valor que se compara con el precio de la tonelada de CO<sub>2</sub> sobre el mercado europeo (entre 15 y 20 €/tonelada). Solamente la aplicación de un “impuesto al carbono” a un nivel alto (100 €/la tonelada de CO<sub>2</sub>) y/o la fijación de un precio del CO<sub>2</sub> a este nivel en 2013, cuando se asignen las nuevas cuotas, lo que permitiría rentabilizar estas inversiones.

#### **7.4.4 Los accidentes vinculados a la explotación del carbón**

Alrededor de 10.000 mineros mueren cada año en las minas de carbón chinas (cf. base de datos ENSAD, Energy Related Severs Accidents Database). Recordemos que la mitad de los accidentes antropogénicos en el mundo están ligados a la energía. El carbón es la más peligrosa de las energías fósiles, el gas natural la más segura. La mayor parte de los accidentes en las industrias energéticas fósiles se producen en el proceso de producción y del transporte. Más del 95% de las víctimas del carbón pierden la vida en las minas, en particular luego de las explosiones debido a escapes de gases. Las cifras muestran que los riesgos son sensiblemente mayores en los países en desarrollo o emergentes que en los países industrializados de la OCDE, ya que la cultura de la seguridad en los primeros está menos desarrollada.

Las tablas 7.9 y 7.10 muestran que, incluso en los Estados Unidos, la industria carbonífera continúa siendo una actividad más peligrosa que el promedio de las otras actividades industriales. La cantidad de muertes profesionales es en este caso seis veces mayor que en el promedio de la industria, y el doble casi que en la industria de los hidrocarburos. La cantidad de accidentes no mortales y enfermedades profesionales resulta en el caso del carbón cuatro veces mayor que en la industria en general. Sobre todo en las minas subterráneas es donde se producen la mayor cantidad de eventos, representan en este caso tres cuartos de las muertes y accidentes, mientras que superan apenas la mitad de los empleos en la industria del carbón. Las minas a cielo abierto son evidentemente mucho más seguras (cifras 2008).

<b>Tabla 7.9</b>			
<b>Decesos y accidentes en la industria del carbón en los Estados Unidos según el tipo de minas (la suma de las columnas es igual al 100%)</b>			
<b>Cifras 2008 (%)</b>	<b>Decesos profesionales</b>	<b>Accidentes y enfermedades profesionales</b>	<b>Empleo</b>
Minas a cielo abierto	28%	23%	49%
Minas subterráneas	72%	77%	51%

Fuente: Bureau of Labor Statistics, US Department of Labor, 2010

<b>Tabla 7.10</b>		
<b>Decesos y accidentes profesionales en los Estados Unidos (cifras 2007)</b>		
<b>Tipo de actividad</b>	<b>Frecuencia *</b>	<b>Accidentes y enfermedades profesionales</b>
Industria	4,3	1100
Producción de petróleo y gas	13,3	nd
Industria minera	21,4	2600
Industria del carbón	24,8	3900

\* por 100.000 trabajadores (equivalente tiempo completo)

Fuente: Bureau of Labor Statistics, US Department of Labor, 2010

Estas cifras no tienen en cuenta el impacto sobre la salud y los accidentes para la población en general, y para los consumidores de carbón en particular. Solamente refleja las cifras de los trabajadores empleados en la industria del carbón. Es muy difícil realizar comparaciones confiables en este campo: un dique no es peligroso, salvo en caso de ruptura, y los impactos sobre la población pueden ser considerables (la ruptura de dos diques produjo 26.000 muertes en China en 1975). La industria de los hidrocarburos tiene también efectos sobre la salud de la población en general, si se tienen en cuenta las muertes y enfermedades vinculadas al consumo de los carburantes en el transporte automotor. Las tentativas de evaluación de las externalidades ligadas a las diversas ramas energéticas se realizaron, en particular, en el marco del programa ExternE, impulsado por la Comisión europea (ver Rabl y Spadaro, 2001).

\*\*\*

El carbón continúa siendo una energía indispensable en el mundo, porque es la primera reserva energética disponible en la actualidad y también porque es la primera fuente de producción de electricidad y continuará siéndolo probablemente durante mucho tiempo. Su participación en el balance energético y en la generación de electricidad es hoy modesta en Europa, pero continúa siendo muy alta en la mayor parte de las otras regiones del planeta, y especialmente en Asia. Es una energía contaminante pero esta restricción es percibida más débilmente en Asia que en los países de la OCDE. Las promesas de poner en marcha tecnologías más eficaces, tanto a nivel de la extracción como en la utilización del carbón son grandes, y las compañías energéticas y los Estados realizan verdaderos esfuerzos para poner a punto las aplicaciones del “carbón limpio”, que numerosos países necesitarán en el futuro próximo.

### CUADRO 7.3

#### El “drama del carbón”; una tarificación desadaptada en una economía cerrada, una competitividad problemática en una economía abierta<sup>13</sup>.

Luego de la nacionalización del carbón en 1946 en Francia, se planteo un tema fundamental: a qué precio debía venderse el carbón? La teoría económica nos enseña que el precio debe ser igual al costo marginal. Hubiera sido necesario entonces vender la tonelada de carbón sobre la base del costo de la mina marginal, es decir la menos competitiva, puesta en explotación para satisfacer la demanda. En esa época, la economía francesa vivía casi en autarquía en lo que respecta a la oferta de carbón y solamente importaba petróleo, para los usos vinculados esencialmente al transporte. En esta situación, el precio de venta del carbón nacional podía ser desconectados del precio del carbón en el mercado internacional, tanto es así que todavía se mantienen derechos de aduana relativamente altos.

Por razones sociales (brindar al consumidor francés calefacción en invierno en buenas condiciones), los poderes públicos obligaron a Charbonnages, empresa pública, a vender el carbón al costo medio y no al costo marginal. Ello equivale a producir la cantidad  $q_1$  y venderla al precio unitario  $p_1$ , asociado al costo medio del carbón producido. Este sistema es infra-óptimo, porque mantiene en actividad las minas que producen a pérdida la cantidad  $q^*q_1$  (ver la figura 7.3).

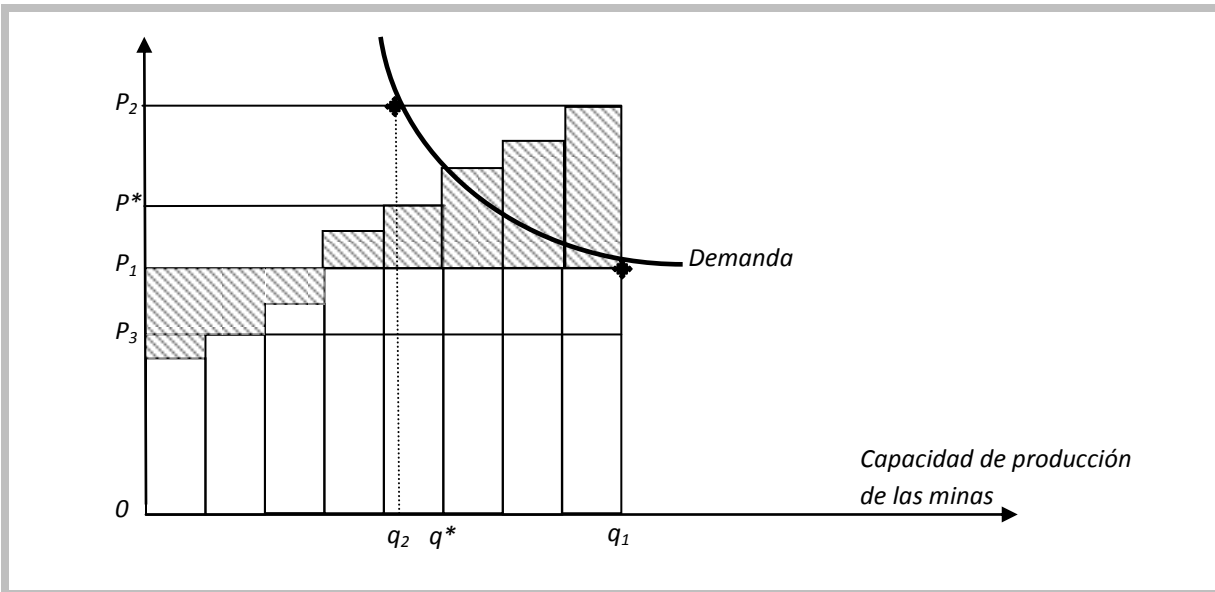
Una tarificación al costo marginal habría podido conducir a Charbonnages a producir la cantidad  $q^*$  y venderla al precio  $p^*$ . Ciertamente, la demanda se habría reducido respecto a la situación precedente pero la renta minera recuperada podría haber sido afectada a nuevas inversiones. Esta renta minera corresponde a la superficie comprendida entre el precio de valorización  $p^*$  y la curva de costo marginal (curva en escalones). Se habría evitado, en todo caso, poner en explotación las minas que hubieran producido la cantidad  $q^*q_1$ . Para ser rentable, la mina marginal (la que produce la tonelada cercana a  $q_1$ ) habría debido vender su carbón al precio  $p_2$ , pero a este precio la demanda, que es elástica, su hubiera reducido fuertemente ( $q_2$ ).

En esa época, resultaba difícil hacer prevalecer una tarificación al costo marginal para los servicios públicos de carácter industrial y comercial (energía, transporte). Incluso EDF deberá esperar hasta 1956 para imponer una tarificación de este tipo al sector industrial (tarifa verde), y 1965 para generalizarla al sector doméstico y terciario (tarifa azul). El Informe NORA de 1967 va a promover esta tarificación basada en la “veracidad de precios” para los servicios públicos.

A partir de 1958-1960, la economía francesa pasa a ser una economía abierta y el precio del carbón fijado sobre el mercado internacional pasa a ser la referencia. A este precio  $p_3$  muy pocas minas francesas continuaron siendo competitivas y la “regresión” de la industria carbonífera se volvió inevitable. El “drama del carbón” en Francia, como en muchos países europeos, consistió en que la tarificación establecida en sus comienzos no estaba adaptada y debilitó la competencia de las minas cuando se abrió la economía a la competencia internacional.

*Costo de la tonelada de  
carbón por mina*

<sup>13</sup> Nos inspiramos en este punto en el libro de Michel Toromanoff, *Le drame des huilières*, Editions du Seuil, 1969, 142 p.



**Figura 7.3**

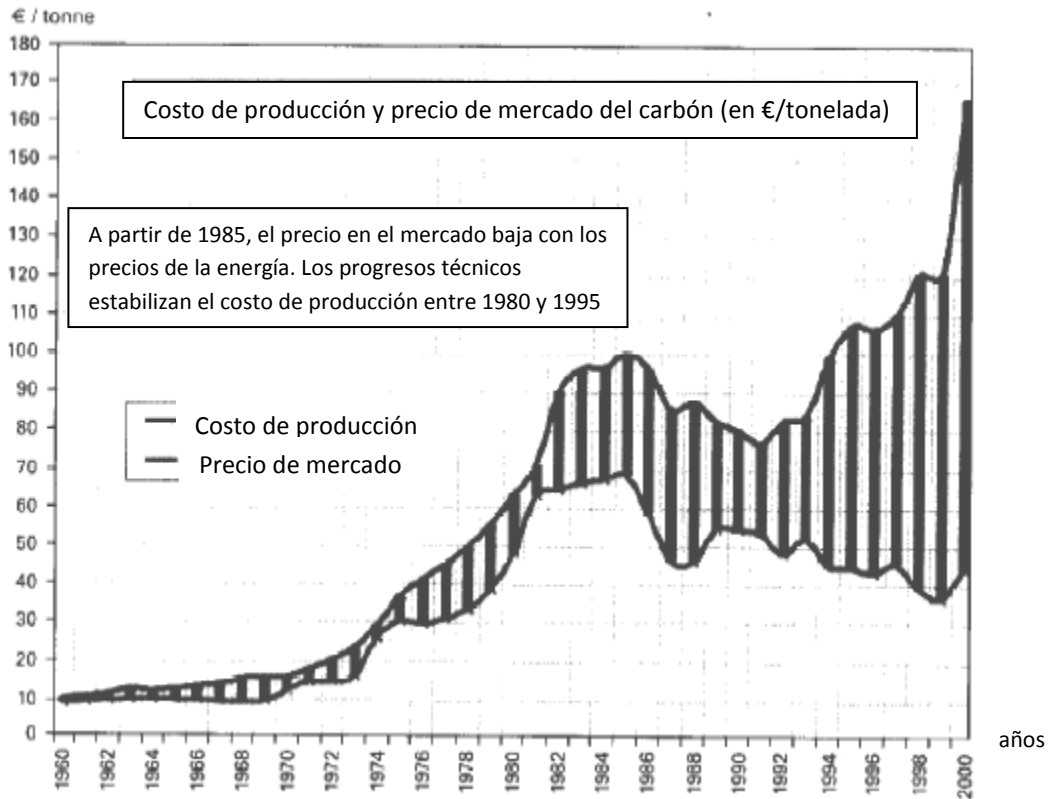
Con una tarificación al costo medio, las pérdidas en algunas minas son compensadas por las ganancias en las minas más rentables, de formas que las dos áreas sombreadas deben ser iguales de una y otra parte de la recta  $p_1$

#### CUADRO 7.4

##### **Subvencionar la producción nacional, aplicar un impuesto o poner una contingencia sobre las importaciones?**

La figura 7.4 muestra que las subvenciones acordadas al carbón nacional en Francia, como así también en otros países europeos, solo retardaron el cierre de las minas, sin poder impedir esta inexorable decisión. Las ganancias de productividad permitieron estabilizar e incluso bajar el costo del carbón nacional entre 1980 y 1995, pero la caída del precio de venta de este carbón (precio de valorización sobre el mercado mundial) no permitió reducir el monto de las subvenciones. Estas volvieron a crecer luego de 1995, como consecuencia del alza del costo medio de producción del carbón nacional, lo que justificó el cierre progresivo de todas las minas entre fines de los años 1990 y 2004.

€/tonelada



**Figura 7.4**

*P. de Ladouette, op.cit.*

Para preservar la industria nacional, un país solo puede poner una contingencia sobre las importaciones (fue el caso por ejemplo en los Estados Unidos a fines de los años 1950 cuando el Presidente Eisenhower implementa cuotas de importación sobre el petróleo para preservar la actividad de los productores americanos de Pensilvania o Texas), o poner un impuesto sobre las importaciones, subvencionando así a los productores nacionales menos competitivos. Cada solución tiene sus ventajas e inconvenientes. En términos del derecho de la competencia estas tres alternativas normalmente están prohibidas, salvo que se invoque una cláusula de “salvaguardia” de “protección de las industrias nacientes” (F. List) o de “protección del medio ambiente” (el caso de las energías renovables que se pueden beneficiar de un estatus derogatorio). Las subvenciones al carbón nacional continúan siendo autorizadas bajo ciertas condiciones, por la Comisión europea en ciertos países de la UE como se puede apreciar en la tabla 7.11, que presenta el monto de las subvenciones públicas acordadas con la autorización de Bruselas entre 2003 y 2008. Se destaca que el monto de las subvenciones es en neta disminución luego de 2003.

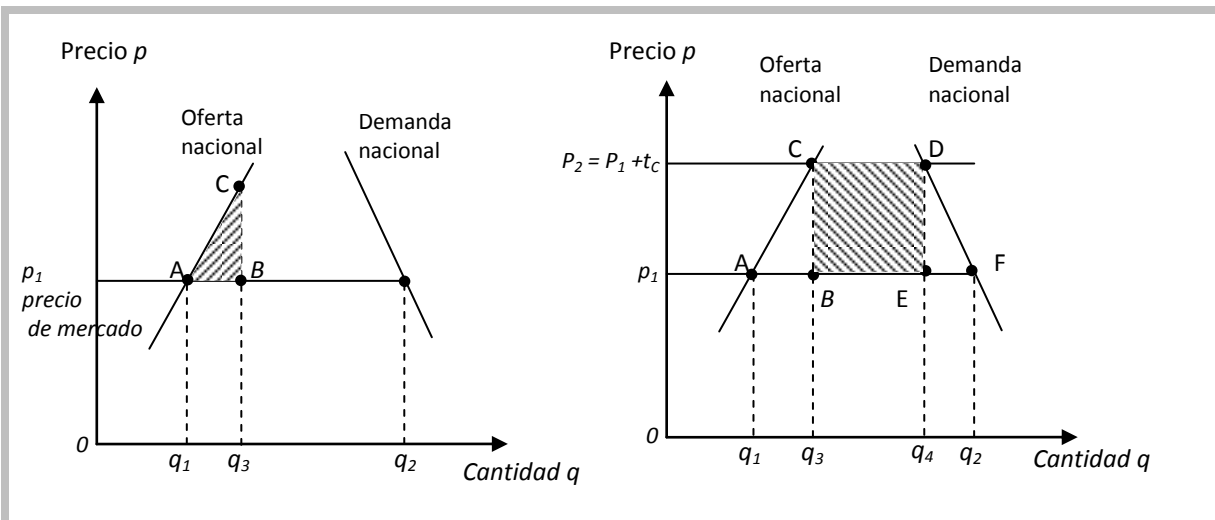
**Tabla 7.11**  
**Ayudas del Estado al carbón nacional (autorizadas por la Comisión Europea) en millones de euros**

País	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Alemania	3419	3039	2716	2354	2341	1782
España	1119	913	1084	812	807	807
Francia	917	888	0	0	0	0
Reino Unido	36	30	36	14	1	2
Polonia	903	913	369	60	87	169
República Checa	nd	15	15	15	15	0
Rumanía	nd	nd	nd	nd	112	93
Hungría	nd	44	39	38	36	34
Eslovaquia	3	2	5	7	6	6
Eslovenia	2	2	15	17	17	18
Total UE (27)	6399	5846	4279	3318	3422	2911

Fuente: The European Energy Review 13/7/2010 (ayudas corrientes y excepcionales)

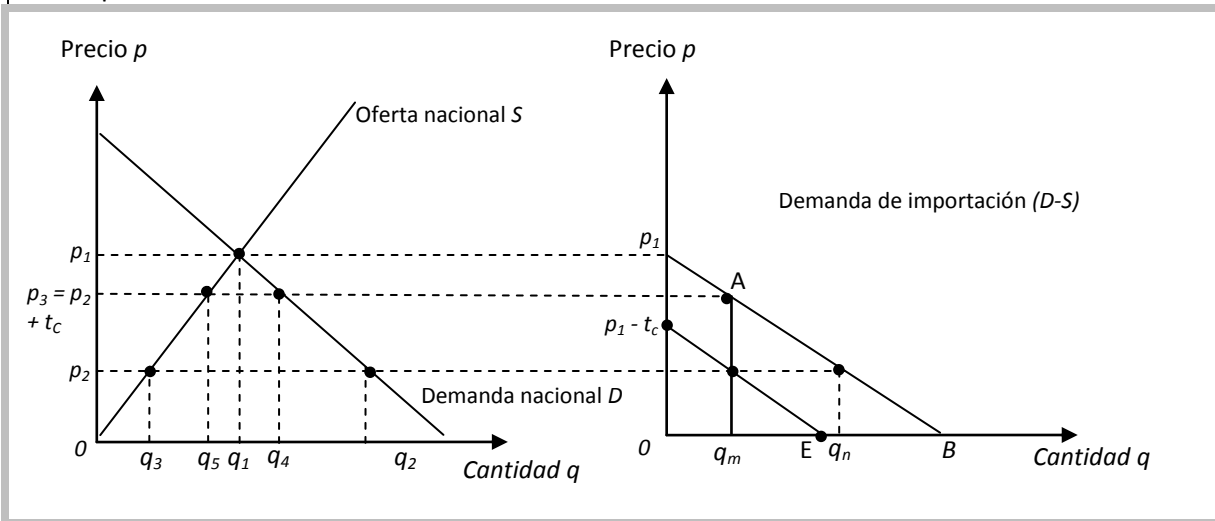
1. La figura 7.5 permite comparar los respectivos efectos de un sistema de subvenciones a la oferta nacional y de un sistema de impuestos sobre las importaciones. Para un precio de mercado igual a  $p_1$  y en ausencia de subvención, la oferta nacional estaría limitada a  $q_1$  para hacer frente a una demanda igual a  $q_2$ . Las importaciones se sitúan entonces en el nivel  $q_1q_2$ . La subvención permite incrementar la oferta nacional que pasa de  $q_1$  a  $q_3$  y como consecuencia las importaciones se reducen en la cantidad  $q_3q_2$ .

El precio pagado por el consumidor  $p_1$  se mantiene constante. La superficie ABC representa el costo financiero de la operación que en este caso es soportado por el contribuyente. En el caso de un impuesto sobre la importación  $tc$ , el precio pasa de  $p_1$  a  $p_2$  igual a  $(p_1 + tc)$ . La demanda disminuye pasando de  $q_2$  a  $q_4$ , mientras que la oferta nacional crece pasando de  $q_1$  a  $q_3$ . Como consecuencia las importaciones se reducen en una cantidad  $q_3q_4$ . El excedente para los productores nacionales crece en una proporción igual a la superficie ABC; el excedente de los consumidores disminuye en una cantidad equivalente a la superficie  $p_1FDp_2$ . El Estado recupera un monto de ingresos fiscales igual a la superficie BEDC. La pérdida en el excedente de los consumidores nacionales es mayor a lo que gana el conjunto de los productores nacionales bajo forma de excedentes y los contribuyentes en forma de ingresos fiscales. Esta pérdida social neta representada por la superficie DEF corresponde al llamado "triángulo de Habegger". La pérdida o ganancia de cada uno dependerá de la elasticidad-precio de la oferta y de la demanda del bien. Cuanto más rígida es la demanda, mas importantes serán los ingresos fiscales y mayor la pérdida en el excedente de los consumidores. Cuanto más elástica al precio es la oferta mayor será el suplemento obtenido como excedente para los productores. Con la subvención, existe una "transferencia" del contribuyente hacia el productor, con el impuesto a las importaciones la "transferencia" se produce desde el consumidor hacia el productor nacional y hacia los contribuyentes. En cada caso, deben evaluarse las consecuencias micro y macroeconómicas de estas transferencias (impacto sobre el bienestar, el empleo, el equilibrio de la balanza comercial, etc.).



**Figura 7.5**  
Subvención a la oferta nacional o impuesto a la importación ?

2. Un mecanismo de cuotas a la importación no sería preferible a un sistema de impuestos a las importaciones? Esta cuestión ha sido abordada en particular por J.M.Griffin y H.B. Steele en su libro *Energy Economics and Policy*, publicado en 1980 en la Academic Press. Supongamos que la economía funciona en forma autárquica: la demanda nacional de carbón será satisfecha por la oferta nacional a un precio prohibitivo  $p_1$  (se supone que la producción del carbón nacional es costosa y que su curva de costo marginal se caracteriza por una fuerte pendiente; ver figura 7.6). El precio director del carbón en el mercado internacional es  $p_2$ . Si la importación es libre la demanda nacional pasará de  $q_1$  a  $q_2$ , la oferta nacional pasa de  $q_1$  a  $q_3$  y la cantidad  $q_3q_2$  será importada.



**Figura 7.6**  
Cuota de importaciones o impuesto a la importación ?

Supongamos ahora que el Estado, preocupado por incrementar la producción nacional y reducir las importaciones aplica un impuesto  $t_c$  al carbón importado (impuesto por tonelada importada). El precio nacional, con todos los impuestos incluidos, se ubicara en el nivel  $p_1 = p_2 + t_c$  disminuyendo la demanda nacional que se ubicara en  $q_4$ , e incrementando la producción

nacional que alcanzará el nivel  $q_3$  y, en consecuencia, reducirá el volumen de las importaciones a la cantidad  $q_m = q_4 - q_5$ . Se puede llevar sobre un gráfico la evolución de la demanda de importación del carbón en función del precio del carbón (gráfico de la derecha). En ausencia de cualquier impuesto a la importación, la demanda de carbón importado estará representada por la recta  $(D - S)$ . Esta demanda será nula cuando el precio internacional del carbón sea igual a  $p_1$ , y será igual a  $q_m$  (abscisa en el punto A) cuando el precio internacional del carbón se ubique en el nivel igual a  $p_3$  y aumentará a  $q_n$  cuando el precio internacional del carbón sea igual a  $p_2$ . Si el Estado aplica un impuesto a la importación en un contexto en el cual el precio internacional es  $p_2$ , la cantidad importada pasará de  $q_n$  a  $q_m$ . Con una tasa unitaria de estas características la demanda de importación será nula para un precio igual a  $p_1 - t_c$  en el mercado internacional.

La reducción de las importaciones de carbón de  $q_n$  a  $q_m$  puede también obtenerse gracias a importaciones contingentes. Supongamos que el Estado decide fijar una cuota de importación de carbón igual a  $q_m$ . Al precio internacional  $p_2$  la tasa y la cuota tienen los mismos efectos: el consumo nacional se establecerá en  $q_4$ , la producción nacional aumentará a  $q_5$  y el precio interno, con todos los impuestos incluidos, será igual a  $p_3 = p_2 + t_c$ . En el caso del impuesto, el alza de precios al nivel  $p_3$  es instantánea; en el caso de la cuota será la resultante del funcionamiento de los mecanismos del mercado: la contingencia reduce la oferta sobre el mercado interno, lo que incrementa el precio de equilibrio y como resultado, la oferta nacional.

Existe sin embargo una diferencia entre ambas situaciones. Con el sistema de cuotas, las importaciones de carbón serán iguales a  $q_m$  cualquiera sea el precio internacional del carbón entre  $p_2$  y  $p_3 = p_2 + t_c$ . La demanda de importación estará representada por la línea punteada  $p_1 A q_m$  (gráfico de la derecha). Un cartel carbonífero estaría incentivado a fijar el precio del carbón en el nivel  $p_3$  en caso de contingencia antes que dejar prevalecer el precio  $p_2$ .

La forma de la demanda de las importaciones de carbón será diferente en función de los sistemas vigentes:

- estará representada por la recta  $p_1 AB$  en ausencia de impuestos y de cualquier sistema de cuotas a la importación;
- estará representada por la recta  $(p_1 - t_c)E$  paralela a la recta  $p_1 AB$  que se deduce por traslación (igual a  $q_n - q_m$ ) cuando se introduce un impuesto  $t_c$  sobre toda tonelada de carbón importada;
- estará representada por la línea punteada  $p_1 A q_m$  cuando las importaciones sean físicamente contingentes (cuota igual a  $q_m$ )

Un sistema de cuotas aplicado por un país importador incentivará a los países exportadores a incrementar el precio de venta en un monto igual a la tasa que debería haber fijado este país a la entrada de su territorio para obtener una reducción equivalente de las cantidades importadas. Con el sistema del impuesto a la importación, el producto del impuesto va a las cajas del Estado importador, mientras que con un sistema de cuotas a la importación son los países exportadores que se beneficiarán del alza de precios. Felizmente puede considerarse actualmente que el mercado internacional de carbón es un mercado bastante competitivo. En caso de cartelización, sin embargo, este problema podría plantearse.



## BIBLIOGRAFIA

- Bancel F. y Richard A., *Choix d'investissement : méthodes traditionnelles, flexibilité et analyse stratégique*, Editions Economica, Gestion, 1995.
- Blondell, Danielle, « Note sur le cout de régression », in *Revue d'Économie Politique*, enero-febrero 1967.
- Bureau of Labor Statistics, *Coal mining, injuries, illnesses and fatalities, Fact Sheet*, Washington, Abril 2010.
- Ellerman Denny, Convery Franck y de Perthuis Christian, *Le prix du carbone : les enseignements du marché européen du carbone*, Editions Pearson 2010, 326 p.
- Giraud, Pierre-Noel, Suissa, Albert, Coiffard, Jean, Crein, Daniel, *Géopolitique du charbon*, Editions Economica, 1991. 412 p.
- Institut Français du Pétrole, « Technologies du charbon propre : captage et stockage géologique du CO<sub>2</sub> », in *Enerpresse* n° 9531, 11 marzo 2008, p. I-IX.
- Kalaydjian, François y Cornot-Gandolphe, Sylvie, *La nouvelle donne du charbon*, Editions Technip (IFP), 2009, 205 p.
- Ladoucette, Philippe (de), « Le charbon français : une exception française », *Revue de l'Énergie* n° 556, mayo 2004, p. 221-231.
- Maire, Jacques y Reboul, Jean, « L'avenir de la gazéification du charbon en France » in *Annales des Mines*, n° 5-6, 1981, p. 67-80.
- Martin-Amouroux, Jean Marie, « Le grand retour du charbon », in *Futuribles* n° 357, noviembre 2009, p. 5-27.
- Martin-Amouroux, Jean Marie, « *Charbon, les métamorphoses d'une industrie* » Editions Technip, 2008, 420 paginas.
- Muller, Jean Claude, « Marchés, trading et prix du charbon » in *Revue de l'Énergie* n° 573, septiembre-octubre, 2006, p. 321-329.
- Percebois, Jacques, *Economie de l'Énergie*, Editions Economica, 1989, 689 paginas.
- Percebois, Jacques, « Prix internationaux du pétrole, du gaz naturel, de l'uranium et du charbon : la théorie économique nous aide-t-elle a comprendre les évolutions ? », in *Economie et Sociétés*, ISMEA, n°10, 2009, p. 1629-1655.
- Rahl, Ari y Spadaro, Joseph, « Les couts externes de l'électricité » in *Revue de l'Énergie* n° 525, 2001, p. 151-163.
- Ruelle, Gilber, « Perspectives de développement du charbon propre » in *Revue de l'Énergie* n° 573, septiembre-octubre 2006, p. 314-320.
- Sarlos, G., Haldi, P.A y Verstraete, P., *Traité de génie civil sur les systèmes énergétiques*, Presses Universitaires Romandes, vol. 21, 2003, 875 paginas.
- Twerdet-Popoliek, Nathalie, « Investissements dans une centrale électrique au charbon et contrainte CO<sub>2</sub> », in *Revue de l'Énergie* n° 593, enero-febrero 2010, p. 40-47.
- Warell, Linda, « Defining geographic coal markets using price data and shipments data », in *Energy Policy*, vol. 33, n° 17, 2005, p. 2216-2230.

**LAS ENERGIAS RENOVABLES**

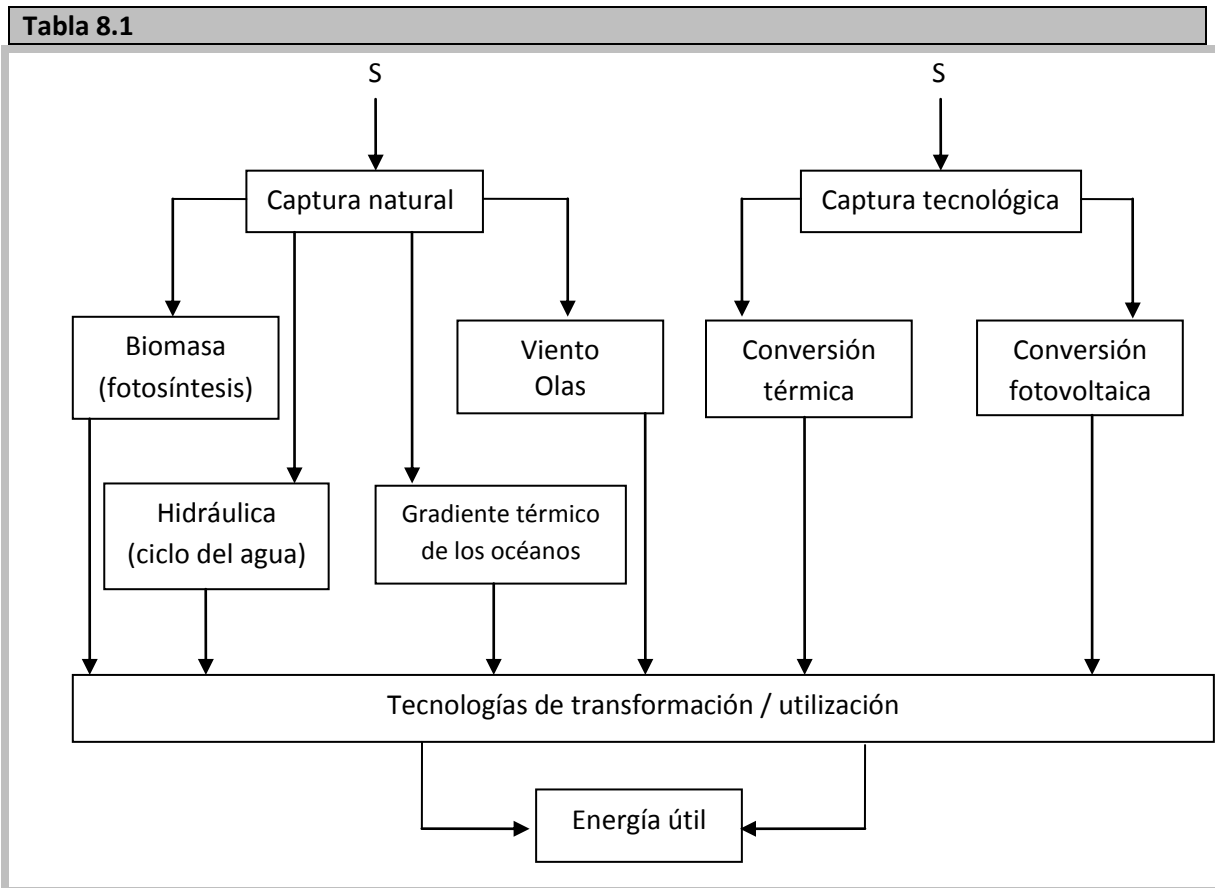
8.1	La energía eólica	534
8.2	La biomasa	555
8.3	La energía solar	561
8.4	Los mecanismos de apoyo	568
8.5	La política europea	586
	Bibliografía	595

Se dice que una energía es renovable cuando es extraída de *flujos* naturales y no sobre *stocks* que no se vuelven a reconstituir. Las energías renovables pueden ser constantemente extraídas del medio ambiente, lo que no quiere decir en cantidades ilimitadas, en un período o en un momento dado.

Todas estas extracciones de energía requieren un *importante desarrollo tecnológico* y no podría considerarse que “han sido puestas gratuitamente a nuestra disposición” por la naturaleza. Este libro se ocupa del estudio de estas tecnologías. Se encontrará una descripción clara y detallada en Sarlos, Haldi y Verstraete, 2003, de quien hemos tomado las Tablas 8.1 y 8.2.

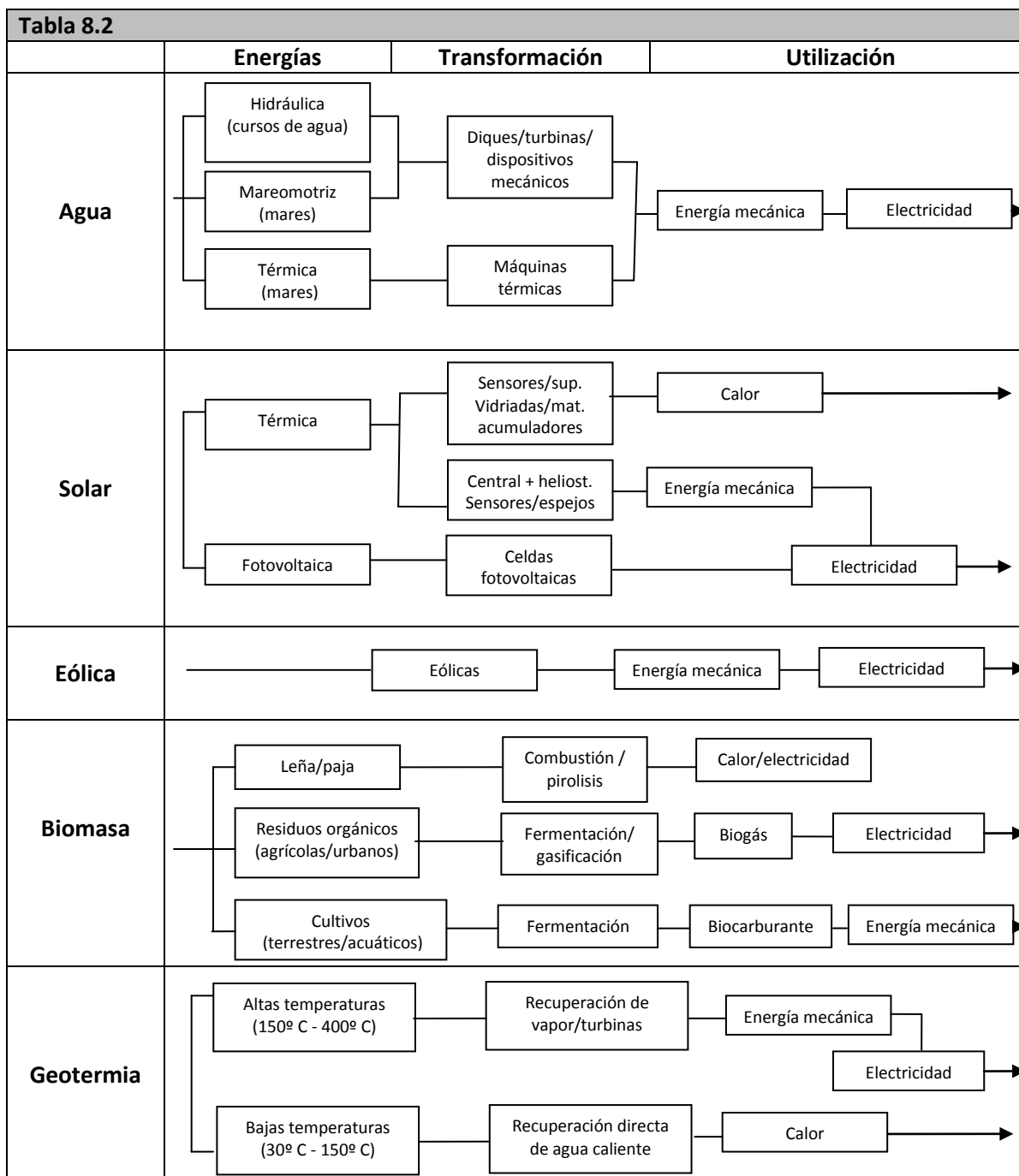
De una manera u otra, las energías renovables encuentran su origen esencialmente en los diferentes procesos de conversión de la energía solar entregada a la Tierra (Tabla 8.1).

La Tabla 8.2 informa de manera más detallada los procesos de conversión aplicados en el uso de las energías renovables. Tomaremos como referencia también el anexo del capítulo 5 para una comparación de principio con aquellos utilizados en la conversión de energías *no* renovables.



Fuente: Sarlos, Haldi, Verstraete, 2003

Como se puede ver, las tecnologías involucradas son numerosas, muy diferentes y generalmente complejas<sup>1</sup>. El libro citado *supra* las explica detalladamente (p. 268-400 y 553-660). Boyle (2004) nos propone una descripción más gráfica e ilustrada.



Fuente: Sarlos, Haldi, Verstraete, 2003

<sup>1</sup> En 1910, Thomas Edison declaraba: “Un día, alguien va a inventar un medio capaz de concentrar y conservar la luz del sol para que la podamos usar, en lugar de estos viejos proyectos prometeanos absurdos del fuego. Lo voy a hacer yo mismo si nadie se dedica a ello”. La tecnología en ese momento, sin duda no se lo habría permitido.

Estas energías son, por definición, inagotables. Como consecuencia, la noción de *reservas* ya deja de ser pertinente. Lo mismo sucede con los cálculos de los “camino de precios óptimos” tal como fueron explicados para, por ejemplo, el petróleo y el gas natural (ver capítulo 3).

La estimación del *potencial* de una energía renovable va a integrar la parte del uso que se puede hacer de ella en – y durante – un período dado y no podrá escapar a una cierta subjetividad en su cuantificación.

Numerosos informes y publicaciones nos proveen de datos con estas estimaciones. Aquí nos vamos a limitar a presentar las capacidades de producción eléctrica (GW) a nivel mundial para las diferentes energías renovables y no renovables informadas por la Agencia Internacional de la Energía en su World Energy Outlook de 2009 (Tabla 8.3).

Las energías renovables que combinan un potencial significativo y una fuerte tasa de crecimiento al mismo tiempo son la energía eólica, la biomasa, y la energía solar. Vamos a trabajar sobre estas tres energías para examinarlas con mayor detalle, remitiendo a las publicaciones especializadas a aquellos que estén interesados en las otras energías renovables, que son muy específicas en función de los sitios disponibles (geotermia), o están en un estadio de desarrollo todavía limitado (mareomotriz, corrientes marinas, pilas de combustible,...).

Tabla 8.3								
	Capacidad (GW)					Participación (%)		Tasa de crecimiento anual (%)
	2007	2015	2020	2025	2030	2007	2030	2007-2030
<b>Capacidad total</b>	4509	5728	6284	7026	7820	100	100	2,4
Carbón	1440	1897	2108	2408	2705	32	35	2,8
Petróleo	445	422	345	300	268	10	3	-2,2
Gas Natural	1168	1464	1573	1749	1972	26	25	2,3
Nuclear	371	411	427	459	475	8	6	1,1
Hidroelectricidad	923	1099	1196	1289	1382	20	18	1,8
Biomasa	46	71	91	114	146	1	2	5,2
Eólica	96	295	422	522	600	2	8	8,3
Geotérmica	11	16	19	22	26	0	0	4,0
Solar	9	53	102	162	244	0	3	15,3
Mareomotriz	0	1	1	1	3	0	0	11,5

Fuente: AIE, World Energy Outlook, 2009

Es importante tener en cuenta que, dentro de la óptica de la satisfacción óptima de las necesidades, las energías renovables deben ser consideradas *complementarias* o en *sinergia* con las energías *no* renovables, que aseguran actualmente casi la totalidad de estas necesidades, y no *en oposición* con ellas. También resulta útil analizar la incidencia sobre las redes eléctricas del aumento de la importancia de las energías renovables y, más generalmente, sobre los sistemas energéticos (gestión de la producción, del transporte, de la distribución y de la venta).

Por otra parte, una reflexión sobre el desarrollo de las energías renovables supone examinar los problemas que están tienen a veces *en común con las energías no renovables*: selección de tecnologías, seguridad de abastecimiento o inserción en las redes, por ejemplo. Propondremos tres ilustraciones consagradas respectivamente:

- a la incidencia de la energía (y de la potencia) eólica sobre los grandes sistemas eléctricos;
- a la problemática del abastecimiento en la utilización de la biomasa;
- en las decisiones tecnológicas en el sector de la energía fotovoltaica.

Finalmente, como en un cierto momento sucede con todas las energías, será considerado el tema de la ayuda al desarrollo: que mecanismos y que niveles de *apoyo* (subsidios, prioridades, normas, etc.) es oportuno aplicar?. Que ventajas y riesgos presentan estas respectivamente? Cuáles son las políticas más apropiadas?

Habida cuenta de los compromisos asumidos en esta materia por la Unión europea y los gobiernos de los Estados miembros, se dará mayor importancia al análisis sobre Europa, tomando sin embargo en cuenta las referencias útiles relativas a otras partes del mundo.

## **8.1 LA ENERGÍA EÓLICA**

### **8.1.1 El recurso**

El viento tiene su origen en la energía primaria proveniente de la radiación solar. La Tierra y su atmósfera constituyen una suerte de máquina térmica cuya fuente caliente es el hemisferio irradiado por el sol y la fuente fría el hemisferio oscuro. El “fluido de trabajo”, el aire, pasa diariamente de un lado al otro (ver capítulo 5 – Anexo). La energía eólica para el conjunto del planeta está estimada en  $5 \cdot 10^6$  TWh por año.

El recurso eólico está presente prácticamente en toda la superficie de la Tierra. Se pueden hacer las siguientes observaciones:

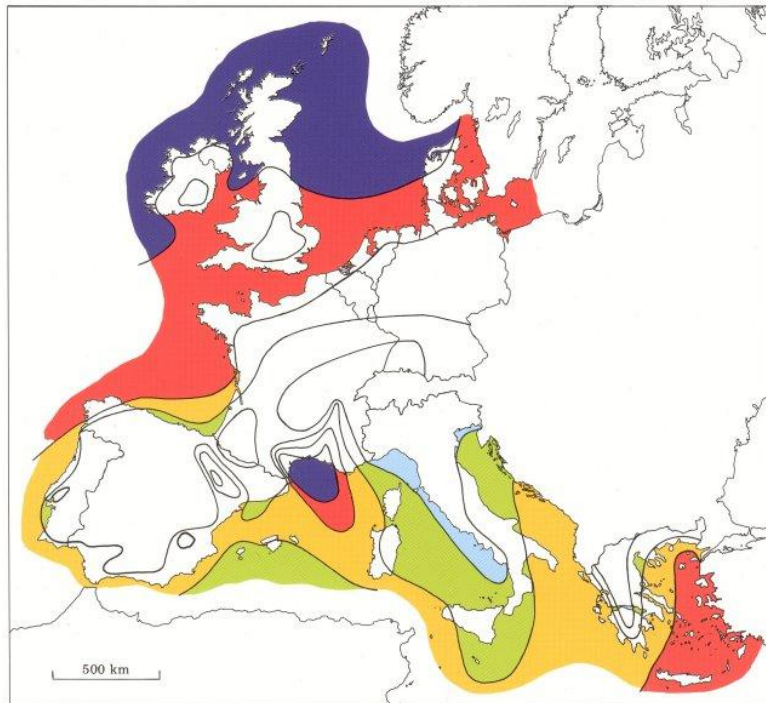
- el viento es, en promedio, de baja intensidad en la zona polar norte y en la zona intertropical;
- el viento es de máxima intensidad hacia la latitud de  $\pm 55^\circ$ ;
- el viento es de mayor intensidad y regularidad sobre el mar.

A *escala europea* se evidenciaron las siguientes constantes por el instituto danés RISØ a fines de los años 1990 (figura 8.1):

- la fachada atlántica es la zona de mayores vientos;
- Gran Bretaña tiene el potencial eólico más importante de Europa, por encima de Francia.

Como para todas las energías renovables, la captación *real* de la energía eólica va a depender del potencial disponible, pero también, y sobre todas las cosas, de la tecnología disponible, en este caso los *aerogeneradores*.

**Figura 8.1 a – Mapa eólico Europa *offshore***



Wind resources over open sea (more than 10 km offshore) for five standard heights									
10 m		25 m		50 m		100 m		200 m	
$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$	$m s^{-1}$	$Wm^{-2}$
> 8.0	> 600	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 10.0	> 1100	> 11.0	> 1500
7.0-8.0	350-600	7.5-8.5	450-700	8.0-9.0	600-800	8.5-10.0	650-1100	9.5-11.0	900-1500
6.0-7.0	250-300	6.5-7.5	300-450	7.0-8.0	400-600	7.5- 8.5	450- 650	8.0- 9.5	600- 900
4.5-6.0	100-250	5.0-6.5	150-300	5.5-7.0	200-400	6.0- 7.5	250- 450	6.5- 8.0	300- 600
< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 6.0	< 250	< 6.5	< 300

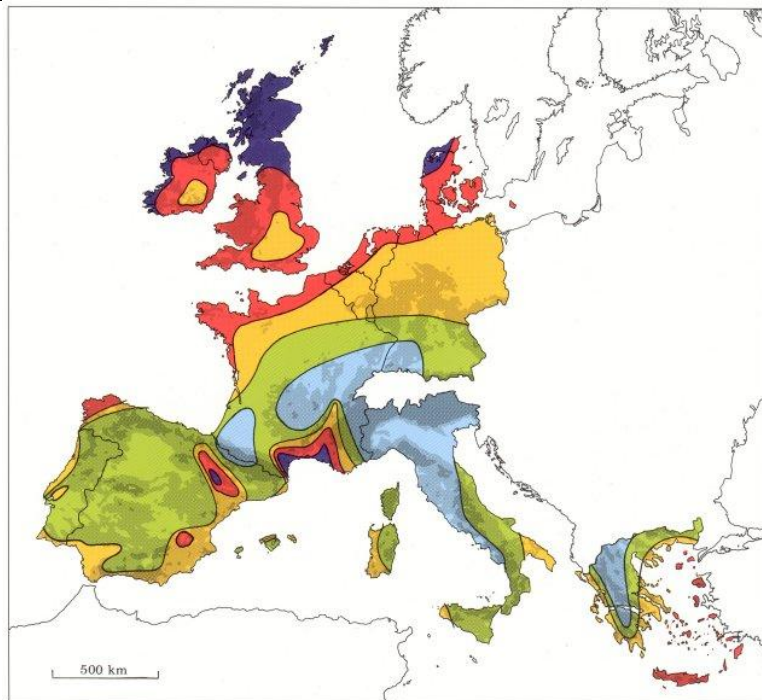
Fuente: *European Wind Atlas*. by Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark.

Los aerogeneradores funcionan casi todos siguiendo el mismo principio:

- La energía cinética del aire es transformada en energía mecánica de rotación mediante un sistema de captura aerodinámico constituido por las palas del aparato;
- La energía mecánica de rotación es instantáneamente transformada, a través de un generador, en energía eléctrica.

Dependiendo si el aerogenerador está instalado en tierra firme o en el mar, hablaremos de instalaciones eólicas *onshore* u *offshore* respectivamente.

Figura 8.1 b – Mapa eólico Europa onshore



Wind resources <sup>1</sup> at 50 metres above ground level for five different topographic conditions									
Sheltered terrain <sup>2</sup>		Open plain <sup>3</sup>		At a sea coast <sup>4</sup>		Open sea <sup>5</sup>		Hills and ridges <sup>6</sup>	
m s <sup>-1</sup>	Wm <sup>-2</sup>	m s <sup>-1</sup>	Wm <sup>-2</sup>	m s <sup>-1</sup>	Wm <sup>-2</sup>	m s <sup>-1</sup>	Wm <sup>-2</sup>	m s <sup>-1</sup>	Wm <sup>-2</sup>
> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0- 8.5	400- 700
< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

Fuente: *European Wind Atlas*. by Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark.

## 8.1.2 Implementación y Potencial

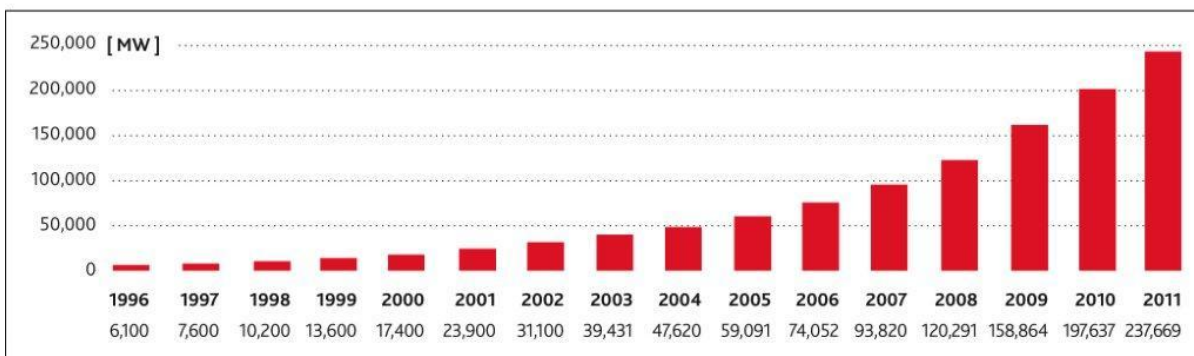
### A. El desarrollo realizado

A nivel mundial, la industria eólica tiene desde inicio de los años 1990 un desarrollo muy importante, La potencia instalada aumentó 48 GWe en el año 2011 alcanzando un total de casi 250 GWe, lo que representa un incremento del 20% respecto de 2010 (Figura 8.2), y una tasa de crecimiento anual acumulado desde el año 1996 del 20%.



**Figura 8.2 Desarrollo de la energía eólica a nivel mundial – Fuente: Global Wind Energy Council (GWEC)**

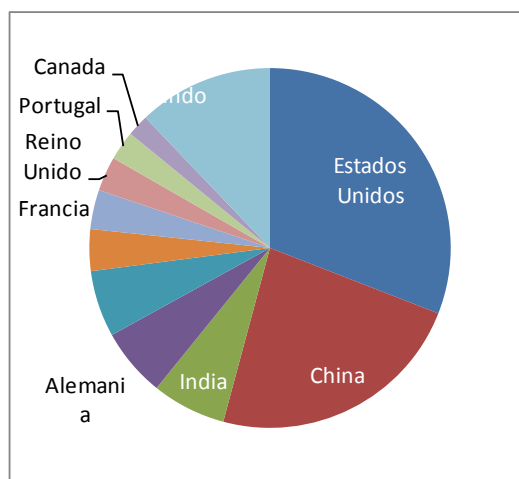
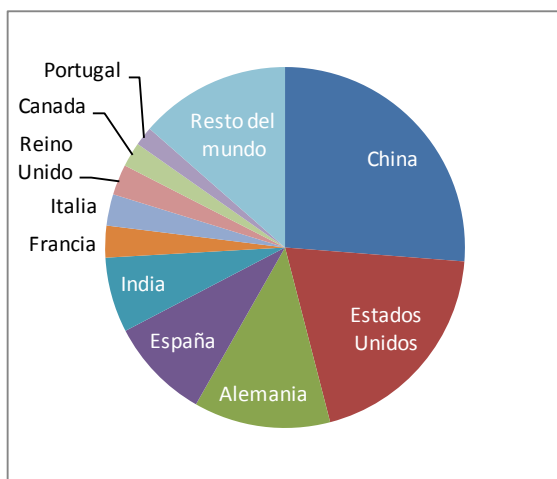
**Capacidad Instalada Acumulada Global 1996-2011**



Source: GWEC

**Figura 8.3**

**Figura 8.4**



País	Fin 2011		País	Fin 2002	
	MW	%		MW	%
China	62.364	26,2%	Estados Unidos	8.358	30,9%
Estados Unidos	46.919	19,7%	China	6.300	23,3%
Alemania	29.060	12,2%	India	1.800	6,7%
España	21.674	9,1%	Alemania	1.665	6,2%
India	16.084	6,8%	España	1.609	5,9%
Francia	6.800	2,9%	Italia	1.010	3,7%
Italia	6.737	2,8%	Francia	950	3,5%
Reino Unido	6.540	2,8%	Reino Unido	836	3,1%
Canada	5.265	2,2%	Portugal	712	2,6%
Portugal	4.083	1,7%	Canada	526	1,9%
Resto del mundo	32.143	13,5%	Resto del mundo	3.285	12,1%
Top 10	205.526	86,5%	Top 10	15.408	57,0%
Total mundial	237.669	100,0%	Total mundial	27.051	100,0%

Fuente: Global Installed Wind Power Capacity (MW) – Regional Distribution. GWEC

Las figuras 8.3 y 8.4 muestran en forma detallada el crecimiento entre 2002 y 2011. Los mercados más dinámicos han sido el mercado europeo, chino y americano, con un incremento de la potencia instalado de 68,1 GWe, 54 GWe, y 38,5 GWe respectivamente. Si bien Europa se mantiene como el primer mercado en términos de potencia instalada (97 GWe, que representa el 41% del mercado mundial), las tasas de crecimiento que se observan en China (+39% en 2011) y en Estados Unidos (+16% en 2011), traducen el dinamismo de estos países comparado con el crecimiento del 11% observado en Europa. China con 62,3 GWe es el país con la mayor potencia total instalada a fines de 2011, seguida por los Estados Unidos y Alemania.

A nivel europeo, el desarrollo de la industria eólica es contrastado y los países de la Unión europea pueden ser clasificados en cuatro categorías:

- aquellos en los cuales la energía eólica se encuentra muy desarrollada (Dinamarca, Alemania, España), donde casi todos los sitios interesantes han sido examinados y son objeto de realizaciones o de proyectos; estos países han entrado actualmente en una fase llamada de “repowering”, en la cual las turbinas terrestres existentes son reemplazadas por turbinas de mejor rendimiento o de mayor potencia, o eliminadas en detrimento de eólicas de mayor potencia o de eólicas offshore; esto ocurre especialmente en Dinamarca que prevé pasar de 5000 turbinas onshore instaladas en 2009 (2,8 GWe) a 2000 en 2020 (3,5 GWe), aumentando además su capacidad instalada offshore de 400 MWe en 2009 a 2500 MWe en 2020;
- los países con alta tasa de crecimiento para los cuales se mantiene un alto potencial de desarrollo (Francia, Portugal, Grecia, Reino Unido);
- los países con potencial pero con desarrollo limitado: proyectos menos rentables (Países Bajos) o de difícil ejecución (Italia);
- países sin desarrollo significativo hasta el momento.

En la tabla 8.4 se presentan las potencias instaladas a fines de 2011 en los países de la Unión.

**Tabla 8.4 Potencias eólicas instaladas onshore y offshore en la Unión europea. Situación a fines del año 2011**

<b>País</b>	<b>MW</b>
Austria	1084
Bélgica	1078
Bulgaria	612
Chipre	134
República Checa	217
Dinamarca	3871
Estonia	184
Finlandia	197
Francia	6800
Alemania	29060
Grecia	1629
Hungría	329
Irlanda	1631
Italia	6747
Letonia	31
Lituania	179
Luxemburgo	44
Malta	0
Países Bajos	2328
Polonia	1616
Portugal	4083
Rumania	982
Eslovaquia	3
Eslovenia	0
España	21674
Suecia	2907
Reino Unido	6540
Total EU-27	93960
Total Europa	96607

Fuente: European Wind Energy Association – EWEA – Wind in Power European Statistics, Febrero 2012

## ***B El desarrollo futuro***

La evaluación del *potencial eólico* es un concepto difícil; debe distinguirse especialmente:

- el potencial *técnico teórico* que representa la cantidad máxima de energía que puede ser obtenida en una superficie en la que se instalan aerogeneradores, sin tener en cuenta las restricciones geográficas, ambientales y económicas; solo depende de las densidades superficiales de instalación escogidas y de las tecnologías disponibles;

- el potencial *técnico real* que es una fracción del potencial técnico teórico. Algunas zonas de la superficie inicial son descartadas por razones ambientales (zonas protegidas), o geográficas (zonas inaccesibles para la instalación, ciudades). Las hipótesis empleadas en los cálculos de este potencial son en parte subjetivas;
- el potencial *técnico económico* que es a su vez una fracción del potencial técnico real. Algunas zonas no se tienen en cuenta pues no son justificables económicamente (costos de conexión prohibitivos, zonas con poco viento,...).

La determinación de este potencia a escala de un país o de la Unión europea, requiere fuertes hipótesis simplificativas. La consideración de la aceptabilidad social de estas instalaciones es uno de los parámetros más difíciles de evaluar.

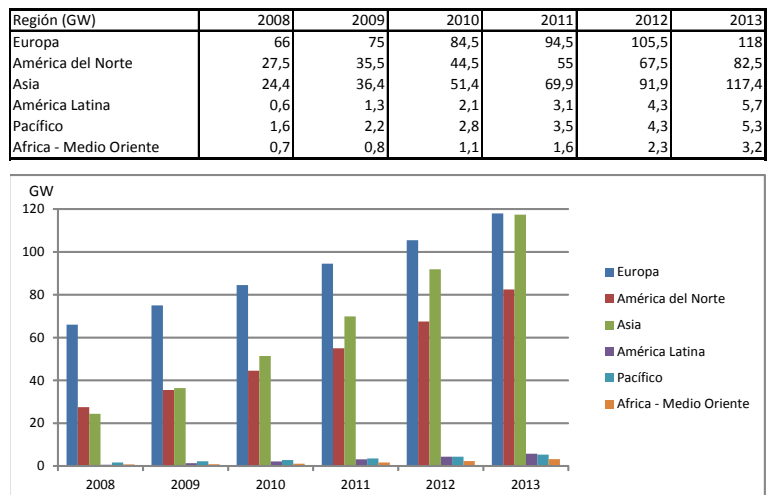
La Agencia Europea para el Medio Ambiente (EEA) evaluó el potencial eólico *onshore* técnico *real* de la Unión a 86% del potencial técnico teórico, en base a dos “criterios de exclusión” solamente: las zonas protegidas y las zonas montañosas de altura.

También la Agencia calculó el potencial técnico *real* de la eólica *offshore*. Teniendo en cuenta los parámetros de exclusión relativos a la distancia a la costa (respectivamente) 4, 10 y 25% para distancias de (respectivamente) 10, 50 y mas de 50 kilómetros, la relación entre el potencial teórico y el real es del 11%.

Estos ejemplos simples ilustran la complejidad de las tentativas de determinación de los potenciales realmente explotables. Todavía nos queda pasar del potencial técnicamente explotable al potencial económicamente posible, teniendo en cuenta los costos y su evolución, las condiciones generales de los mercados energéticos – y especialmente los precios de mercado de la electricidad en las zonas seleccionadas – como así también los *mecanismos de apoyo* implementados por los Estados (primas, tarifas preferenciales, etc.).

A simple título informativo haremos referencia al estudio de la CWEC, cuyas estimaciones se han resumido en la figura 8.5.

**Figura 8.5**



## 8.1.2 Los costos de producción

### A La energía eólica onshore

En tierra, el costo del aerogenerador representa en si mismo entre el 60% y el 80% de la *inversión total*. Este costo, a mediados de 2009 volvió a los niveles del 2007 (entre 1200 y 1400 €/kWe) y la reducción de costos debería continuar en los próximos años. La coyuntura económica redujo los tiempos de abastecimiento y endureció las condiciones de financiamiento. La relación con los costos de producción de la industria eólica de la DGEMP<sup>2</sup>, publicada en 2008, presenta las siguientes cifras:

<b>Tabla 8.5</b>		
<b>Costos de inversión publicados por la DGEMP</b>		
	<b>Eólica terrestre</b>	
<b>Año de MSI</b>	<b>2012</b>	<b>2020</b>
Potencia Unitaria (MW)	3	4,5
Costo de inversión (€/kW)	1300	1100

Los *costos de explotación* dependen particularmente de las estrategias industriales seleccionadas: mantenimiento a cargo del constructor, por una sociedad de servicios o por el propietario/operador, en función de la oportunidad y de las circunstancias.

<b>Tabla 8.6</b>		
<b>Costo de operación y mantenimiento publicado por la DGEMP</b>		
	<b>Eólica terrestre</b>	
<b>Año de MSI</b>	<b>2012</b>	<b>2020</b>
Potencia unitaria (MW)	3	4,5
Costo de explotación (€/MWh)	14	11

El costo de producción total, calculado como por unidad de producción clásica de costo de combustible igual a cero da los resultados ilustrados en la figura 8.6.

Se puede ver en particular que para un sitio y un aerogenerador que permita una duración de funcionamiento de 2100 horas y considerando un precio del aerogenerador de 950 €/kW (inversión total de 1370 €/kW), el costo de producción es del orden de 85 €/MWh.

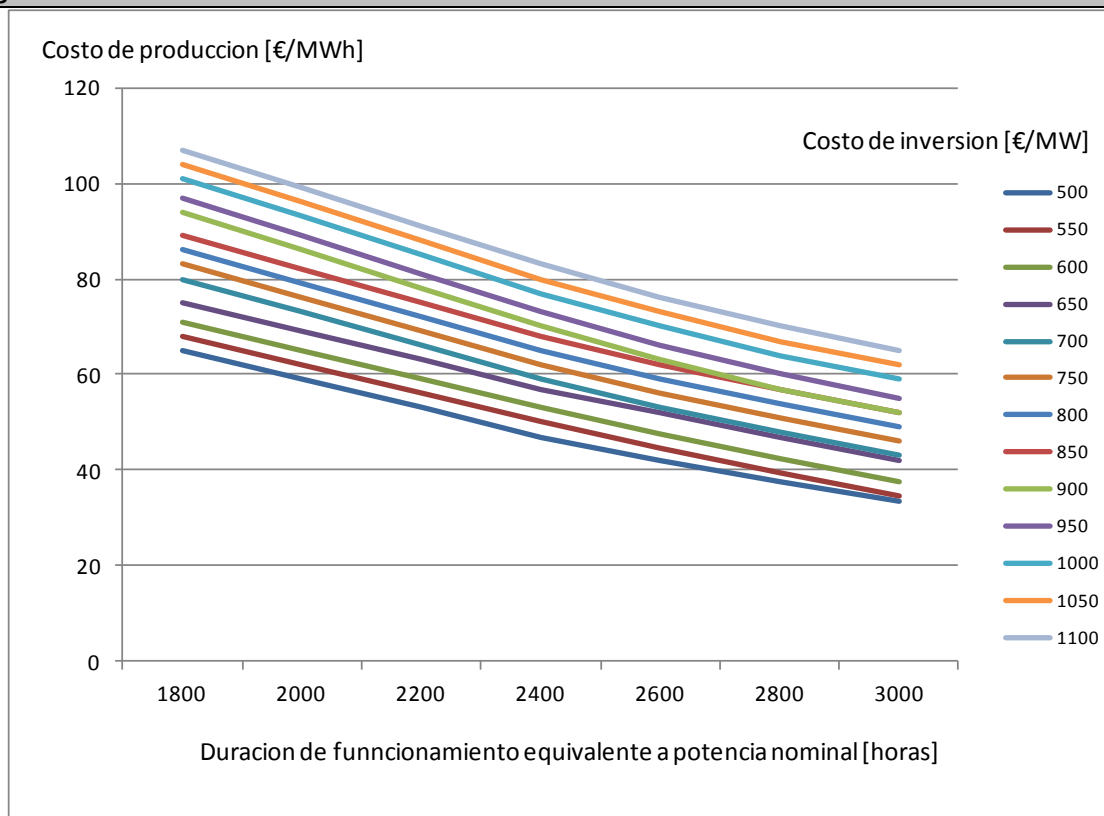
Estos costos no tienen en cuenta el hecho que la energía eólica es intermitente y no puede entregar potencia firme en un momento dado, en particular en las horas de punta. No deberían entonces compararse sin tomar precauciones importantes ni en términos técnicos ni económicos, a la energía entregada bajo una potencia disponible razonablemente garantizada por las máquinas de producción clásicas, térmicas o nucleares<sup>3</sup>.

<sup>2</sup> Dirección General de la Energía y de las Materias Primas, Francia

<sup>3</sup> En este aspecto, se deben lamentar las comparaciones utilizadas generalmente en términos mediáticos o de comunicación bajo la forma: "tal instalación eólica produce x MWh/año, lo que equivale al consumo de y familias". Esta equivalencia formulada en términos de cantidad y de calidad de la energía consumida realiza implícitamente la hipótesis gravemente errónea según la cual la electricidad eólica se puede almacenar

Por otra parte, estas cifras no tienen en cuenta los *costos indirectos* ocasionados a las redes y, más generalmente, sobre la optimización de los sistemas eléctricos por la fuerte intermitencia de la generación eólica (ver 8.1.4 *infra*).

**Figura 8.6**



## ***B La energía eólica offshore***

### **La segmentación**

A diferencia de las unidades onshore, para las cuales las variabilidades observadas en los costos son relativamente limitadas, las comprobadas sobre las unidades offshore son importantes. Varios factores tienen influencia sobre los costos de inversión y de explotación de los parques: distancia a la costa y profundidad que aumentan, pero también efectos de escala y de aprendizaje, disponibilidad de los medios para la instalación, tecnologías empleadas. Resulta difícil realizar comparaciones entre los diferentes parques y construir una segmentación pertinente en términos de costos de inversión y explotación.

Con el incremento de la cantidad de parques puestos en servicio y la experiencia asociada en lo que respecta a costos, la pertinencia de una segmentación va a resultar cada vez más ajustada. No obstante, es preferible hoy contentarse con intervalos amplios antes que definir intervalos más finos por segmento.

---

entre las horas en las que hay viento y aquellas en las que el viento no es suficiente para hacer funcionar el aerogenerador.

En el offshore, el aerogenerador también representa una parte importante de los costos de *inversión*, pero otros rubros presupuestarios como las fundaciones y la conexión a la red eléctrica ven que sus costos crecen fuertemente en comparación con el onshore.

El costo medio de un proyecto depende fuertemente del sitio seleccionado: profundidad y distancia a la costa, calidad del viento, naturaleza del fondo marino, oleaje y corrientes. Los costos de las inversiones asociadas oscilan entre 2500 €/kW, pudiendo llegar hasta los 3500 €/kW.

Para ilustrar esta variabilidad en los precios de un proyecto, podemos hacer referencia al estudio publicado por el instituto RISO en enero 2008, que informa sobre costos de inversión comprendidos entre 1200 €/kW y 2700 €/kW para proyectos desarrollados entre 1997 y 2007, con un máximo para el parque Robbin Rig (2700 €/kW en 2008), o a los consultores americanos Douglas Westwood, que informan precios medios para los proyectos desarrollados en el Reino Unido que oscilan alrededor de los 2800 €/kW alcanzando costos que se sitúan entre 3000 y 4000 €/kW.

La experiencia en la explotación de parques eólicos offshore alejados de las costas no son todavía suficientes para establecer en forma confiable el nivel de los costos de *operación y mantenimiento* de los parques eólicos offshore.

Para reflejar esta ausencia de experiencia y las disparidades asociadas, podemos evaluar el costo medio anual informado por distintos autores:

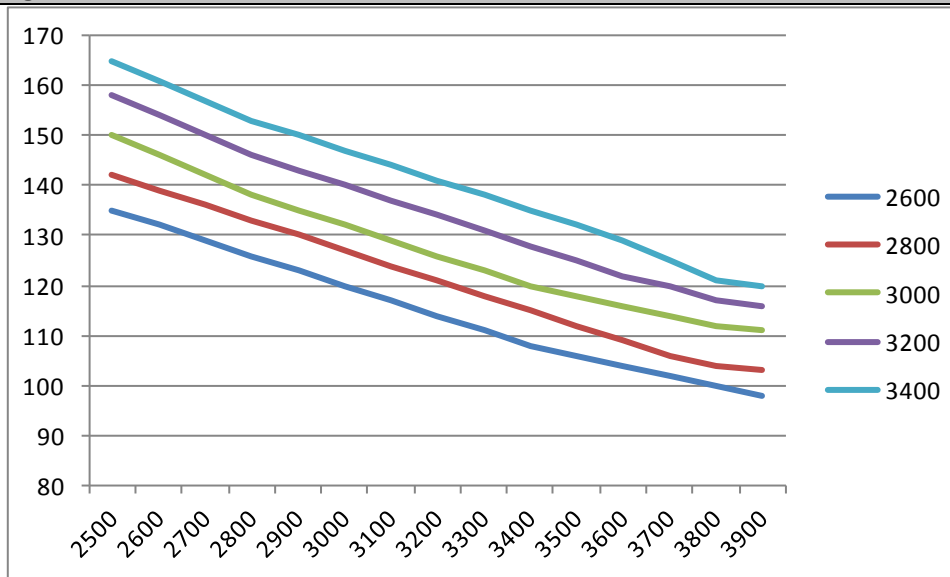
- 16 €/MWh para el instituto RISO en un estudio publicado en 2007;
- 22 €/MWh (en 2012) según la DGEMP en su informe sobre los costos de producción de 2008 ;
- 26,4 €/MWh en el estudio realizado por KPMG publicado en 2007.

La definición de este costo medio depende fuertemente del sitio analizado, tanto a nivel de su accesibilidad como de las solicitaciones de los aerogeneradores, el intervalo a tener en cuenta está comprendido probablemente entre 20 y 40 €/MWh.

No existe actualmente una estrategia única o dominante de explotación y mantenimiento. Cada parque posee sus especificidades en términos de actores y métodos.

Si tenemos en cuenta una dispersión de cuatro a cinco años sobre los costos de construcción de un parque, en la figura 8.7 podemos ver una indicación del costo de producción de la eólica offshore.

Para un sitio y un aerogenerador que permitan una duración de funcionamiento de 3000 horas, y considerando un costo de la inversión de 3000 €/kWh, el costo de producción es del orden de los 135 €/MWh.

**Figura 8.7**

### Comentario

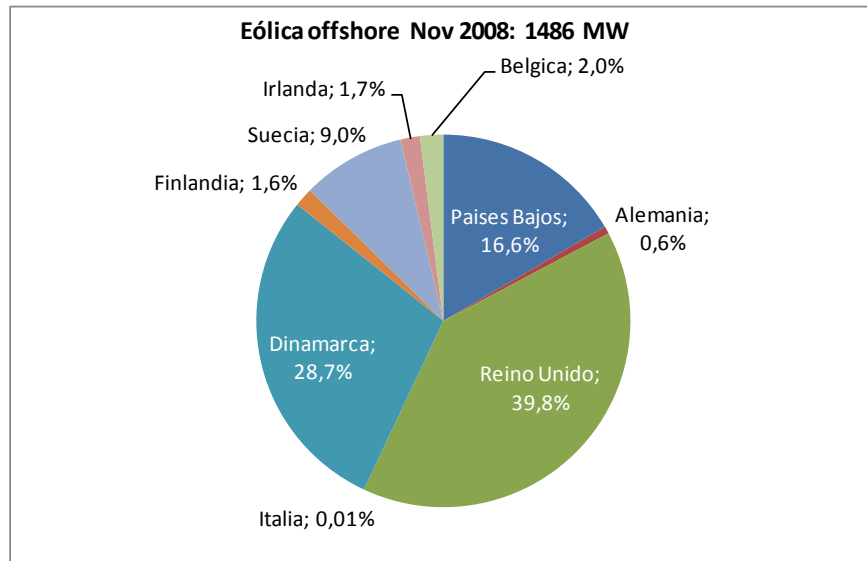
El desarrollo de la producción de electricidad eólica onshore en los últimos años ha sido impresionante, y su expansión continúa. Esta evolución se debe a múltiples factores, entre ellos al costo *directo* de producción que, entre las energías renovables, es el que está *menos alejado* de los precios de mercado de la electricidad (con una diferencia persistente, sin embargo, del orden del 30%); a los mecanismos de subvención consecutivos a las decisiones políticas adoptadas prácticamente en todo el mundo y específicamente en la Unión europea; a la pequeña magnitud de las inversiones unitarias (2 a 4 MW) que favoreció la llegada a este negocio de numerosos actores no ligados a los grupos tradicionales de producción eléctrica<sup>4</sup>; a una innovación rápidamente desarrollada a la implementación por parte de los constructores, etc.

No es sin embargo cierto que estos elementos hagan que en la actualidad la energía eólica pueda considerarse una tecnología madura. Pero su efecto masivo –es cierto que iniciado por los mecanismos de apoyo– debe ser tenido en cuenta por los operadores y los conceptualizadores de los sistemas eléctricos (producción, transporte, distribución, flujos internacionales...). No ocurre lo mismo con la eólica offshore. Las capacidades instaladas en este campo son todavía bastante limitadas, pero los planes de desarrollo *anunciados* deberían conducir a un rápido crecimiento (figuras 8.8 y 8.9).

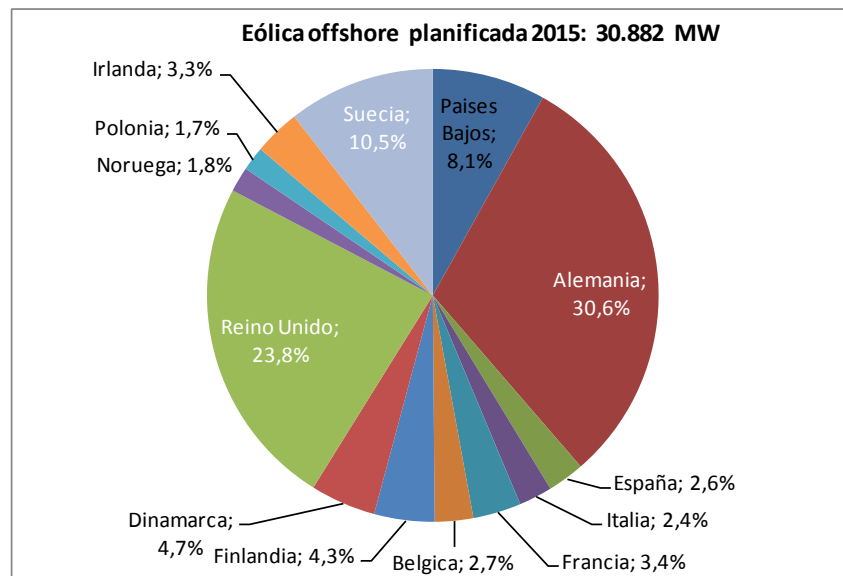
Los estudios diligenciados por la Comisión europea y que están sostenidos por el objetivo del 20% de energías renovables en el 2020 ya le atribuyen un rol *mayor* en la *obtención* de estos objetivos: potencia instalada de 70.000 MW a ese horizonte, es decir que alrededor del 10% del total de energías renovables o el 30% de la potencia eólica instalada total provendrá del offshore.

<sup>4</sup> Ver Cuadro 8.1





**Figura 8.8**



**Figura 8.9**

Sin embargo, esta tecnología presenta los siguientes desafíos de envergadura:

- construcción y mantenimiento de estas instalaciones en un ambiente offshore, donde los factores dependen de las ventanas aleatorias que permita la meteorología;
- complejidades geotécnicas y mecánicas (selección de fundaciones, problemática de vientos y corrientes marinas);
- medio marino agresivo, que disminuye la duración de vida de ciertos componentes y plataformas;
- alta tecnología requerida en el cableado y equipamientos eléctricos (en general submarinos).

La eólica offshore, o marítima, esta caracterizada por costos de producción altos: los costos de inversión son del orden de los 3200 a 3500 €/kW, es decir casi dos veces el costo de la eólica onshore, costos de operación muy dependientes del medio ambiente (dos a tres veces mayores que los de la eólica terrestre) y una contribución muy importante a los costos de las instalaciones de ingeniería civil (fundaciones), cuya tecnología mejor adaptada deberá emerger probablemente de las diferentes opciones existentes<sup>5</sup>.

Hay que destacar también que:

- las naves que realizan la instalación de las fundaciones y de las turbinas eólicas son altamente especializadas; solo existe actualmente una docena en el mercado europeo;
- los cables submarinos de alta tensión que unen el parque a la red son productos de tecnología de punta y solo son fabricados por un reducido conjunto de proveedores;
- en forma general, los productos, los servicios y el personal (de alta calificación) requerido están fuertemente solicitados.

Como en el segmento onshore, el offshore plantea también la pregunta de su incidencia sobre la explotación y la concepción de los sistemas eléctricos.

#### **8.1.4 El impacto sobre los sistemas eléctricos**

##### **A Aspectos técnicos**

El aporte del recurso eólico es variable. Es difícilmente predecible y puede fluctuar rápidamente, presenta por lo tanto un carácter aleatorio: un parque eólico no puede garantizar por anticipado una potencia equivalente a la de una central nuclear o térmica.

Deben distinguirse los siguientes efectos:

- *la intermitencia*, que nos remite a la problemática de *las inversiones* y del dimensionamiento de los medios de producción convencionales necesarios para cubrir los picos de consumo con una producción eólica aleatoria (ver capítulo 10.8 para una ilustración sobre este tema);
- de la *imprevisibilidad*, que nos remite a la problemática de la *explotación*, centrada en los requerimientos de las reservas necesarias para ajustar la producción a la demanda en tiempo real.

---

<sup>5</sup> En abril de 2010, las empresas D

ong, E.ON y Vattenfall, operadoras de parques eólicos offshore en Alemania, confirmaron que tuvieron que efectuar importantes reparaciones sobre cientos de fundaciones llamadas “monopilas” en sus turbinas: este diseño, proveniente de la tecnología petrolera offshore no parece adaptarse a los esfuerzos variables que ejercen las columnas eólicas sobre las fundaciones. El costo y la duración de las reparaciones se mantienen indefinidos, habida cuenta especialmente de la disponibilidad de naves necesarias y de ventanas meteorológicas favorables.

La intermitencia y la imprevisibilidad de la producción eólica constituyen problemas mayores para su integración en los sistemas eléctricos.

El equilibrio entre la producción eléctrica y el consumo es alcanzado cuando la suma de las inyecciones en la red es igual a la suma de las extracciones, menos las pérdidas. Esta equivalencia es esencial desde el punto de vista de la seguridad de la red. Un desequilibrio entre el consumo y la producción provoca (ver anexo al capítulo 5):

- un desvío de la frecuencia de la red respecto a su valor nominal (50 Hz en Europa y en muchos países; 60 Hz en Estados Unidos y en Brasil,...);
- modificaciones en los flujos de potencia sobre la red de transporte y distribución.

En una red eléctrica, la frecuencia aumenta cuando la producción es superior al consumo, y disminuye cuando la producción es inferior al consumo. Los desvíos de frecuencia por arriba o por debajo de su valor nominal deben ser confinados a una estrecha banda de tolerancia, pues los equipamientos eléctricos están diseñados para funcionar dentro de una playa de frecuencias cercana al valor nominal. Entre los equipos que pueden ser dañados, tenemos a los alternadores que producen electricidad en las centrales. Estos últimos se desconectan por lo tanto en forma automática si el desvío de la frecuencia es demasiado importante. En el caso de un déficit de producción, el efecto de una desconexión imprevista de los alternadores *agravará* el problema del equilibrio.

Un problema de equilibrio puede desembocar de esta forma en una cascada de eventos, que conduzca a una falla generalizada de la red eléctrica: es el black-out.

Los medios de producción convencionales de electricidad pueden estar expuestos a indisponibilidades fortuitas, o a una incertidumbre sobre el nivel de producción. La producción hidráulica también depende del reservorio hidráulico. También el consumo presenta características aleatorias, ya que las decisiones de consumo se toman sin preaviso y fluctúan de forma bastante marcada en función de parámetros como, por ejemplo, la meteorología.

En este contexto, el alea de disponibilidad de la eólica agrava la situación de incertidumbre susceptible de afectar el equilibrio entre producción y consumo, y tiene dos impactos:

- por un lado, *la intermitencia* de la eólica puede conducir al sobredimensionamiento de las capacidades convencionales, en particular de las capacidades de generación de *energía reactiva*, requeridas para la explotación del sistema eléctrico en las mismas condiciones de seguridad; además, los ajustes de la red, como así también los márgenes requeridos en diferentes periodos de tiempo se ven afectados por la integración de la energía eólica;
- por otra parte, *la imprevisibilidad* de la eólica provoca potencialmente un empleo creciente de los ajustes (reservas llamadas primarias y secundarias) y de los ajustes terciarios. Será importante estimar el volumen de energía suplementaria puesta en juego en el marco de las configuraciones y ajustes.

La integración de la energía eólica en el seno del sistema eléctrico será menos difícil si:

- si existen *abundantes* medios de producción eólicos. La distribución geográfica de los aerogeneradores y la ausencia de correlación entre los regímenes de vientos puede garantizar una potencia mínima del parque eólico nacional, con un nivel de probabilidad aceptable;
- el sistema eléctrico, y en particular los parques térmico e hidráulico (que permite ajustes en tiempo real del equilibrio entre producción y consumo), está suficientemente dimensionado para enfrentar los aleas.

Estas situaciones difieren fuertemente de un país al otro:

*Alemania*, por ejemplo, puede ser considerada como una suerte de “contra referencia” en materia de integración de la energía eólica en el sistema eléctrico:

- a diferencia de Francia, Alemania no se beneficia de múltiples regímenes de vientos no correlacionados, lo que tiene como consecuencia la reducción de su tasa de agregación, como así también la potencia eventualmente garantizada para las instalaciones eólicas, particularmente en las horas de punta;
- la baja tasa de penetración de la calefacción eléctrica en Alemania, produce que el alea climática tenga muy bajo impacto en la demanda eléctrica. Históricamente, el sistema eléctrico alemán no fue dimensionado para enfrentar desvíos importantes (poco almacenamiento hidráulico, por ej.).

Varios estudios publicados por los operadores de las redes alemanas mencionan que la tasa de sustitución de las centrales térmicas por las eólicas disminuye a medida que la potencia instalada en aerogeneradores aumenta (fig. 8.10).

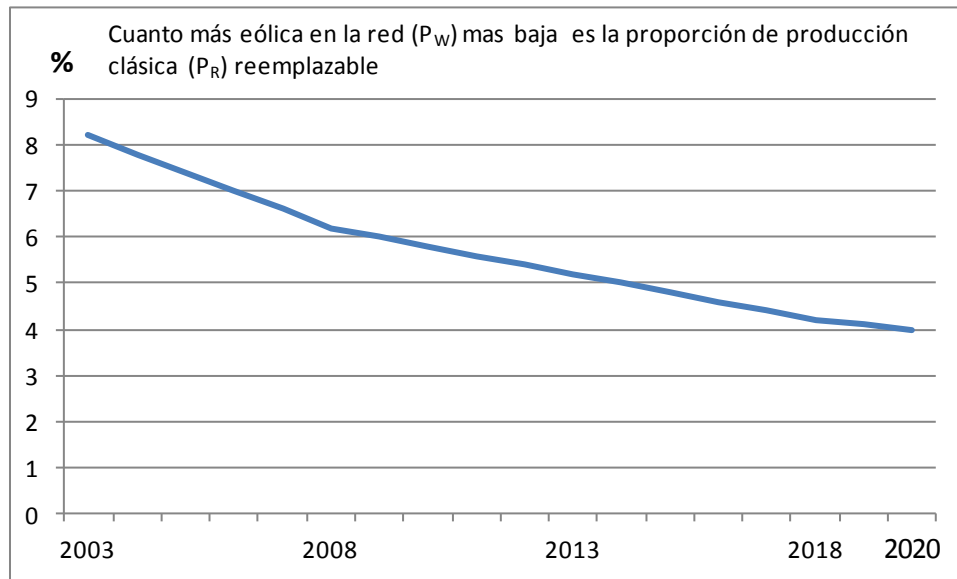
Las estimaciones realizadas por E.ON (10 GWe de turbinas eólicas instaladas en Alemania) en 2000, muestran que la tasa de sustitución de las centrales convencionales por los parques eólicos es inferior al 10%.

Sin embargo, *más de 20 GWe de aerogeneradores* están instalados en Alemania. Esta producción eólica puede variar de más de 10 GWe de un día al otro y no asegura un respaldo suficiente a la red (las turbinas eólicas se desacoplan de la red en caso de variación de frecuencia significativa, alrededor de los 50 Hz, lo que tiene como consecuencia un efecto de cascada, cf. *supra*).

Entre los problemas encontrados, podemos mencionar:

- en primavera y en otoño, las velocidades de vientos favorables permiten a los parques eólicos producir al máximo, lo que puede conducir a una congestión de las líneas eléctricas; en consecuencia algunos parques deben ser desconectados de la red eléctrica;

- durante la falla eléctrica de 4 de noviembre de 2006 en Alemania, que provocó cortes de corriente en una parte de Europa, la desconexión simultánea y no controlada de varios GWe de aerogeneradores amplió la falla.



**Figura 8.10**  
**Substitución de centrales clásicas por eólicas (Fuente E.ON)**

Los medios *técnicos* disponer para enfrentar parcialmente este tipo de dificultades son actualmente limitados: se trata de instalar centrales hidráulicas de bombeo (unidades que funcionan como “bombas” consumiendo electricidad durante las horas de “valle”, y como “turbinas” productoras de electricidad durante las horas de “punta”), que substituyen la imposibilidad de almacenar la electricidad. Sin embargo, este potencial está muy limitado por los sitios que son susceptibles de instalar estas unidades.

Los otros medios de “almacenar” la electricidad están todavía en la actualidad en estado de investigación (almacenamiento subterráneo de aire comprimido, almacenamiento por producción de hidrógeno...).

### **B Aspectos económicos**

Desde el punto de vista de la economía de los sistemas eléctricos, la integración de una importante energía eólica conduce a dos tipos de situaciones nuevas:

- el *modo de funcionamiento de las unidades clásicas*, existentes y futuras, tiene que ser reconsiderado.

La consultora Pöyri (julio 2009) publicó un análisis detallado del incidente de la energía eólica sobre los parques de producción del Reino Unido e Irlanda, basado especialmente en el importante tratamiento de datos estadísticos de los regímenes de vientos. Este estudio pone en evidencia que la producción *anual* de la energía eólica puede variar un 25% en Irlanda y un 13% en el Reino Unido, insistiendo que los datos *promedio*, sean cuales

fueran, no representan totalmente la complejidad de los fenómenos y que hay que proceder mediante métodos que impliquen las evoluciones a lo largo del tiempo. La figura 8.11 muestra por ejemplo la “monótona de carga” (ver capítulo 5) representativa de la demanda “neta de eólica”, curva aleatoria que las *otras unidades* deberán cubrir.

Las figuras 8.112 y 8.13 ilustran los modos de funcionamiento resultantes para los diferentes tipos de centrales en 2010 y 2030 respectivamente.

Se observa en particular que la cantidad de horas de funcionamiento de las unidades a gas (TGV) y carbón se reducen drásticamente.

Esta verificación es importante: sugiere que, desde ahora, debe considerarse el funcionamiento en régimen fuertemente modulado de los distintos tipos de centrales existentes y que, en el futuro, *el equipamiento óptimo de un parque estará probablemente más fundado en la flexibilidad de las potencias que sobre la escala únicamente de las economías de energía.*

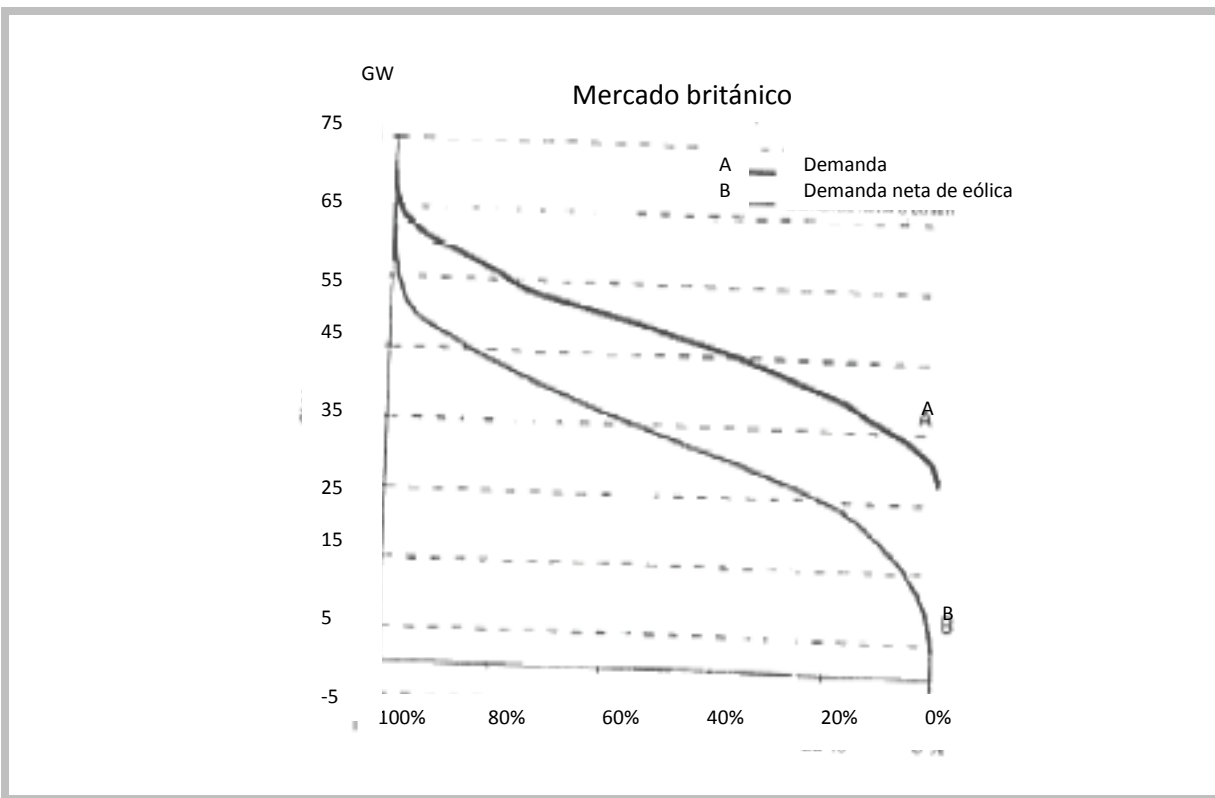


Figura 8.11

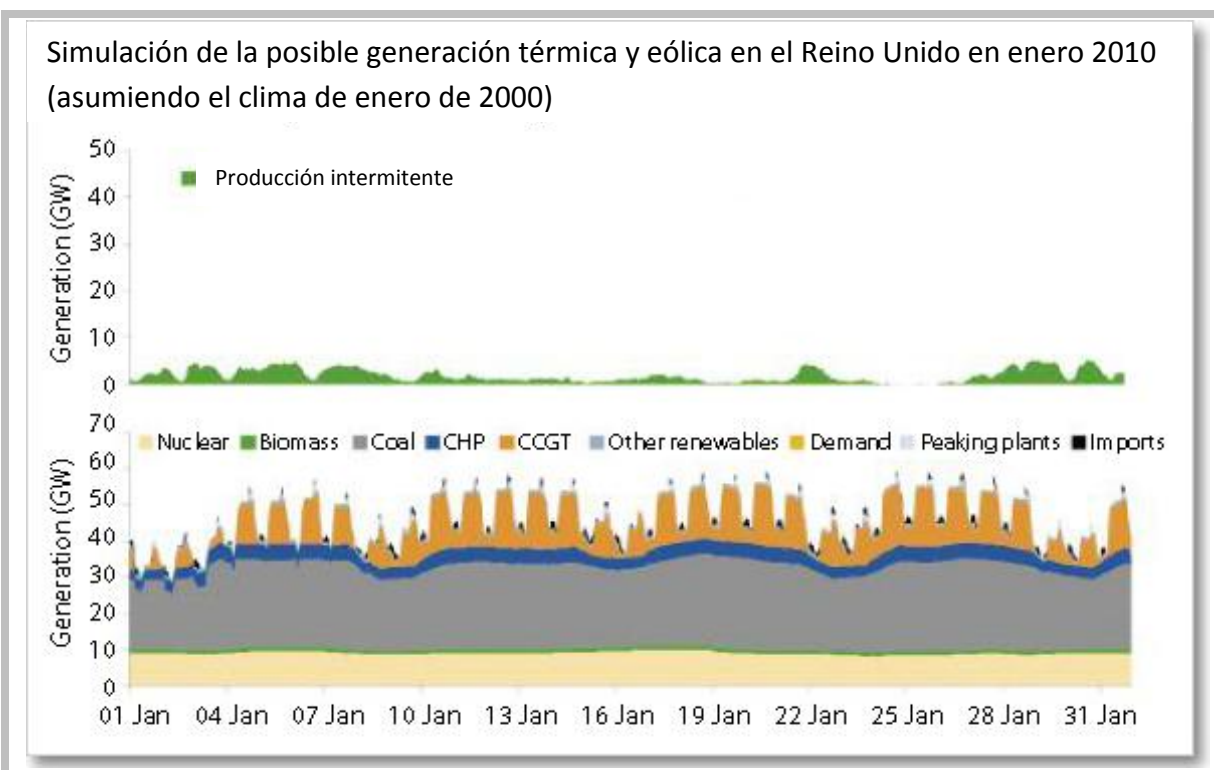
Esta situación encarecerá el costo total de producción de un parque mixto eólico/clásico. Es uno de los costos *indirectos* de la opción eólica. El otro se debe a la existencia de “precios negativos”.

- *Los precios negativos*

La existencia del principio de los precios negativos sobre el mercado eléctrico fue analizado previamente (capítulo 2).

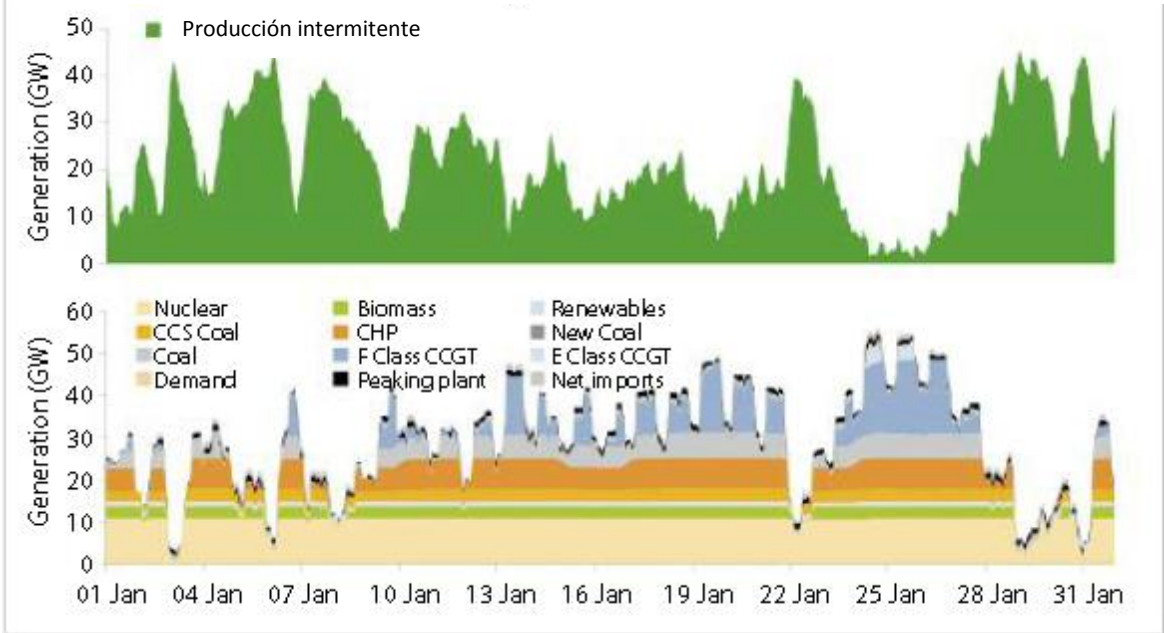
Los *precios negativos* que podemos detectar en algunas bolsas eléctricas son, por un lado, consecuencia de la penetración de la energía eólica que, debido a las reglas de remuneración y las modalidades de integración sobre los mercados asociados, tiene los atributos de una producción “fatal” y, por el otro, a la relativa rigidez de los medios de producción térmicos, conjugada a la imposibilidad de almacenamiento de la electricidad.

Luego de 2008, los episodios de precios negativos tienden a multiplicarse en las bolsas eléctricas, donde este tipo de precios puede ser cotizado. En 2008 y 2009, los precios fueron negativos el 10% y el 20% del tiempo respectivamente en la parte oeste del ERCOT (Texas) y están comprendidos en un 70% dentro del intervalo de -35 u\$s y -40 u\$s/MWh. En la bolsa alemana se identificaron 23 episodios de precios negativos en el periodo octubre 2008/octubre 2009, con una duración total de 30 horas.



**Figura 8.12**  
**Reino Unido Enero 2010 (en base al clima del año 2000)**  
**Fuente: Pöyry, 2009**

Simulación de la posible generación térmica y eólica en el Reino Unido en enero 2030 (asumiendo el clima de enero de 2000)



**Figura 8.13**  
 RU Enero 2030 (en base al año 2000)  
 Fuente: Pöyry, 2009

La figura 8.14 muestra una crónica de precios *spot* de la electricidad en la bolsa alemana EEX.

Este incremento de las crónicas de precios negativos está vinculada al desarrollo de los medios de producción eólicos en los mercados considerados, a su forma de remuneración, pero también a los mecanismos de integración de la producción eólica sobre estos mercados. Por ejemplo, en el contexto de la promoción de las energías renovables en Texas (y más generalmente en los Estados Unidos), la industria eólica es sostenida por mecanismos de cuotas intercambiables (Renewable Energy Credits) asociadas a subvenciones a la producción, o bajo la forma de créditos fiscales (Production Tax Credits, PTC). Estos PTC alcanzan los 20 u\$/MWh efectivamente producido. Los productores eólicos prefieren por lo tanto suministrar al mercado y *vender* a precios negativos antes que parar su producción (Hiroux, C., Saguan, M., 2008). En el caso en que los productores eólicos participen *directamente* en el mercado *spot*, como en el caso del ERCOT, reciben ingresos hasta el punto en el que el nivel de precios negativos iguala en valor absoluto el nivel de los ingresos obtenidos por su producción, siendo el costo de la producción eólica nulo (Giberson, M., 2008). Esto explica que los precios negativos sobre el mercado texano se fijen a un nivel estimativo de estos ingresos (alrededor de 35-40 u\$/MWh).



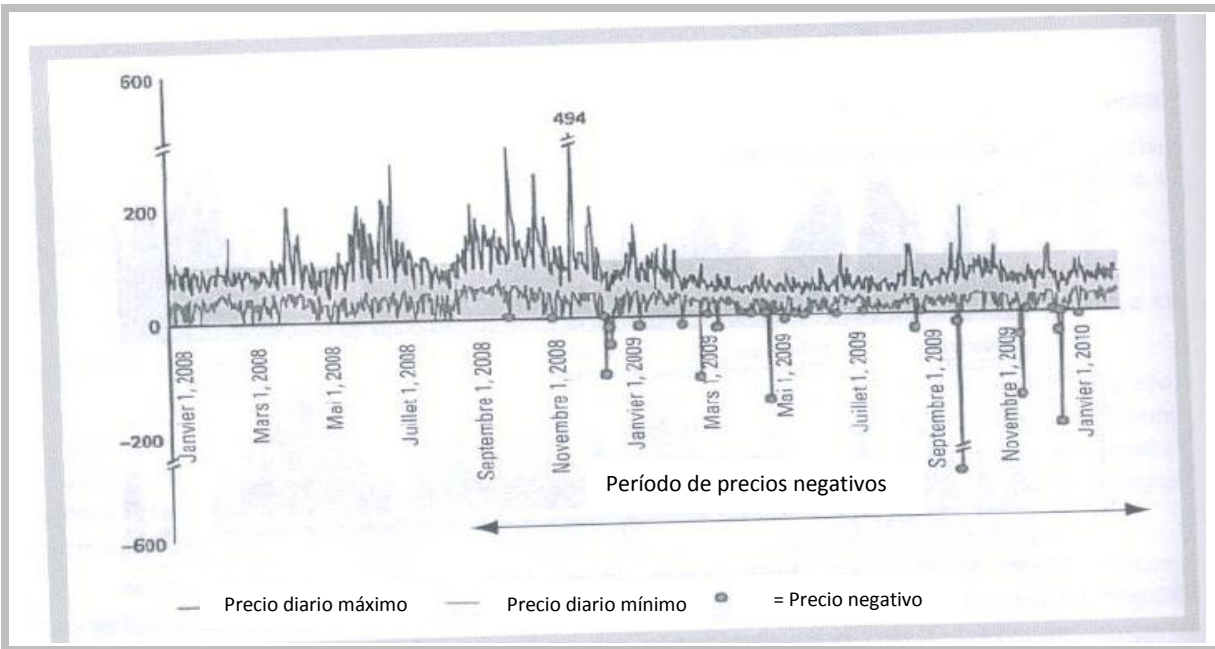


Figura 8.14

Fuentes: EEX, BCG, 2010

En Alemania, por el contrario, donde los productores eólicos *no participan directamente* en el mercado *spot*, la frecuencia de los episodios de precios negativos está vinculada a los mecanismos que aseguran la integración obligatoria y prioritaria de la energía eólica en el mercado. La responsabilidad técnica y comercial de la integración de la energía eólica esta respaldada, efectivamente, por el operador de la red de transporte, GRT, que, desde el 1° de enero de 2010 tiene *la obligación* de inyectar y transportar la electricidad producida y colocarlas en forma inmediata en el mercado (Klessman, C., *et al.*, 2008; Epex, 2009). Los productores eólicos alemanes venden su electricidad al GRT *a la tarifa de compra regulada*, y este evacúa los MWh eólicos sobre la red, independientemente de las condiciones de oferta y demanda que determinan los niveles de precios. Si el precio de mercado es inferior a la tarifa de compra, la pérdida sufrida por el GRT es compensada *in fine por el conjunto de los consumidores*.

Este mecanismo es financieramente neutro para los productores eólicos. Estos no tienen ningún incentivo a restringir su producción, aún en el caso de mercados particularmente desfavorables. En estos casos, los precios negativos no se fijan forzosamente sobre la tarifa de compra, como en el caso de Texas, sino que pueden bajar incluso aún más.

Por otra parte, cuando la demanda neta es muy baja, o más baja que lo previsto, proponer la electricidad a precio negativo puede ser el “mal menor” para el productor térmico clásico, antes que soportar los costos de arranque y parada de la central durante algunas horas, puesto que este productor ya soporta costos adicionales (costos de arranque). Esto puede ser un incentivo para proponer su producción a precios negativos.

En el mercado alemán entonces, los productores eólicos no participan directamente en el mercado. No están sometidos a ofertas y no contribuyen a la formación de precios. Evacúan

su producción mediante el GRT, lo que impacta sobre el *despacho por orden de mérito* (son despachados antes que los otros medios de producción) y los productores eólicos captan una parte de la demanda que debería ser abastecida por los productores térmicos en una despacho económico convencional.

La situación es diferente en Texas, donde los productores eólicos participan directamente en el mercado y contribuyen a la formación de precios (Sioshansi, R., Hurlbut, D., 2010). En situaciones de baja demanda y si su penetración es suficientemente fuerte, pueden encontrarse en posición de fijar el precio de mercado, lo que puede conducir a fijar un precio negativo a nivel de los ingresos específicos obtenidos por la eólica.

Un método alternativo que sería todavía más ventajoso para los productores eólicos consiste en remunerar a estos productores por no hacer funcionar sus máquinas. National Grid (Reino Unido) estima necesario dejar de lado las eólicas cuando la demanda es baja, para evitar los problemas descritos más arriba. En este caso, la reforma del *market design* considerada, consistiría simplemente en “desalentar” al productor eólico. Una experiencia de este tipo fue realizada con dos parques que recibieron 15.000 € cada uno para detener su producción (Enerpresse, 22/6/2010).

### CUADRO 8.1

#### *Potencias eólicas on y offshore: los grandes productores alemanes de electricidad*

##### **Eólica onshore**

Al 31 de diciembre de 2009, la capacidad instalada en Alemania era de 25.777 MW

<b>Total (MW)</b>	<b>25.777</b>
E.ON	180
Vatenfall	15
RWE	405 <sup>1</sup>
EnBV	80

<sup>1</sup> Tomado, en lo esencial, con las actividades alemanas de Essent.

Como se puede apreciar, los cuatro grandes productores de electricidad alemanes tienen y explotan una muy baja proporción (3%) de la capacidad instalada. La (casi) totalidad del parque eólico es propiedad de pequeñas y medianas compañías dedicadas y de particulares. Los inversores privados e institucionales encontraron en este nuevo mercado importantes oportunidades financieras y fiscales.

##### **Eólica offshore**

La participación de los grandes productores en los parques offshore *en operación* es más importante: 60 MW en el parque Alpha Ventus (EWE: 47%, E.ON: 26,25%; Vatenfall: 26,25%) sobre los 72,5 MW *en servicio* a fines del 2009.

En lo que respecta a la producción offshore que tiene un *permiso de construcción* (15.000 MW), la distribución es la siguiente:

<b>MW</b>	<b>Aprox. 15.000</b>
E.ON (Amrumbank West, Delta NZ, Arkona)	1200
EnBV (Baltic 1 y 2 + 2 parques en Mar del Norte)	1150
Vatenfall (Dan Tysk)	400
RWE (Innogy Nordsee Ost)	295
SWS y otras compañías municipales (BARD Offshore 1)	400
TRIANEL y otras compañías municipales (Borkum West II)	400
DONG (Dinamarca) y socios (Borkum Rifgrund I y II)	511

Los grandes productores están presentes en este segmento en una proporción del 20%.

Fuentes:

Ministerio Aleman del Medio Ambiente;

Publicaciones y sitios de las sociedades E.ON, Vatenfall, RWE, y EnBV;

DENA proyecto plataforma: [www.offshore.wind.de](http://www.offshore.wind.de), Federal Maritime and Hydrographic Agency de Alemania

## 8.2 LA BIOMASA

### 8.2.1 El recurso

En el campo de la energía, el término “biomasa” agrupa al conjunto de material orgánico que puede ser transformado en un recurso energético. Según el tenor en agua de la biomasa considerada, el modo de valorización energética varía. La biomasa “seca” se distingue de la biomasa “húmeda”.

Los recursos explotables de biomasa se distribuyen en cinco categorías, según su origen:

- la madera, bajo la forma de troncos, granulados o pellets y placas;
- los subproductos de madera que comprenden el conjunto de desechos producidos por la explotación forestal, los aserraderos, las industrias de transformación de la madera, por los fabricantes de paneles y embalajes;
- los productos derivados de la agricultura tradicional (cereales, oleaginosas), los residuos como la paja, el “bagazo” (residuo de la caña de azúcar) y las nuevas plantaciones con objeto energético específico como los “montes bajos de cortas rotación”;
- los subproductos de la industria como los barros derivados de la fabricación de pasta de papel (el “licor negro”) y los desperdicios de la industria agroalimentaria;
- los residuos orgánicos, como pueden ser los residuos urbanos de donde se obtienen lodos depurados, la basura de los domicilios y los residuos provenientes de la agricultura como los efluentes agrícolas.

Según su disponibilidad natural o que sea producida voluntariamente, también se puede clasificar la biomasa de la siguiente manera:

- yacimientos *concentrados fatalmente* (por ejemplo residuos de las actividades de un sitio industrial);
- yacimientos *fatalmente difusos* (ramas y variedades de las actividades de explotación forestal, subproductos de la actividad agrícola como las pajas...);
- la producción de recursos *dedicados*: cultivos y forestaciones tradicionales, cuyos mercados están organizados, nuevas producciones agrícolas o forestales cuya industria debe construirse.

En principio, la biomasa siempre es renovable, siempre que el medio en el que crecen las especies vivas que la producen no sea degradado y que la producción se mantenga asegurada por largo tiempo. Sin embargo, la *duración del ciclo* respectivo es extremadamente variable (algunas horas en un fermentador industrial, un año para el trigo, la colza o la remolacha, de 30 a más de 200 años para distintas especies forestales), lo que tiene fuertes consecuencias en términos de disponibilidad y de gestión de largo plazo. Es el carácter renovable de la biomasa el que le confiere el interés por reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, siendo el balance neto de estas teóricamente nulo durante el ciclo de producción-consumo.

La biomasa es un recurso disponible en grandes cantidades sobre la Tierra, pero su distribución es muy heterogénea según los países o regiones, lo que hace muy difícil la estimación del potencial en el marco de una valorización energética.

A *escala europea*, el recurso suplementario potencialmente valorizable en términos energéticos está compuesto esencialmente de yacimientos de origen forestal y de subproductos de la industria de la madera que todavía no son valorizados. El potencial global europeo energético en biomasa se estima en alrededor de 220 Mtep.

El detalle de los recursos de biomasa por países muestra grandes disparidades, donde cuatro países representan el 70% del stock europeo: Francia, Alemania, Finlandia y Suecia.

### 8.2.2 Implementación y potencial

Se identifican tres grandes vías de valorización de la biomasa: la vía termoquímica, la vía biológica, y la vía oleo-química.

- *La vía termoquímica* agrupa las técnicas de combustión y de gasificación. También se la llama “vía seca” en la medida que esta es la vía valorización más eficaz para esta forma de biomasa.

La *combustión* es una oxidación completa del combustible que produce el calor. Las técnicas son numerosas, desde las calderas de baja potencia (40 kW) hasta las de gran capacidad (más de 20 MW). El rendimiento de una valorización térmica pura puede sobrepasar el 80%. La biomasa también puede ser quemada para producir electricidad, pero el rendimiento es en estos casos generalmente bajo (temperatura menor que cuando se utilizan combustibles fósiles)..

La *gasificación* permite convertir material carbonado como el carbón, el petróleo o la biomasa, en monóxido de carbono (CO) y en hidrógeno mediante la reacción de la materia prima con una cantidad controlada de oxígeno a temperaturas muy elevadas. La mezcla gaseosa así obtenida es ella misma un gas combustible que puede ser valorizado para la producción de calor y electricidad.

- *La vía biológica*, o bioquímica, agrupa a los procedimientos de fermentación. La fermentación es una reacción bioquímica durante la cual algunos compuestos orgánicos se descomponen bajo la acción de enzimas. Para producir energía se utiliza sobre todo la fermentación por metanización.

La *metanización* permite producir *biogás* a partir de elementos orgánicos de origen vegetal o animal: todas las materias orgánicas son susceptibles de transformarse en biogás. De esta forma, los efluentes pueden ser metanizados en estaciones de depuración; el estiércol, los desechos orgánicos y los cultivos energéticos pueden ser metanizados en pequeñas unidades de biogás o en unidades llamadas “digestores” que tratan distintos tipos de residuos; los residuos sólidos urbanos también pueden ser transformados en biogás en importantes unidades de metanización de residuos sólidos.

La producción primaria europea de biogás valorizada alcanzó 5,9 Mtep en 2007, contra 4,9 Mtep en 2006:

- 49,2% del biogás de descargas, usado principalmente para producir electricidad inyectada a la red;
- 15,0% del biogás de estaciones de depuración, usado en general para la cogeneración;
- 35,7% de biogás de otros yacimientos (en gran parte agrícola) también usado en cogeneración.

El biogás agrícola es actualmente el motor del crecimiento del biogás en la Unión europea. Tiene la particularidad de apoyarse cada vez más en el desarrollo de “cultivos energéticos” dedicados (maíz, etc.) y el aumento de la producción de biogás ha sido destinado principalmente a la electricidad producida por cogeneración.

- *La vía oleo-química* consiste en extraer (generalmente por trituración) los aceites de las plantas oleaginosas, luego refinarlos y transformarlos en ésteres por transesterificación, es decir por reacción con un alcohol. La principal aplicación es para la producción de biodiesel.

A nivel europeo, el Plan Biomasa de 2005 tiene como objetivo doblar hacia fines de 2010 la participación de la biomasa en el consumo energético de la Unión, la que actualmente es del 4%. Indica 31 medidas para alentar el uso de la biomasa en la calefacción, producción de electricidad y en los transportes (biocarburantes). Entre estas, la revisión de la legislación europea sobre las energías renovables y la “directiva biocarburantes”, la aplicación de planes de acción nacionales y la estimulación de investigaciones sobre carburantes de segunda generación.

Este plan de acción estima que si la Unión europea hubiera explotado con plenitud su *potencial*, hubiera podido consumir alrededor de 185 Mtep a fines del 2010, respetando las buenas prácticas agrícolas y manteniendo una producción ecológicamente viable de la biomasa sin alterar en forma masiva su producción de alimentos locales, favoreciendo la implementación de cadenas de abastecimiento unidas a usinas existentes, sosteniendo la organización de sistemas logísticos y desarrollando la cooperación entre los propietarios de tierras y los transportistas.

La Comisión estima que las medidas previstas por el plan de acción producirán un crecimiento en la utilización de la biomasa, que alcanzaría cerca de 150 Mtep en 2010, distribuidos según las siguientes previsiones: 55 Mtep destinados a la producción de electricidad, 75 Mtep a la producción de calor y 19 Mtep al transporte.

Los estudios realizados por el sector conducen sin embargo a un máximo de 100 Mtep.

### **8.2.3 Costos de producción**

En lo que respecta a la biomasa utilizada para la *producción de electricidad*, la capacidad mundial instalada es del orden de los 40 GW, de los cuales 24 GW están localizados en países en desarrollo, 8 GW en Europa y 7 GW en Estados Unidos. El intervalo de costos de producción va de 40 a 70 €/MWh

### **8.2.4 El problema del abastecimiento**

Resulta interesante observar que una energía renovable, la biomasa, puede a veces tener los mismos cuestionamientos que las energías clásicas, en este caso la naturaleza y la economía del *abastecimiento*.

Una de las formas más utilizadas, y puede ser una de las más prometedoras<sup>6</sup>, de *producción de electricidad* con biomasa, es la *co-combustión*, en las centrales de carbón existentes o nuevas, de carbón y de “pellets”, o “granulados”, aglomerados de madera manufacturados.

Hoy en día estos “pellets” son, probablemente, la forma de biomasa más comercializada, a nivel local e internacional, en su utilización para la producción de energía, habida cuenta de sus características (baja humedad y densidad energética del producto relativamente alta) que le aseguran condiciones de transporte económicamente aceptables.

Este mercado ha tenido un crecimiento amplio en el comercio internacional de productos energéticos luego del primer transporte masivo en larga distancia de “pellets” realizado en 1998 entre Canadá y Suecia (Sikkena y *al.*, 2009).

A nivel europeo este mercado se desarrollo por medio de importaciones provenientes de Canadá especialmente, pero también sobre la base de comercio entre los países de la Unión, para satisfacer las necesidades de producción de calor y electricidad, en forma

---

<sup>6</sup> El mercado de las “*plaquetas*” de madera, menos caro para transportar y de mayor disponibilidad, puede tener también un importante desarrollo.

complementaria o substituyendo al carbón, y a otros segmentos del mercado como el reemplazo del fuel oil en las grandes calderas de calefacción urbana, o en la calefacción residencial.

Para la producción de energía, el primer usuario en Europa es, por lejos y desde hace mucho tiempo. Suecia. Alemania e Italia tienen actualmente un desarrollo rápido.

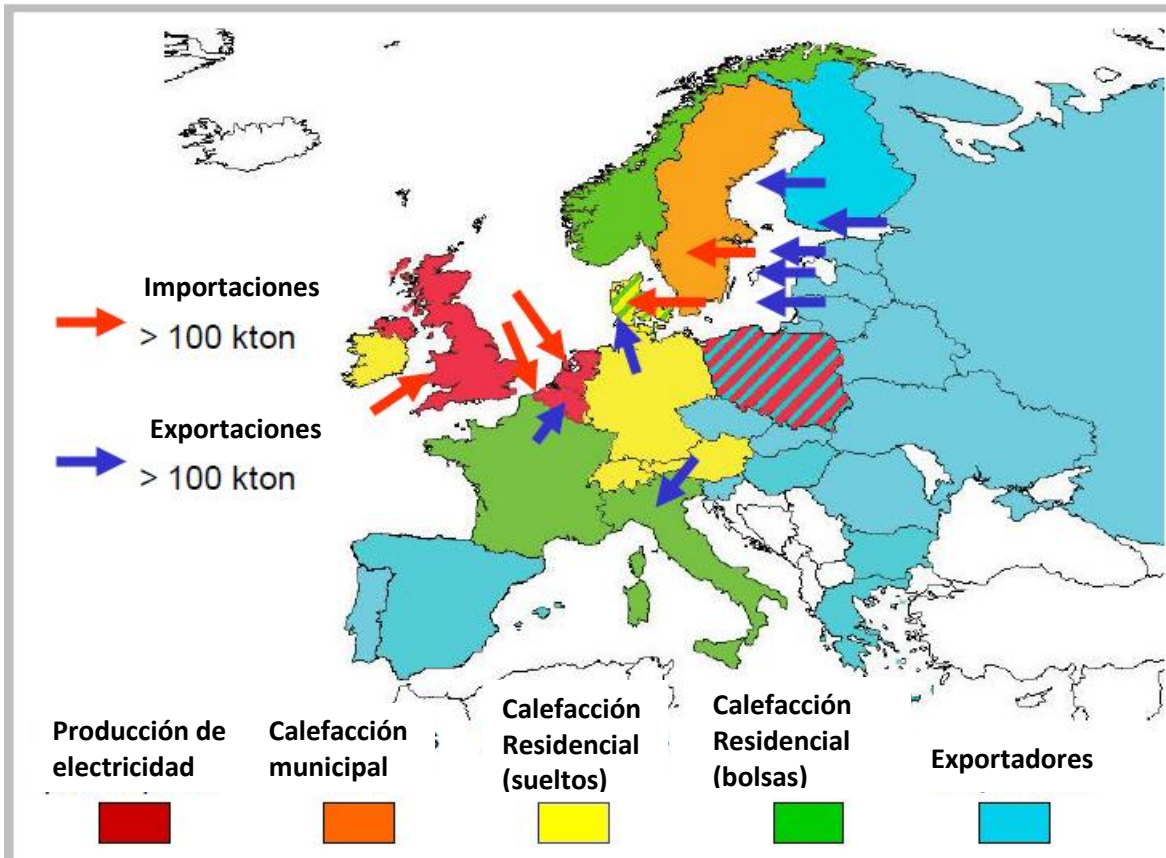
En materia de producción de electricidad a relativamente gran escala, tres países recurren en forma significativa a este producto: Bélgica, los Países Bajos y Polonia. El Reino Unido también está considerando desarrollos importantes en este campo.

La figura 8.15 muestra los flujos en Europa y la situación producción-consumo en los diferentes países.

A nivel de la *formación de precios*, el mercado de los “pellets” para la producción de electricidad adopta, *mutatis mutandis*, los parámetros de mercados, como el carbón o el petróleo: cotizaciones de los *commodities* en índice ARA (ver capítulo 7) y costos de flete en carguero (Baltic Dry Index).

La figura 8.16 muestra los precios CIF en Rotterdam de los “pellets” desde junio de 2007 a septiembre de 2009, como así también los índices de flete para el mismo periodo.

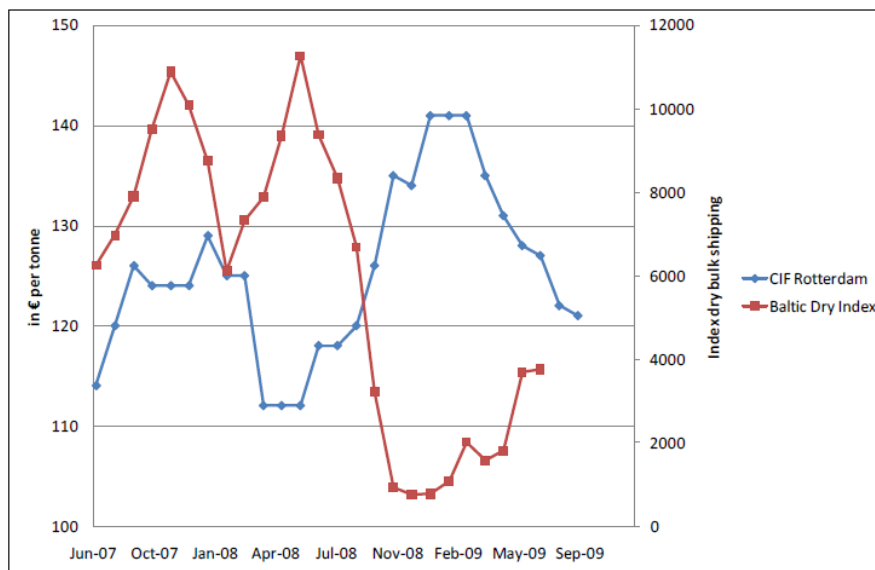
Entre 2003 y 2006 el gobierno holandés atribuyó subvenciones de largo plazo para la combustión de la biomasa del orden de 60 a 70 €/MWh, con vencimientos que se extienden de 2012 a 2015, lo que permitió un fuerte desarrollo de este mercado para la alimentación de centrales. El precio de los “pellets” tuvo un importante aumento y, luego de diciembre de 2008, es un producto energético indexado sobre el mercado ENDEX (Países Bajos, Reino Unido y Bélgica).



**Figura 8.15**

**Mercado europeo de "pellets" y principales mercados por tipo y por país (2008/2009)**

Fuente: Final Report on producers, traders and consumers of wood pellets. Pelle@las. Deliverables 4.1/ 4.2 / 4.3, Diciembre 2009



**Figura 8.16**

**Precio de "pellets" para la producción de electricidad (CIF-ARA, excluido VAT) e índice BDI para el flete**

Fuente: Final Report on producers, traders and consumers of wood pellets. Pelle@las. Deliverables 4.1/ 4.2 / 4.3, Diciembre 2009.



### 8.3 LA ENERGÍA SOLAR

Por definición, la energía recibida por la Tierra del Sol es tan ilimitada en el tiempo como su origen y de un potencial evidentemente considerable.

Sin embargo, esta energía es recibida de manera difusa e intermitente. El tema central de la captación de la energía solar será por lo tanto de naturaleza *tecnológica*: cuales serán los medios que mejor se adaptan para utilizar esta cantidad de energía presente, si bien no disponible, para la satisfacción de las necesidades.

#### 8.3.1 Las tecnologías

Las técnicas de captación de la energía solar se pueden clasificar en *dos grandes ramas*:

- la producción de electricidad y/o calor por *concentración* de la energía solar (Concentrated Solar Power) , basada en la implementación de ciclos térmicos en los cuales el sol funciona como la *fuerza caliente*;
- los sistemas llamados *fotovoltaicos* (PV) que se basan en la conversión física *directa*<sup>7</sup> de la energía solar en electricidad, con la ayuda de un conjunto de semi-conductores.

#### La energía solar concentrada (CSP)

La CSP requiere una irradiación solar directa fuerte. La eficacia de estos sistemas impone la necesidad de disponer de una irradiación superior a 2000 kWh/(m<sup>2</sup> x año) limitando de esta forma la utilización de estas tecnologías a regiones que reciben esta tasa de insolación (fig. 8.17).

Una instalación solar del tipo CSP incluye:

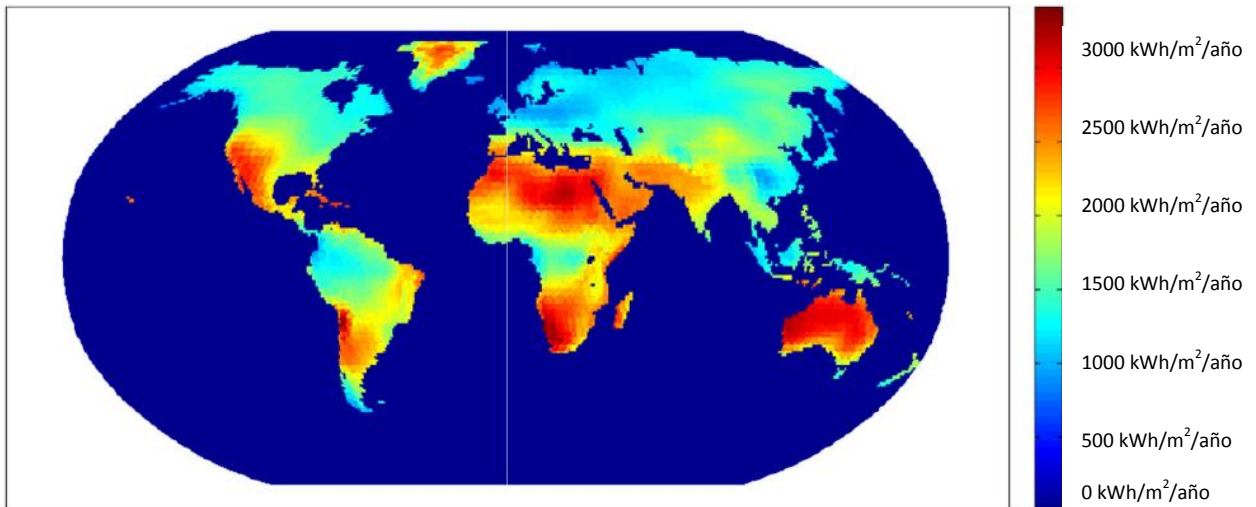
- un sistema de captación que recoge la radiación y la convierte en energía térmica y luego, llegado el caso, en electricidad;
- (eventualmente) un sistema de almacenamiento de calor, para paliar la gran variabilidad de la fuente (tiempo con cielo cubierto, o de noche);
- un sistema de distribución del fluido portador de calor (agua, aceite, sales,...)

Los sistemas de captación se distinguen según su naturaleza, la cantidad y la forma de ensamble de sus *espejos* que, coordinadamente, reciben y luego dirigen la energía solar hacia una cámara de recepción donde se realizará la conversión en calor: espejos planos, parabólicos, campos de espejos y torre de recepción, sistemas Stirling, etc.

La Tabla 8.7 muestra el estado de aplicación de estas diferentes tecnologías a fines de 2009.

---

<sup>7</sup> Es decir *sin* conversión de energía *térmica* en energía *mecánica*, y por lo tanto sin utilizar el ciclo de Carnot (ver anexo al capítulo 5).



**Figura 8.17**

Fuente: Breyer & Knies, 2009 basado en DNI datos de DLR-ISIS (Lahmann y *al*, 2006)

**Tabla 8.7**

**Sistemas CSP**

Espejos	Parabólico	Fresnel <sup>8</sup>	Torre	Stirling
Potencia en operación (MW)	630	49	33	1,5
Terreno utilizado (ha/MW)	2-3,5	1-2	3-5	2,5-3
Potencias unitarias (MW)	50 a 100	40	20	0,35

**La energía solar fotovoltaica**

Contrariamente a la CSP, la PV no requiere irradiación directa importante. La PV está basada en las características físico-químicas de ciertos materiales: la irradiación de estos materiales por el sol (“fotón”) genera directamente en su seno una diferencia de potencial eléctrico (“voltio”) y como consecuencia una corriente.

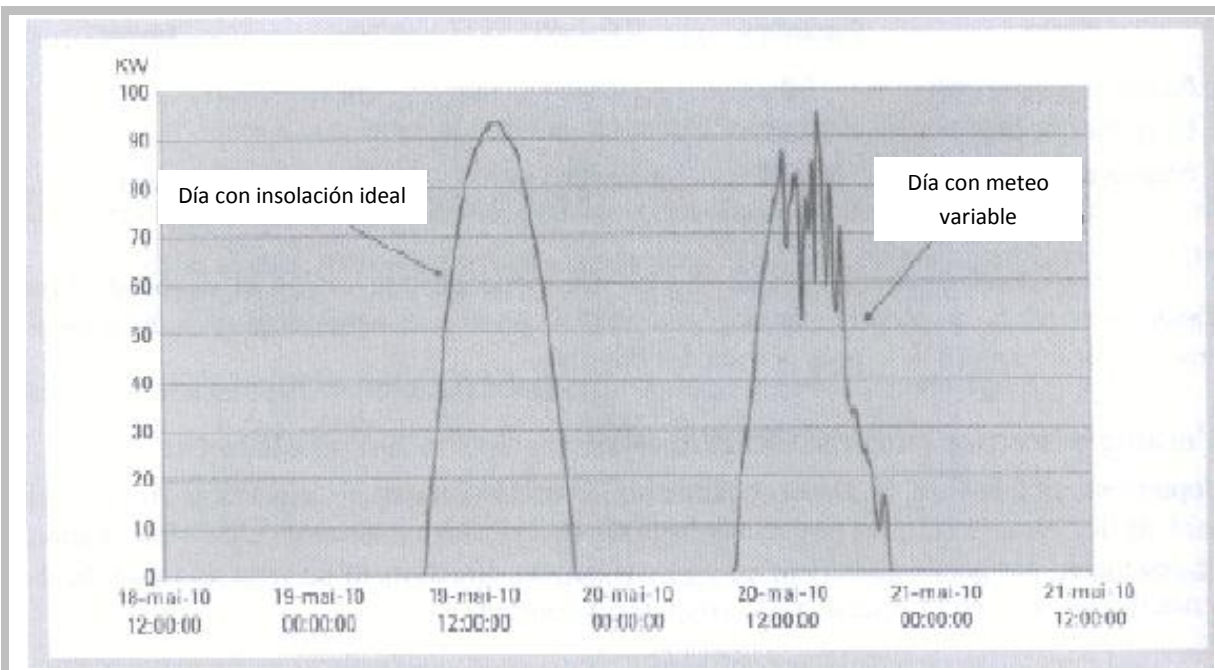
El material de base de una *célula PV* es un *semiconductor* (actualmente es en general silicio). Cuando este material, convenientemente tratado, recibe energía lumínica del sol, se crea una corriente eléctrica, que se trata de recoger y orientar hacia la red. Un módulo (o panel) fotovoltaico está constituido por células fotovoltaicas unidas entre si eléctricamente y ensambladas en una estructura en vidrio y/o polímero. La corriente de salida continua, y por lo tanto la potencia, son proporcionales a la superficie activa del módulo. La estructura del módulo protege a las células solares de las agresiones del medio ambiente (Sarlos y *ali*, 2003).

Si bien a veces un solo módulo puede ser suficiente, la mayor parte de las aplicaciones requieren conectar varios módulos entre si para formar un *campo de módulos fotovoltaicos*.

<sup>8</sup> Los lentes de Fresnel fueron inicialmente concebidos para equipar el sistema óptico de los faros de señalización marina. En CSP, estos espejos planos pueden pivotar siguiendo la trayectoria curva del Sol para redirigir y concentrar los rayos hacia el concentrador central

Las aplicaciones suponen exigencias en materia de *estabilidad y continuidad relativas de la producción* que no pueden ser satisfechas solamente con los paneles solares. El generador fotovoltaico está compuesto de un campo de paneles solares y de un conjunto de componentes que tienen como función adaptar las características de la electricidad producida a las especificaciones de las instalaciones consumidoras.

La electricidad producida de esta forma (en corriente continua) tendrá una *potencia altamente variable* en función de la tasa de insolación del sitio. Las figuras 8.18 a y b muestran el nivel de potencia (kW) obtenido por la central PV de Bollene (CNR, Francia). Podemos distinguir (fig. 8.18a) las distorsiones de la forma diurna óptima en caso de meteorología variable y (fig. 8.18b) la sucesión de fases diurnas y nocturnas. Un sistema eléctrico particular (inversor) deberá rectificar estas ondas para utilizar en la red esta forma temporal particular de potencia y corriente, haciéndola compatible con los requerimientos de la red.



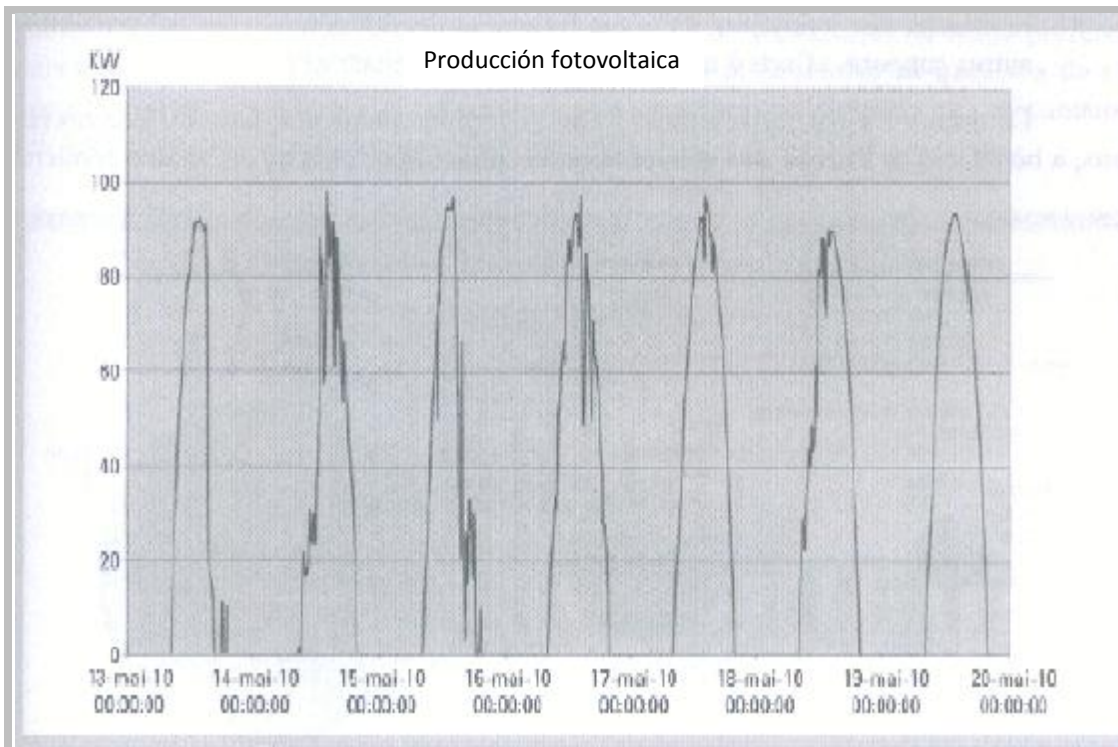
**Figura 8.18 a**  
**Producción del parque fotovoltaico de Bollène (Compagnie Nationale du Rhone, CNR)**

#### **Características del parque fotovoltaico**

480 paneles solares de 230 Wp cada uno, con una potencia instalada total de 110,4 kWp y una potencia inyectada sobre la red de 92 kW.

Para una producción óptima, los módulos son orientados al sur, con un ángulo de 25°.

La energía producida por los módulos es evacuada por una línea de 10 kilómetros, hasta un local donde se encuentran los inversores. Estos convierten la corriente continua en corriente alterna de 400 V para inyectarla en la red de distribución de electricidad.



**Figura 8.18 b**

### 8.3.2 Indicaciones sobre el mercado fotovoltaico

Europa es actualmente el mayor mercado para las instalaciones PV, con 80% de la producción mundial, Alemania y España son los países donde esta tecnología se ha desarrollado con mayor velocidad (fig. 8.19).

La capacidad total instalada en Europa, medida en Wp, por “watt – pico”, correspondiente a la potencia máxima entregada para una insolación estándar de 1000 W/m<sup>2</sup> a 25° C, fue a fines de 2009 de más de 20 GWp.

Los *actores* del mercado PV son, desde la producción hacia abajo:

- proveedores de equipos, materias primas (silicio, telurio, indio,..) y de otros materiales constitutivos de las celdas;
- fabricantes de celdas PV de todas las tecnologías;
- ensambladores de módulos, distribuidores, instaladores, e integradores de sistemas;
- clientes finales (particulares, industriales, distribuidores, etc.);

Según Mints (2010):

- el mercado tuvo un crecimiento exponencial desde fines de los años 1990 (ver figura 8.20); luego de casi 30 años la tasa de crecimiento anual fue superior al 30% (medida en MWp);

- el mercado de los “productos PV” está fuertemente condicionado por las subvenciones y otros mecanismos de apoyo ofrecidos a este tipo de producción de electricidad.

La solución PV es por cierto la energía renovable que, por diferentes razones se benefició en Europa con las más importantes subvenciones en los últimos años (fig. 8.21): 380 €/MWh en promedio, a través de 18 mecanismos de tarifas preferenciales nacionales aplicadas. Este nivel de subvenciones y el cuestionamiento de su oportunidad llevaron a una controversia y a ciertas revisiones de estos mecanismos (cf. 8.4).

Los *costos de producción* de la electricidad PV dependen fuertemente de las condiciones comerciales de entrega de los equipos e instalaciones, como así también de la localización de los sistemas. En 2009, el costo medio de 300 €/MWh es comúnmente mencionado, con extremos entre 200 y 450 €/MWh

### 8.3.3 Las decisiones tecnológicas

Es interesante recordar que los desarrollos tecnológicos de PV son en gran medida salidos de los equipos y procedimientos movilizados por la industria de la *micro-electrónica*. (por ejemplo: “wafers” de silicio, pantallas planas LCD, diodos LED de alta luminosidad). Que utilizan, por ejemplo, el silicio cristalino o el silicio amorfo en forma intensiva.

Por otra parte, la proximidad del cliente final gracias a los canales de venta existentes y la fuerza comercial de grupos comprometidos en los dos tipos de productos (Sharp, Sanyo, Panasonic, etc.) probablemente favorecieron la penetración de la tecnología PV, su popularidad, y como consecuencia su facilidad a ser subsidiado.

El problema consiste en saber cual es la *mejor tecnología* entre las ocho o nueve que pueden ser a priori consideradas (Tabla 8.8), sabiendo que la rama del silicio cristalino (incluyendo la heterounión del silicio) ha tomado en los últimos tiempos una considerable delantera, por razones históricas y de enfoque del mercado. Es posible todavía que otra tecnología, eventualmente superior, pueda emerger? (para un análisis económico de los avatares de las tecnologías ver Arthur, 1989).

Los siguientes elementos explicativos pueden orientar las reflexiones sobre las decisiones tecnológicas a tomar.

La decisión tendrá en cuenta probablemente una de las tecnologías de alto rendimiento, bajo costo y sin contenido de materiales tóxicos (terreno disponible limitado, elección posible entre tecnologías más o menos seguras desde el punto de vista ambiental). Las tecnologías de alto rendimiento, más costosas a nivel de *módulos*, pueden ser competitivas a nivel de *sistemas* (menor costo del terreno, menores costos de instalación,...). La diferencia de precios de los módulos entre las tecnologías de alto rendimiento pero de costos elevados y las de menor rendimiento pero costos bajos puede disminuir en el futuro.

La tecnología CIGS (cobre-indio-galio-selenio/azufre) tiene un fuerte potencial de alto rendimiento: es la única tecnología llamada delgada (excepto PV de concentración) que

podría alcanzar el rendimiento del silicio cristalino. La CIGS no ocupa por ahora una parte de mercado relevante (1% en 2009) pero su desarrollo es de pleno crecimiento. Sin embargo, podría verse limitada por la disponibilidad de indio.

El desarrollo del *compuesto cadmio-telurio CdTe, hoy en día líder de las tecnologías delgadas*, tendrá probablemente en el futuro una limitación por su contenido en cadmio tóxico y por la baja disponibilidad de telurio.

El *silicio amorfo* (a-Si) se ve limitado por su bajo rendimiento.

El PV *orgánico* sufre de una duración de vida y un rendimiento bajos (las futuras aplicaciones serán más bien aplicaciones portátiles).

El PV de *concentración* se ve penalizado por la complejidad de los sistemas de seguimiento del sol y de concentración óptica y por la necesidad de una insolación solar directa elevada.

La tecnología de silicio cristalino *delgada*, a pesar de su fuerte potencial no ha dado todavía las pruebas industriales de su competitividad frente a la rama “estándar” de silicio cristalino.

Por lo descrito, podemos pensar que la competencia tecnológica se planteará entre el silicio cristalino (rama dominante actualmente) y la rama CIGS (ver Tabla 8.9).

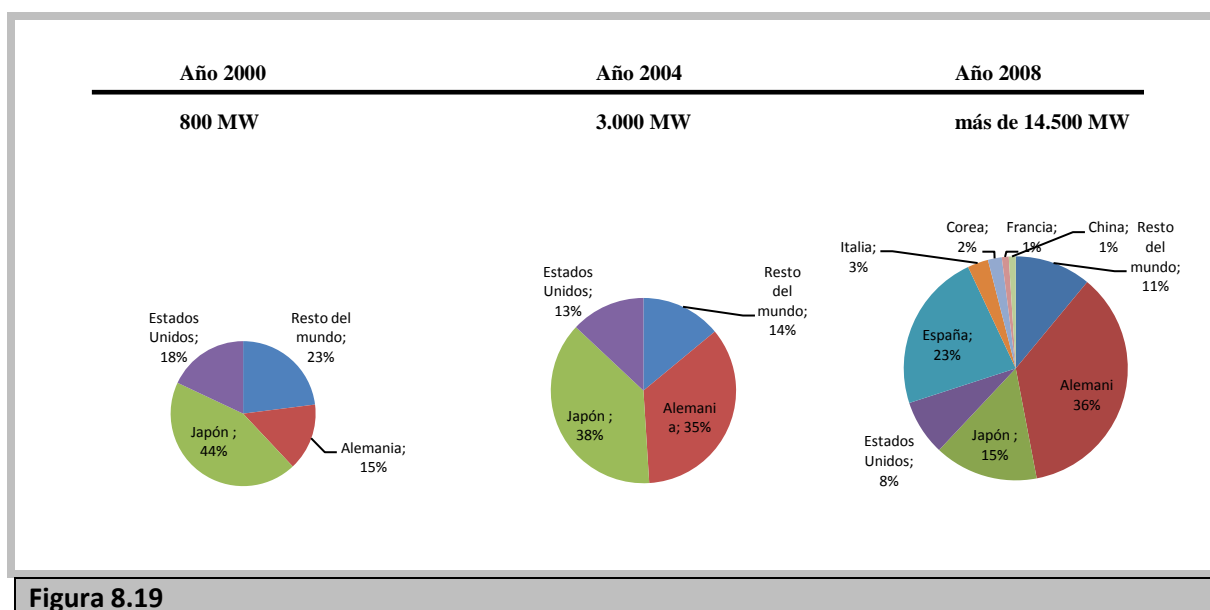
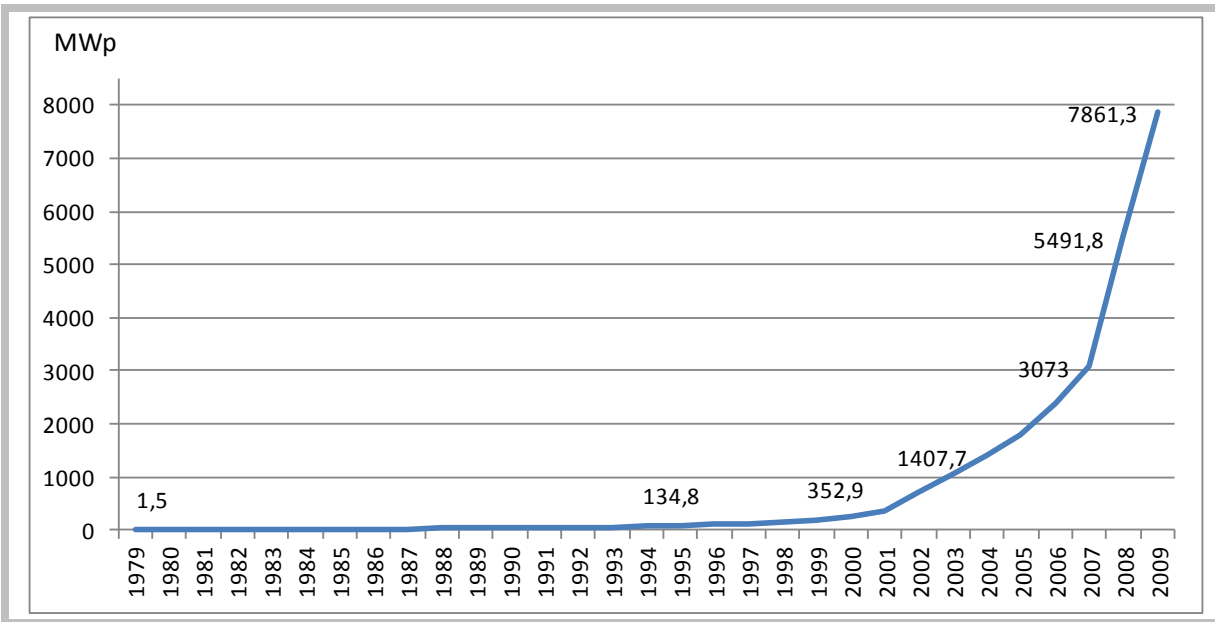
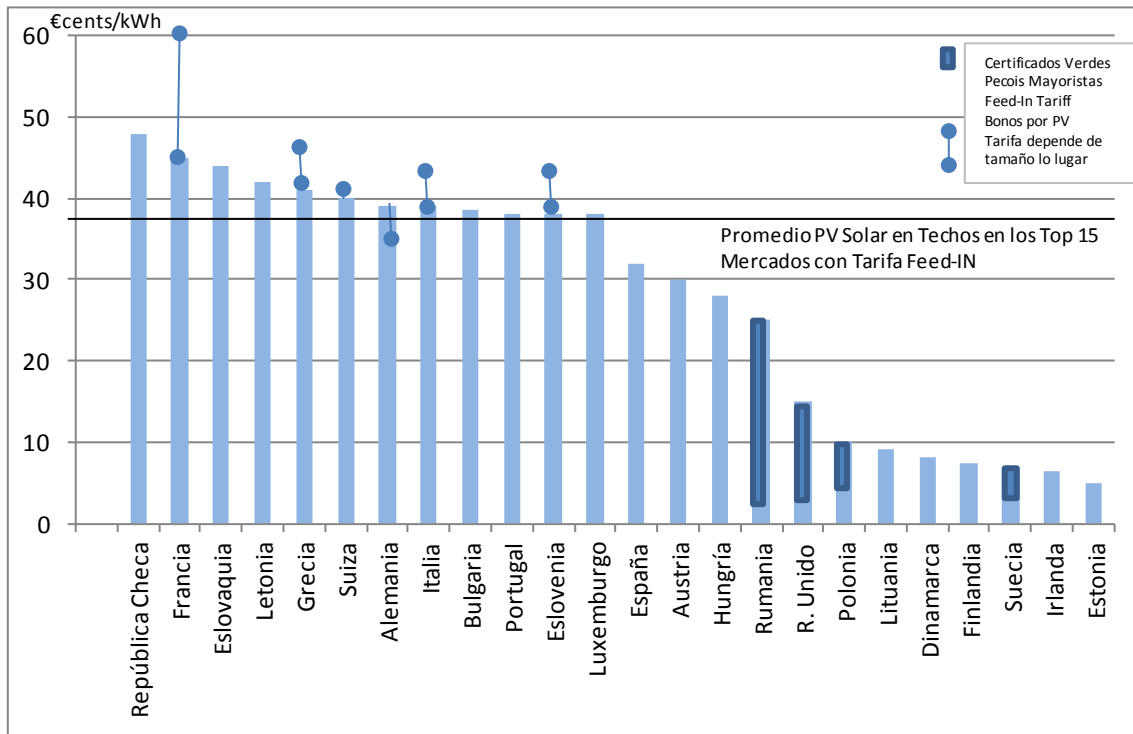


Figura 8.19



**Figura 8.20**  
**Mercado PV**

Fuente: Navigant Consulting Inc., 2009



**Figura 8.21**

Fuente: EER, 2010

## 8.4 LOS MECANISMOS DE APOYO

La mayor parte de las energías renovables, entre ellas la energía eólica y la energía solar, no son todavía competitivas respecto a las fuentes de energía clásica, en particular cuando se las compara en un orden de mérito para el despacho de un parque de producción de electricidad conectado en grandes redes (sobre estos conceptos, ver capítulo 5).

Teniendo en cuenta su importancia en la política de los Estados miembro y de la Unión europea, se decidió en general acordar además de un acceso privilegiado a las redes, un apoyo económico y financiero bajo la forma de *subvenciones* que revisten diferentes modalidades de implementación.

La directiva 2001/77/CE del 27 de septiembre de 2001 incentiva explícitamente a recurrir a regímenes de apoyo nacionales a la electricidad producida por RES<sup>9</sup>, sin imponer por ello un sistema de ayuda unificado a nivel europeo. La Comisión estimó que un sistema de este tipo sería “prematureo” y se reservó el derecho de evaluar las ayudas previstas particularmente en lo que se refiere a las reglas del Tratado relativas a las ayudas del Estado.

A nivel mundial, varias decenas de países adoptaron políticas específicas similares para promover las RES (REN21, 2007).

Existen numerosas formas de subvención, directas o indirectas, para favorecer la producción de electricidad a partir de RES: tarifas preferenciales de compra, “certificados verdes”, primas directas en capital, ventajas fiscales, garantías de crédito, tasas de TVA favorables, etc.

Analizaremos tres formas de política de apoyo: las subvenciones en capital, los certificados verdes, y las tarifas preferenciales de compra (Falbo, Feletti y Stefani, 2008).

Los *certificados verdes* (“green certificates”, GC) representan la “garantía” de la producción de electricidad a partir de RES. Son vendidos (o comprados) en forma separada del “commodity” es decir de la energía eléctrica producida, y son emitidos por las autoridades nacionales en función de sus políticas específicas. Los GC tienen un doble papel: materializan una ventaja dada a los productores RES y representan un costo para los productores clásicos sometidos a una cuota de producción de energía renovable, que tienen que comprar GC en función de la diferencia entre su producción RES propia y la cuota que le fue impuesta.

Las *subvenciones en capital* (“capital subsidies”, CS) fueron durante mucho tiempo el mecanismo más aplicado a nivel mundial y lo continúan siendo en muchos lugares. La forma es simple: un subsidio único para cubrir el costo de capital de la inversión en RES.

---

<sup>9</sup> Se utiliza el acrónimo inglés RES para Renewable Energy Sources”



<b>Tabla 8.8 Fotovoltaica – las tecnologías existentes</b>								
<b>Tecnologías</b>	<b>Silicio cristalino</b>	<b>Heterounión de silicio (HIT)</b>	<b>CIGS <sup>(1)</sup></b>	<b>CdTe (2)</b>	<b>Silicio amorfo</b>	<b>Silicio cristalino en capa delgada</b>	<b>Orgánicos y células con colorantes</b>	<b>PV de alta concentración</b>
<b>Criterios</b>								
Madurez	+++	+++	++	++	++	+	+	++
$\eta$ máx. Labo <sup>(3)</sup>	0,25	0,23	0,20	0,16	0,12	0,19	0,12	0,41
$\eta$ máx. módulo	0,20	0,18	0,13	0,11	0,10	0,065	0,03	0,27
Duración de vida (años)	> 30	> 30	25	25	25	> 30	?	?
Reducción de costos	+	+	+++	+++	++	?	++?	++?
Medio ambiente	++	+++	++	-	+++	+++	++	+++
Estadio	Ind.	Ind.	Ind.	Ind.	Ind.	R&D	R&D	Prototipos industriales
Algunos actores	Suntech Power Yingli Green Energy Solar World Photovoltaic	Sanyo Electric (Grupo Panasonic)	Solar Frontier Q-Cells Würth Solar Miasole Saint-Gobain	First Solar Calyco Abound Solar	Kaneka Sharp	CSG Solar	Dyesol Konarka	SolFocus Amonix Concentrix Solar (Grupo SOITEC) MorganSolar

(1) Cobre – Indio – Galio – Selenio (azufre)

(2) Cadmio – Telurio

(3)  $\eta$  : rendimiento

<b>Tabla 8.9</b>		
<b>Parámetro/Tecnología</b>	<b>Silicio cristalino (incluido heterounión de Si)</b>	<b>CIGS</b>
Madurez	Si	<b>Llega a su madures</b>
Rendimiento máximo del módulo	20,4% (SunPower) 18,2% (Heterounión de Sanyo)	13% (QCells (ex Solibro)) (fuerte potencial de aumento)
Rendimiento máximo de celda (labo)	24,7%	20,1%
Rendimiento (kWh/kWp)	++	+++
Rendimiento (kWh/m <sup>2</sup> )	+++	++
Costo (€/Wp)	+ (bastante potencial de baja)	++ (fuerte potencial de baja)
Duración de vida	> 30 años	~ 25 años
Contenido en elementos tóxicos	No	Si, utilizando cadmio
Periodo de recuperación energético	2 - 3 años	1 – 2 años
Capacidad de producción	Muy elevada	Baja (fuerte crecimiento)
Disponibilidad de materias primas	+++	Limitada por la disponibilidad de Indio al producirse en gran escala

Actualmente, son las *tarifas de compra preferenciales* (“feed-in tariff”, FIT) el mecanismo que se encuentra con más frecuencia; este contribuyó notablemente al desarrollo de los RES en muchos países, particularmente para la energía eólica, pero también en los casos de la energía solar y la biomasa. Las FIT pueden tomar la forma de tarifas de compra propias para las tecnologías RES consideradas o primas que se agregan a los precios de mercado.

La Tabla 8.10 presenta una síntesis de los mecanismos de apoyo para las principales RES y para siete países europeos<sup>10</sup>.

Es importante, para el operador, el inversionista o para quien diseña políticas públicas, percibir la economicidad propia de cada uno de estos mecanismos, como así también las ventajas e inconvenientes respectivos que presentan, en particular al examinar los parámetros “rendimiento/riesgo”. Presentaremos un breve análisis para la energía eólica en tierra (onshore) y para los instrumentos FIT y GC. Las primas en capital, siendo menos específicas a cada proyecto, son menos susceptibles de comparaciones.

<sup>10</sup> Debemos señalar la dificultad en mantener actualizadas estas informaciones debido a las diversas modificaciones aportadas a los mecanismos de apoyo en los Estados miembro, en particular desde fines de 2009.

<b>Tabla 8.10</b>						
<b>Los mecanismos de apoyo a la electricidad producida a partir de RES en Europa (agosto 2010)</b>						
<b>País</b>	<b>Biogás</b>	<b>Biomasa</b>	<b>Eólica</b>	<b>Geotérmica</b>	<b>Hidroelectricidad</b>	<b>Solar fotovoltaica</b>
<b>Bélgica</b>	Los Certificados Verdes (CV) no son comercializables entre la jurisdicción Federal y las Regiones con la excepción de los CV de Valonia que son aceptados en Bruselas. El precio de los CV está fijado por el mercado. Sin embargo, tanto en Flandes como en Valonia existe un mecanismo complementario destinado a garantizar un precio mínimo del CV bajo ciertas condiciones (este mecanismo es específico para la fotovoltaica)					
<b>Bélgica Federal</b> Tarifas de compra (por el GRT, Elia)	<b>Duración apoyo:</b> 10 años <b>Tarifa:</b> 20 €/MWh	<b>Duración:</b> 10 años <b>Tarifa:</b> 20 €/MWh	<b>ONSHORE</b> <b>Duración:</b> 10 años <b>Tarifa:</b> 50€/MWh <b>OFFSHORE</b> <b>Duración:</b> 20 años Certificados verdes OU <b>Tarifa:</b> <216 MW 107 €/MWh >216 MW 90 €/MWh	<b>Duración:</b> 10 años <b>Tarifa:</b> 20 €/MWh	<b>Duración:</b> 10 años <b>Tarifa:</b> 50 €/MWh	<b>Duración:</b> 10 años <b>Tarifa:</b> 150€/MWh
<b>Bélgica Flandes</b> Certificados Verdes (1CV/MWh)+precio de la electricidad	<b>Duración:</b> 10 años <b>Certificados verdes</b>	<b>Duración:</b> 10 años <b>Certificados verdes</b>	<b>Duración:</b> 10 años <b>Certificados verdes</b>	<b>Duración:</b> 10 años <b>Certificados verdes</b>	<b>Duración:</b> 10 años <b>Certificados verdes</b>	<b>Duración:</b> 20 años si entra en actividad antes de 2013, luego 15 años. <b>Certificados verdes OU</b> <b>Precio mínimo garantiza-do:</b> Obligación de compra por el GRD, 350 €/Certificado, disminuido de 20 €/año para instalaciones nuevas en servicio hasta 2013 incluido y de 40 €/año a partir de 2014
<b>Bélgica Valonia</b> Certificados Verdes (1CV expresado en cantidad de CO <sub>2</sub> evitado)+precio de la electricidad	<b>Duración:</b> 15 años <b>Certificados verdes</b>	<b>Duración:</b> 15 años <b>Certificados verdes</b>	<b>Duración:</b> 15 años <b>Certificados verdes</b>	<b>Duración:</b> 15 años <b>Certificados verdes</b>	<b>Duración:</b> 15 años <b>Certificados verdes</b>	<b>Duración:</b> 15 años CV/MWh x coeficiente multiplicador regresivo según la potencia instalada, de 7 para <5 kWp a 1 para > 250 kWp <b>Certificados verdes OU</b> <b>Precio mínimo garantiza-do:</b> Obligación de compra por el GRT local (Eiso) 65 €/Certificado x coeficiente multiplicador

País	Biogás	Biomasa	Eólica	Geotérmica	Hidroelectricidad	Solar fotovoltaica
<b>Bélgica Bruselas</b> Certificados Verdes (1CV expresado en cantidad de CO <sub>2</sub> evitado)+precio de la electricidad	<b>Duración:</b> 10 años <b>Certificados verdes</b>	<b>Duración:</b> 10 años <b>Certificados verdes</b>	<b>Duración:</b> 10 años <b>Certificados verdes</b>	<b>Duración:</b> 10 años <b>Certificados verdes</b>	<b>Duración:</b> 10 años <b>Certificados verdes</b>	<b>Duración:</b> 10 años <b>Certificados verdes</b>
<b>Alemania</b> Tarifas de compra	<b>Duración:</b> 10 años <b>Tarifas Regresivas</b> (1,5%/año) <b>GAS DE DESCARGA</b> 60,7/88,7 €/MWh según la capacidad instalada (máximo 5 MW) <b>GAS DE PLANTAS DE PURIFICACION</b> 60,7-70 €/MWh según la capacidad instalada (máximo 5 MW) <b>GAS DE MINAS</b> 417-70,5 €/MWh según la capacidad instalada	<b>Duración:</b> 20 años <b>Tarifas Regresivas</b> (1%/año) 77,1/115,5 €/MWh, según la capacidad instalada (máximo 20 MW)	<b>Duración:</b> 20 años <b>ONSHORE</b> <b>Tarifas Regresivas</b> (1%/año), Tarifa Inicial (5 años, posibles prórrogas): 90,1 €/MWh, luego 49,7 €/MWh <b>OFFSHORE</b> <b>Tarifas Regresivas</b> a partir de 2015 (5%/año), Tarifa Inicial (5 años): 130 €/MWh, luego 35 €/MWh	<b>Duración:</b> 20 años <b>Tarifas Regresivas</b> (1%/año), ≤ 10 MW, 158,4 €/MWh y bonos adicionales regresivos (entre + 30-40 €/MWh) según la tecnología; > 10 MW (sin tope máximo) 104 €/MWh	<b>Duración:</b> ≤ 5 MW: 20 años, > 5 MW: 15 años. Tarifas: ≤ 5 MW: 76,5-126,7 €/MWh según la capacidad instalada > 5 MW, 34,7-72,2 €/MWh según la capacidad instalada y tarifas regresivas 1%/año.	<b>Duración:</b> 20 años <b>INSTALACIONES EN PISO</b> (en actividad antes de 2015) <b>Tarifas Regresivas</b> (10% a partir de 2010, 9% a partir de 2011) 287,5 €/MWh (±1%) <b>INSTALACIONES INTEGRADAS AL EDIFICIO:</b> <b>Tarifas Regresivas</b> (entre 8-10%/año según distintos criterios), 230,1-395,7 €/MWh (±1%) según la capacidad instalada (sin límite máximo)

País	Biogás	Biomasa	Eólica	Geotérmica	Hidroelectricidad	Solar fotovoltaica
España Tarifa de compra OU	<b>GAS DE DESCARGA</b> <b>Duración y tarifas</b> 15 primeros años 84,5 €/MWh luego 68,8 €/MWh <b>GAS DE PLANTAS DE PURIFICACION</b> <b>Duración y tarifas</b> 15 primeros años ≤ 500 kW 138,2 €/MWh; luego 68,8 €/MWh > 500 kW 102,4 €/MWh; luego 68,8 €/MWh <b>GAS DE ESTIERCOL</b> <b>Tarifas</b> 56,7 €/MWh	<b>Duración y tarifas</b> 15 primeros años 113,7-168 €/MWh según capacidad luego 85,3 – 130,6 €/MWh	<b>ONSHORE</b> <b>Duración y tarifas</b> 20 primeros años 77,4 €/MWh luego 64,7 €/MWh  <b>OFFSHORE</b> NA	<b>Duración y tarifas</b> 20 primeros años 72,8 €/MWh luego 68,8 €/MWh	<b>Duración y tarifas</b> ≤ 10 MW 25 primeros años 82,5 €/MWh; luego 74,2 €/MWh > 10 MW A 50 MW: fórmula de cálculo específica	<b>Duración y tarifas</b> Para las instalacio- nes que optaron por el régimen especial antes del 29/09/2008: 25 primeros años (máx. 50 MW): 243- 465,8 €/MWh; luego 194,4-372,7 €/MWh
Precio de la electricidad + prima de referencia (PR) enmarcado entre un mínimo (LI) y un máximo (LS)	<b>Duración:</b> 15 años <b>GAS DE DESCARGA</b> <b>Duración y tarifas</b> PR: 44,7 €/MWh LS: 94,7 €/MWh LI: 78,7 €/MWh <b>GAS DE PLANTAS DE PURIFICACION</b> ≤ 500 kW PR: 108,1 €/MWh LS: 162,1 €/MWh LI: 130,6 €/MWh > 500 kW PR: 65,8 €/MWh	<b>Duración:</b> 15 años <b>Primas:</b> según la potencia instalada (≥ 2 MW) y el tipo de biomasa <b>BIOMASA INDUSTRIA</b> PR: 25,3 - 91,6 €/MWh LS: 73,4-140,8 €/MWh LI: 64,7 – 127,9 €/MWh <b>OTRA BIOMASA</b> PR: 81,6 – 126,7 €/MWh LS: 118,3–175,9 €/MWh LI: 109,8-163 €/MWh	<b>Duración:</b> 20 años <b>ONSHORE</b> <b>Primas:</b> según la potencia instalada PR: 30,9 €/MWh LS: 89,8 €/MWh LI: 75,4 €/MWh  <b>OFFSHORE</b> <b>Primas</b> PR: 89,1 €/MWh LS: 175,5 €/MWh	<b>Duración:</b> 20 años <b>Primas:</b> 20 primeros años (sin máximo de potencia) PR: 40,6 €/MWh, luego 32,3 €/MWh	<b>Duración:</b> 25 años <b>Primas:</b> según la potencia instalada ≤ 50 MW: 25 primeros años PR: 22,2-26,4 €/MWh LS: 84,6-90,1 €/MWh LI: 64,7-68,9 €/MWh luego: PR: 14,5 €/MWh LS: 84,6-90,1 €/MWh LI: 64,7-68,9 €/MWh	NA

	LS: 116,6 €/MWh LI: 101 €/MWh <b>GAS DE ESTIERCOL</b> PR: 37,3 €/MWh LS: 88,1 €/MWh LI: 53,9 €/MWh					
<b>Francia</b> Tarifa de compra (indexación) Aclaración: Posibilidad de licitación (principalmente usados para la biomasa y la fotovoltaica)	<b>Duración:</b> 15 años <b>Tarifa:</b> 75-90 €/MWh (en función del tamaño, máx. 12 MW) + 30 €/MWh por prima de eficacia energética + 20 € prima metanización. Revisión anunciada	<b>Duración:</b> 20 años <b>Tarifa:</b> 125 €/MWh (máx. 12 MW) + hasta 50 €/MWh por prima de eficacia energética	<b>ONSHORE</b> <b>Duración:</b> 20 años <b>Tarifa:</b> 82 €/MWh (10 primeros años); 28-82 €/MWh (5 años siguientes en función de la localización). <b>OFFSHORE</b> <b>Duración:</b> 20 años (10 años + 10 años) <b>Tarifa:</b> 130 €/MWh (10 primeros años); 30-130 €/MWh (10 años siguientes en función de la localización).	<b>Duración:</b> 15 años <b>Tarifa:</b> (máx. 12 MW) 120-150 €/MWh (Francia continental) 100-130 €/MWh (Territorios extra continentales)	<b>Duración:</b> 20 años <b>Tarifa:</b> (máx. 12 MW) 44 verano-84 invierno €/MWh + mayoración calidad máximo en invierno 17 €/MWh. 150 €/MWh energía hidráulica en mar (mareomotriz)	<b>Duración:</b> 20 años <b>Tarifa:</b> 275-580 €/MWh (máx. 12 MW) según tipo de instalación y localización (revisado 01/09/2010). Anunciada una nueva revisión.
<b>Italia</b> Certificados Verdes (cantidad variable según tecnología) + precio de la electricidad	<b>Duración:</b> 15 años (si ya está en actividad al 01/01/2008) <b>BIOGAS AGRICOLA, RESIDUOS ANIMALES O FORESTALES.</b> <b>Certificado</b> <b>Multiplicador (CM):</b> 1,8 <b>BIOGAS DESCARGAS O CENTRALES DE PURIFICACION</b> <b>CM:</b> 0,8	<b>Duración:</b> 15 años (si ya está en actividad al 01/01/2008) <b>BIOMASA AGRICOLA, RESIDUOS ANIMALES O FORESTALES.</b> <b>CM:</b> 1,8 <b>OTRA BIOMASA</b> <b>CM:</b> 1,3	<b>Duración:</b> 15 años (si ya está en actividad al 01/01/2008) <b>ONSHORE</b> <b>CM:</b> (máx. 200 kW): 1,0 <b>OFFSHORE</b> <b>CM:</b> 1,50	<b>Duración:</b> 15 años (si ya está en actividad al 01/01/2008) <b>CM:</b> 0,90	<b>Duración:</b> 15 años (si ya está en actividad al 01/01/2008) <b>CM:</b> 1,0	

País	Biogás	Biomasa	Eólica	Geotérmica	Hidroelectricidad	Solar fotovoltaica
Tarifas de compra	<p><b>Duración:</b> 15 años  <b>Tarifa:</b> 300 €/MWh            Capacidad instalada máxima 1 MW  <b>GAS DESCARGAS Y CENTRALES DE PURIFICACION</b>            300 €/MWh            (máx.) 1 MW</p>	<p><b>Duración:</b> 15 años  <b>Tarifa:</b> 280 €/MWh            (máx. 1 MW)</p>	<p><b>Duración:</b> 15 años  <b>Tarifa:</b> 300 €/MWh            (máx. 200 KW)</p>	<p><b>Duración:</b> 15 años  <b>Tarifa:</b> 200 €/MWh            (máx. 1 MW)</p>	<p><b>Duración:</b> 15 años  <b>Tarifa:</b> 220 €/MWh            (máx. 1 MW)</p>	<p><b>Duración:</b> 20 años, según tipo y rendimiento.            Capacidad máxima total a alcanzar 12.000 MW (no hay subsidios por encima).  <b>Tarifa:</b> revisadas todos los años, regresivas (2%/año) a partir de 2011:            1-3 kW: 380-470 €/MWh instalaciones integradas            3-20kW: 370-440 €/MWh instalaciones parcialmente integradas            &gt; 20 kW 350-420 €/MWh instalaciones en piso</p>
Países Bajos	<p><b>Biogás:</b> ( gas de descargas y gas obtenido en centrales de purificación de agua) para producción de electricidad.  <b>Duración:</b> 12 años  <b>Presupuesto 2010</b> 13 millones €. Monto base 590 €/MWh (máx. 8000 horas/año)</p>	<p><b>Duración:</b> 12 años  <b>Presupuesto 2010</b> 400 millones €.  <b>BIOMASA SOLIDA Y LIQUIDA</b>  <b>Monto base:</b> ≤ 10 MW (en función del poder calorífico), 151-176 €/MWh            10-50MW (en función del poder calorífico), 114-150 €/MWh</p>	<p><b>Duración:</b> 15 años  <b>ONSHORE</b>  <b>Presupuesto 2010</b> 937 millones de €  <b>Monto base:</b> 120 €/MWh    <b>OFFSHORE</b>  <b>Presupuesto 2010</b> 5312 millones de €  <b>Monto base:</b> Asignado en base a licitación con un valor máximo de 181 €/MWh</p>		<p><b>Duración:</b> 15 años  <b>Presupuesto 2010</b> 63 millones de €  <b>Monto base:</b> salto &lt; 5 metros y máx. 3800 horas/ año 123 €/MWh            salto ≥ 5 metros y máx. 4800 horas/ año 72 €/MWh</p>	<p><b>Duración:</b> 15 años  <b>Presupuesto 2010</b> 1-15 kWp 69 millones de €            15-100 kWp 24 millones de €  <b>Monto base:</b> 1 &lt;P &lt;15 kWp (hasta 6375 kWh en 2010): 474 €/MWh            15 &lt;P &lt;100 kWp: 430 €/MWh</p>

País	Biogás	Biomasa	Eólica	Geotérmica	Hidroelectricidad	Solar fotovoltaica
<b>Reino Unido</b> Certificados Verdes "ROC" el nombre varía según la tecnología	<b>GASIFICACION STANDARD</b> 1 ROC = 1 MWh <b>GASIFICACION AVANZADA</b> 1 ROC = 0,5 MWh (2 ROC/MWh)	<b>BIOMASA</b> 1 ROC = 2/3 MWh (1,5 ROC/MWh) <b>CO-COMBUSTION</b> 1 ROC = 2 MW (0,5 ROCs/MWh) <b>CO-COMBUSTION Y COGENERACION</b> 1 ROC = 1 MWh	<b>ONSHORE</b> 1 ROC = 1 MWh <b>OFFSHORE</b> 1 ROC = 2/3 MWh (1,5 ROC/MWh)	1 ROC = 1,5 MWh (2 ROC/MWh)	1 ROC = 1 MWh	1 ROC = 0,5 MWh (2 ROC/MWh)
<b>Tarifa de compra</b>	<b>Duración:</b> 20 años <b>Tarifa:</b> Metanización: ≤ 500 kW 115 €/MWh > 500 kW 90 €/MWh		<b>Duración:</b> 20 años <b>Tarifa:</b> 45-345 €/MWh		<b>Duración:</b> 20 años <b>Tarifa:</b> 45-199 €/MWh, según la potencia instalada (máx. 5 MW)	<b>Duración:</b> 25 años <b>Tarifa:</b> 268-413 €/MWh según la potencia instalada (máx. 5 MW)



### 8.4.1 Elementos de análisis económico

Los costos de producción de electricidad eólica *onshore* (€/MWh) dependen de los costos de inversión (Capex) y de la cantidad de horas anuales de presencia útil de viento (horas/año). Estos se establecen dentro de un intervalo de 80 a 120 €/MWh) y por lo tanto no son competitivos con otros medios de producción de base.

Para fijar las ideas, la fig. 8.22 nos muestra el costo de producción para un costo del capital del 7%, una duración de vida de 20 años, una tasa de impuestos del 35% y por lo tanto una anualidad del 10% de los Capex (€/MWh.año). Los costos de explotación (Opex) están estimados en 15 €/MWh y los costos relativos al perfil de producción (vinculados a la inyección de la producción en la red) a 5 €/MWh.

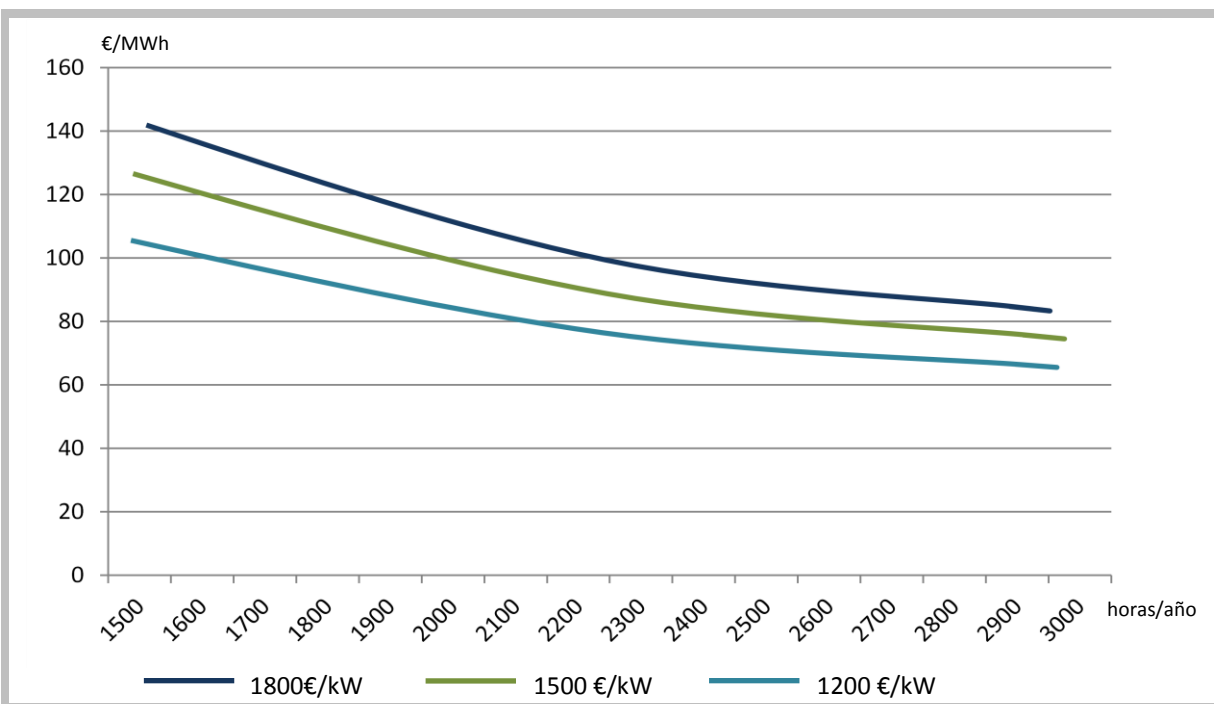


Figura 8.22

- *Los certificados verdes negociables* (“Tradable Green Certificates”, TGC): los TGC constituyen un *instrumento de mercado* cuya valorización está basada en las *cantidades*. Si, en un sistema eléctrico de mercado, el precio de la electricidad clásica se establece en  $pM$ , y las autoridades públicas imponen a los productores o proveedores una cuota  $q^*$  mínima de producción RES (en proporción a sus ventas finales, por ejemplo), el precio de un TGC se establecerá en  $Pc$ , en función de la curva de oferta de la energía RES, asegurando a estos productores un excedente medido por la superficie ABC (fig. 8.23).

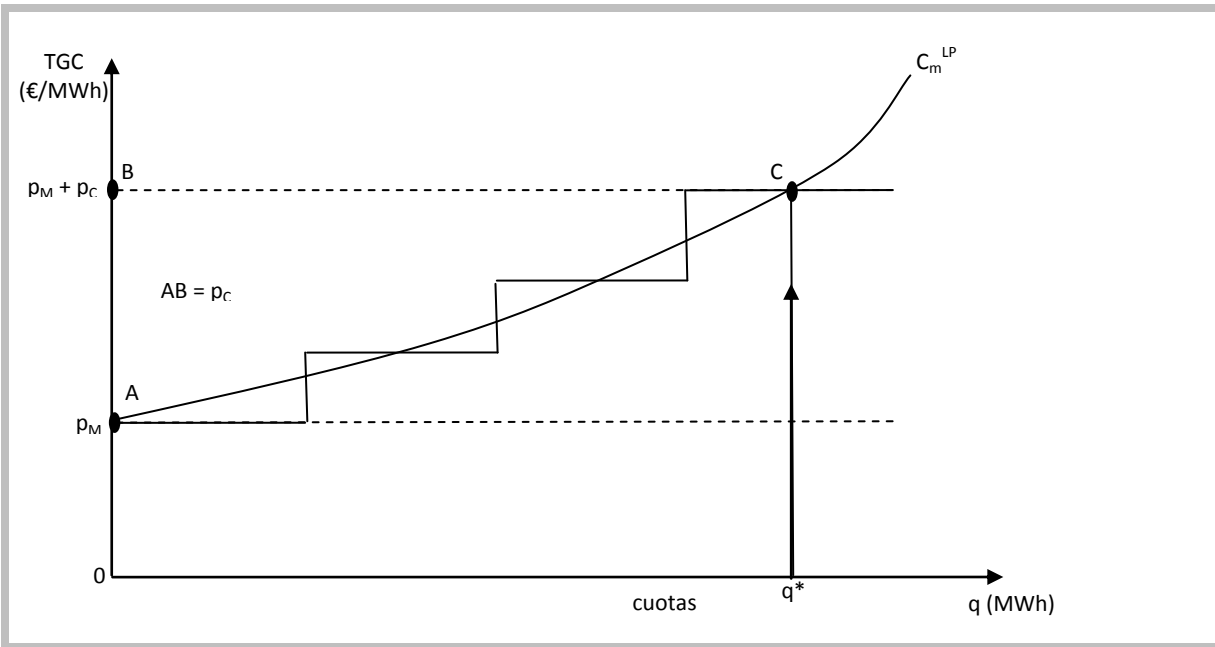


Figura 8.23

Los TGC son entonces, en principio instrumentos de mercados basados en un incentivo a producir al mínimo costo. Sin embargo, los mercados de TGC continúan siendo ampliamente imperfectos por los siguientes motivos:

- falta de liquidez y tamaño muy reducido;
- estructuralmente “cortos” frente a las imposiciones;
- estorbo para el establecimiento racional de un precio, en particular por el no respeto a las cuotas impuestas que conducen generalmente a una multa (por ejemplo 90 a 110 €/MWh); en este caso, el TGC será percibido principalmente como un “proxy” de esta multa evitada, cuyo nivel fijará de hecho el precio.

Estos elementos hacen del “mercado TGC” un instrumento con múltiples parámetros, bastante difícil de estimar por los inversores en materia de riesgo y por lo tanto de “prima de riesgo”, en la remuneración de los medios que serán comprometidos en el proyecto.

- Las tarifas preferenciales (FIT)

Las tarifas preferenciales de compra constituyen una garantía *en volumen y en precio* para una tecnología de producción determinada, basada sobre una visión *ex ante* de los costos de largo plazo.

Las FIT son un instrumento simple, comprensible y eficaz. En función de la potencia eólica disponible deseada  $q^*$  (como objetivo), estas pueden ser de dos tipos:

- unitarias y con un objetivo *no fijado* (figura 8.24 a);
- progresivas, con un objetivo *fijado* (figura 8.24 b).

Podemos destacar que las FIT con objetivo fijado (fig. 8.24b) llamadas también “stepped FIT”, pueden reducir el excedente de los productores adaptando las subvenciones en función, por ejemplo, al costo de las tecnologías o a las condiciones generales de funcionamiento del sistema. No sucede lo mismo con las FIT con objetivo no fijado (fig. 8.24 a), llamadas también “one size fits all”: en ausencia de un objetivo determinado y publicado, presentan el riesgo que su producción responda por defecto o por exceso a este incentivo ( $q^*$  o  $q'^*$ ).

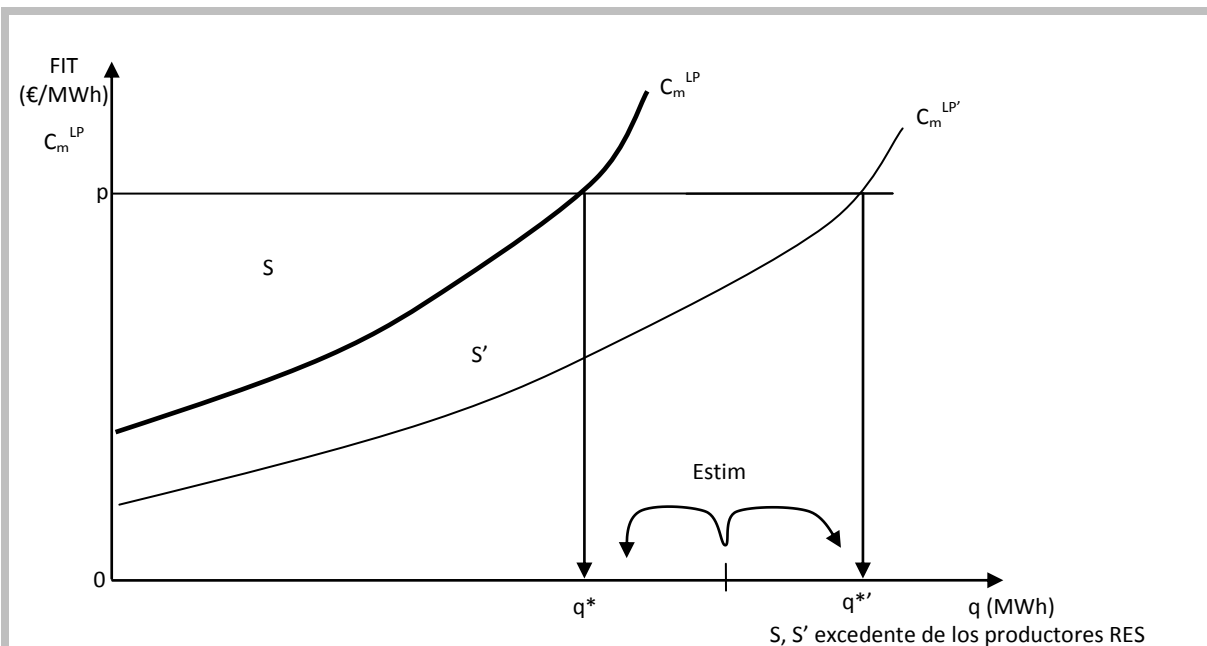


Figura 8.24<sup>a</sup>

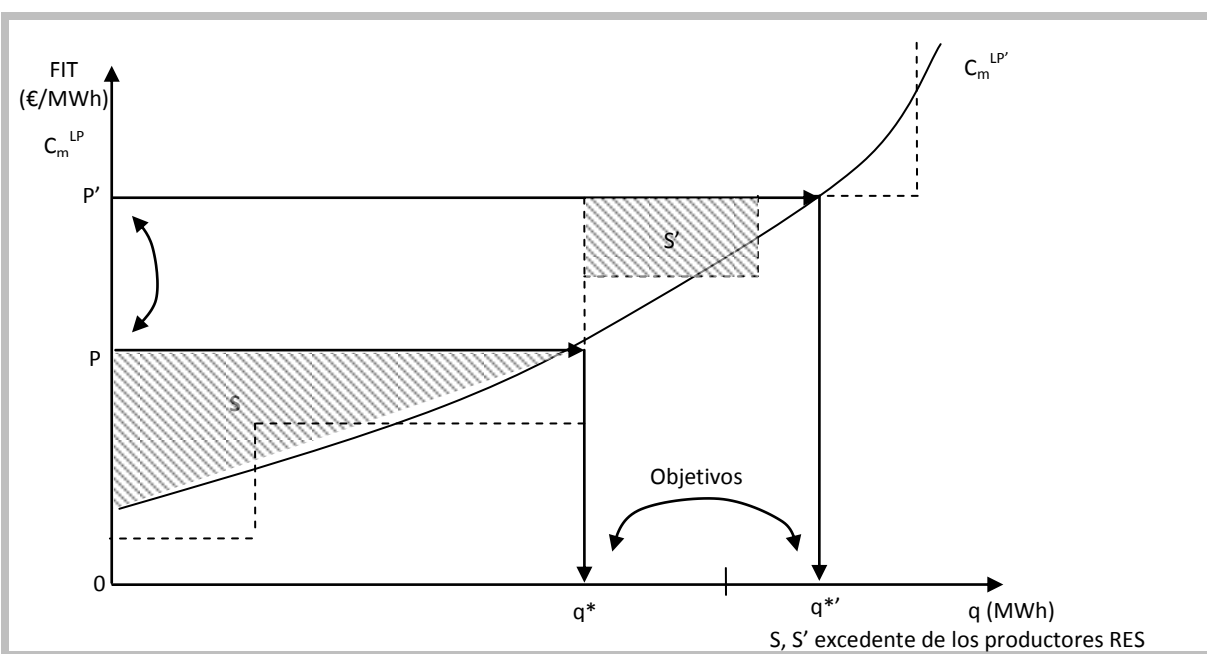


Figura 8.24<sup>b</sup>

Por otra parte, el precio y la cantidad entregada así garantizados a un productor determinado en un período (largo) no es un mecanismo competitivo susceptible a priori de ver la emergencia de las producción es más eficaces. De igual forma, los aumentos de productividad o las diversas rentas (localización, efectos de escala,...) no son identificables y constituyen de esta forma excedentes solamente para los productores involucrados.

#### 8.4.2 Mecanismos de apoyo y perfiles de riesgo

Para un inversor, o para un productor de RES, el riesgo “regulatorio”, vinculado a disposiciones reglamentarias más o menos favorables y estables, es el más importante. Es difícil de cuantificar y administrar por métodos clásicos de transferencia de riesgos. Resulta útil identificar lo más precisamente posible los perfiles de riesgo de los mecanismos FIT y TGC.

En principio, las FIT están exentas de riesgo y, correlativamente, presentan niveles de rentabilidad menores. A la inversa, los rendimientos de los TGC son mayores pero están, a priori, más expuestos ca riesgos regulatorios como así también a riesgos de mercado: riesgo-precio de la electricidad clásico y de los TGC, y riesgo-volumen (sin “despachos” garantizados), etc. (fig. 8.25).

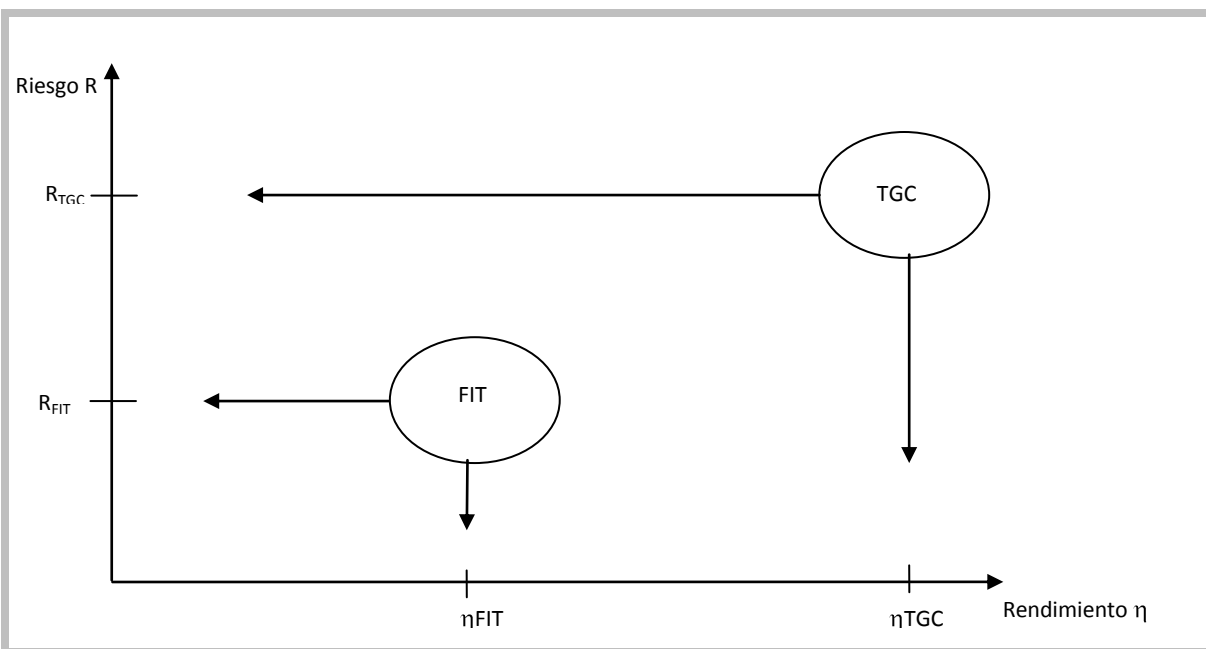


Figura 8.25

El tiempo es un factor importante de riesgo en si mismo. Es el caso para todas las inversiones con gastos de capital (Capex) importantes y de larga vida de duración, como es el caso de los equipamientos energéticos en general. Todavía es mayor para aquellas inversiones cuya viabilidad económica depende de un sistema de subvenciones, siempre sujeto a revisiones, o derogaciones (ver en la sección 10.9 para un ejemplo de cálculo).

Comparamos a continuación los sistemas FIT y TGC aplicados en nueve países europeos, sobre la base de un modelo económico de largo plazo *simplificado* y para la puesta en servicio de una unidad de generación eólica offshore en 2009:

- FIT: los niveles de tarifa están indexados en función de las disposiciones legislativas o reglamentarias existentes; para los años que superan la duración de los contratos existentes, se supone que la producción de las máquinas RES es entregada al mercado eléctrico teniendo en cuenta los costos relacionados con estas (balance en especial), considerando diferentes escenarios de evolución de precios de mercado;
- TGC: los ingresos son la suma de dos instrumentos de mercado: el precio de la electricidad y el precio de los TGC negociados; los escenarios de mercado para los TGC están basados en un análisis oferta-demanda, suponiendo que el costo de la máquina RES marginal fija el precio de equilibrio de largo plazo. Tendremos entonces:  $p_{TGC} - C_{mRES}^{LP} - p_M$ .
- A lo largo del tiempo, el perfil de los ingresos cambia en función de las características de las subvenciones consideradas. Para proceder a la comparación, definimos un coeficiente único  $R_m$ :

$$R_m = \frac{\sum_i^n \frac{R_i}{(1+k)^i}}{\frac{E_i}{(1+k)^i}} = \frac{VA(R_i)}{VA(E_i)} \text{ (€/MWh)}$$

donde:

$VA(R_i)$ : es el valor actualizado de los ingresos anuales del mecanismo considerado (€);

$VA(E_i)$ : es el “valor” actualizado de la producción de la unidad considerada (MWh);

$k$  : el costo medio ponderado del capital, fijado en el 7%;

$n$  : es la duración de vida (20 años):

La figura 8.26 sintetiza el resultado.

La ordenada del gráfico representa la métrica  $R_m$  de los ingresos de un parque eólico de referencia, estos ingresos constituyen un “proxy” de la rentabilidad del proyecto. La abscisa retoma los diferentes países y mecanismos de remuneración considerados. La amplitud de la banda de ingresos representa el riesgo asociado: bajo, casi nulo, en los mecanismos del tipo “feed-in-tariff”, mas importante en el caso de mecanismos del tipo TGC en donde el riesgo de mercado (valor de la electricidad y de los certificados verdes) se conjuga al riesgo regulatorio de un sistema complejo y sometido con frecuencia a la intervención. Sin embargo, algunos sistemas TGC (como el sistema belga) mantienen actualmente a un nivel elevado el valor de los certificados verdes, visto en particular la compra a valor garantizado de los certificados verdes por parte del operador de transporte.

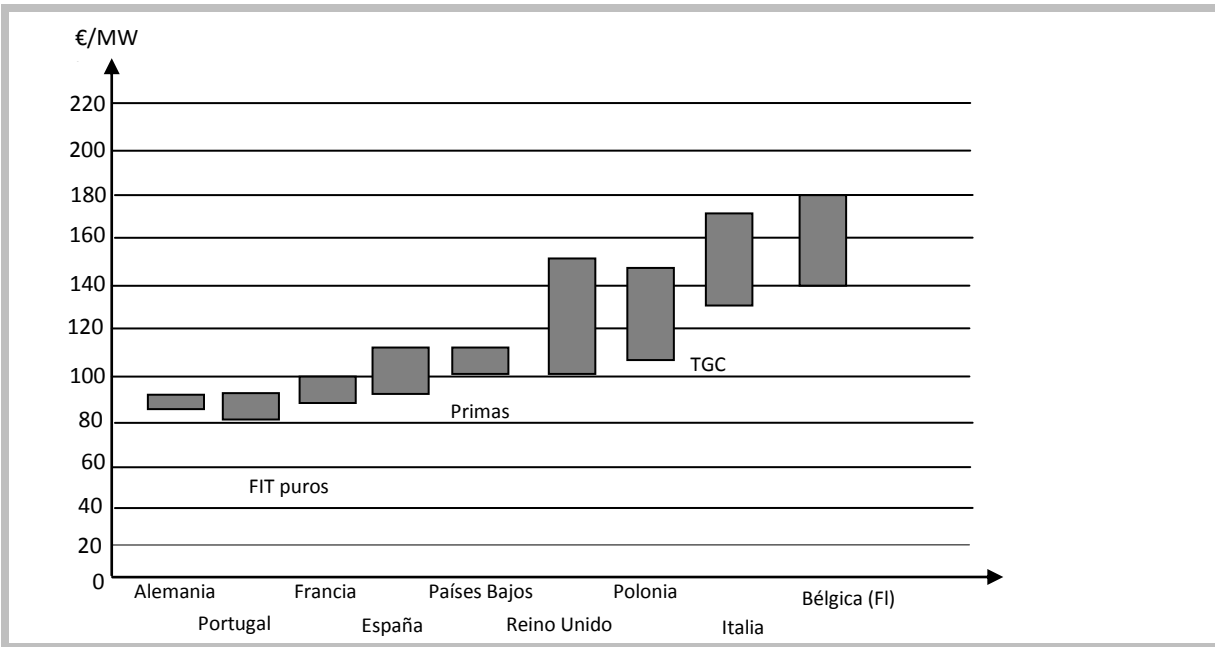


Figura 8.26

Se observan tres grupos en función de los niveles de ingresos, medidos por el indicador  $R_m$ :

- los FIT puros, que muestran un rendimiento menor;
- los sistemas FIT basados en primas que se agregan al precio de mercado de la electricidad ( $p_M + prima$ );
- los sistemas TGC, que ofrecen un mayor atractivo económico pero también un riesgo más elevado.

La Tabla 8.2 muestra un cálculo detallado para tres países.

Otra forma de analizar la dupla riesgo-rendimiento es ubicarse en la óptica de un inversionista de corto plazo que desea diversificar sus activos en los medios de producción clásicos y en los RES respectivamente. En la sección 10.8 se presenta un estudio de caso basado en esta experiencia.

### 8.4.3 Controversias

A partir de fines de 2009, el nivel, las modalidades de otorgamiento y la oportunidad de las medidas de apoyo a los RES fueron objeto de varias controversias.

En particular Tirole (2009) estudio la eficacia de las subvenciones acordadas en términos de contribución a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. Dos medidas deberían agregarse a los objetivos en materia de energías renovables:

- *la estimación de costos por tonelada de gases efectos invernadero evitado*, la que varía mucho dependiendo del tipo de energías renovables y de país; la consideración de estos resultados también permitiría una comparación con otras políticas entre las

cuales se puede incluir las de subvención a la I&D para la generación de futuras energías renovables de nueva generación (por ejemplo, mediante la convocatoria a proyectos de innovación en este tema).

El autor cita el estudio de la Caisse de Depots, en el cual se calcula el precio de los permisos de emisión incentivando la opción hacia las energías renovables para la producción de electricidad en el mercado europeo: según esta fuente el gas natural cede su lugar a la energía eólica onshore a 23 €/t, a la eólica offshore a 53 €/t y a la solar a 634 €/t.

- *la introducción de mecanismos de intercambio*, que reducirían el costo de este enfoque. Los costos de producción de la energía eólica y solar varían mucho según el país que se considere, un sistema de créditos/débitos negociables permitiría a los países que tienen una ventaja comparativa en la materia, asegurar la mayor parte del esfuerzo realizado en materia de energías renovables. El planteo de un mercado de certificados negociables fue sin embargo rechazado, aun considerando “mecanismos de flexibilidad”. Un mecanismo de compensación permitiría a un país europeo, transferir una parte de sus obligaciones en materia de energías renovables. Entre las herramientas propuestas se encuentra la posibilidad para los Estados miembros de exportar o importar energías renovables a otros Estados miembros beneficiándose bajo ciertas condiciones de *transferencias estadísticas* equivalentes, contribuyendo a alcanzar los objetivos en materia de energías renovables, o la posibilidad para los Estados miembros de cooperar con otros Estados miembro o con terceros países para alcanzar sus objetivos, financiando nuevas capacidades de producción o incluso desarrollando en forma conjunta programas de investigación y desarrollo (Tirole, 2009).

C. Gollier (2010) analiza específicamente las subvenciones con que se beneficia la energía solar e indica un “costo para la sociedad” de 1000 € por tonelada de CO<sub>2</sub> evitada, mientras que el *valor tutelar*, es decir social, de evitar estas emisiones había sido estimado por Francia en 32 €, por las comisiones Quinet (2008) y Rocard (2009).

Hoy en día se acepta que *ciertos* niveles de subvención que han sido acordados a las RES no son justificados respecto de su aporte a la política energética, ambiental, económica y social de los Estados europeos. Varios países (Alemania, España,...) revisaron a la baja la asignación de las subvenciones, sin embargo dentro de límites muy reducidos.

En estas revisiones, probablemente jugaron otros elementos, entre los cuales las nuevas restricciones que pesan sobre las finanzas públicas o la verificación que el impacto favorable del desarrollo de las RES sobre la emergencia y crecimiento de las ramas industriales vinculadas (equipamientos, en particular) no estaba actualmente, por decir lo menos, confirmado (Didier y Koleda, 2009). Una de las críticas más virulentas de las políticas seguidas en materia de RES, fue formulada en Dinamarca por B. Lomborg (cf. por ejemplo, Le Monde 14.09.10).

## CUADRO 8.2

### *Ejemplos de mecanismos de apoyo a la producción eólica onshore (junio 2009)*

#### Alemania

El mecanismo es una FIT pura no indexada asegurando:

- 92,0 €/MWh durante los cinco primeros años;
- 50,2 €/MWh durante los 15 años siguientes;
- un complemento de 5 €/MWh para la instalaciones puestas en servicio entre el 1.1.2009 y el 1.1.2014 respetando ciertas condiciones técnicas.

El sistema es estable pero relativamente poco remunerativo a largo plazo. Es sin embargo muy atractivo por sus ventajas fiscales.

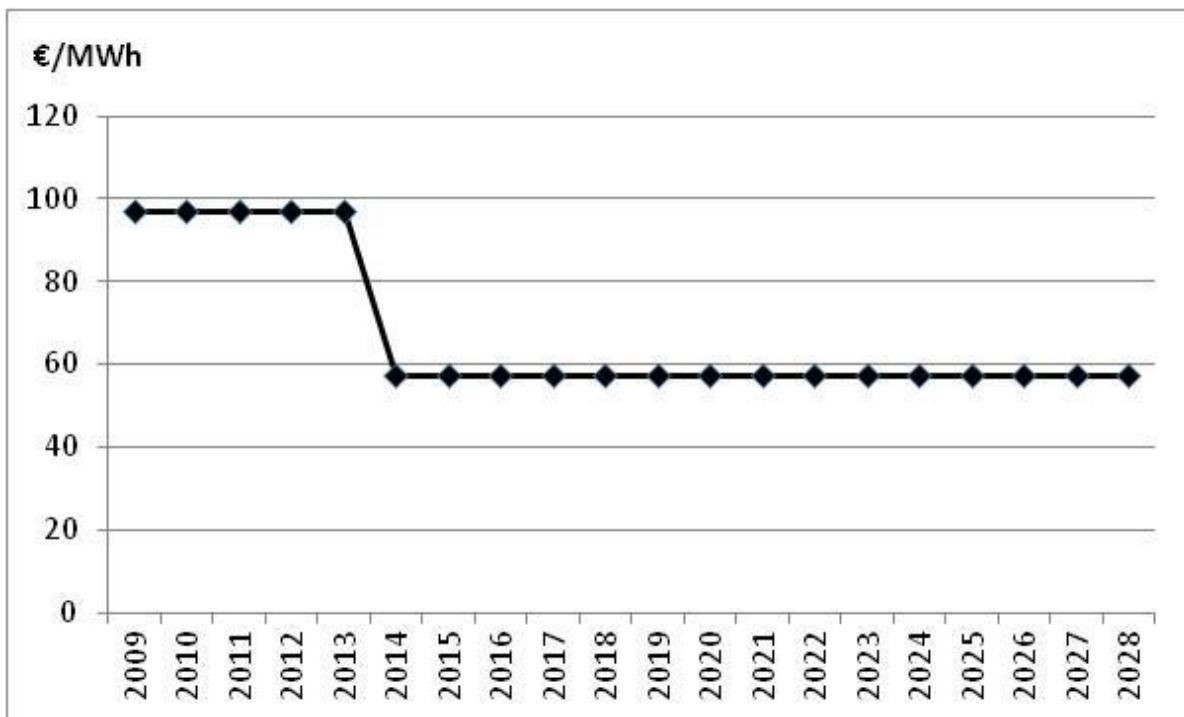


Figura 8.27

#### España

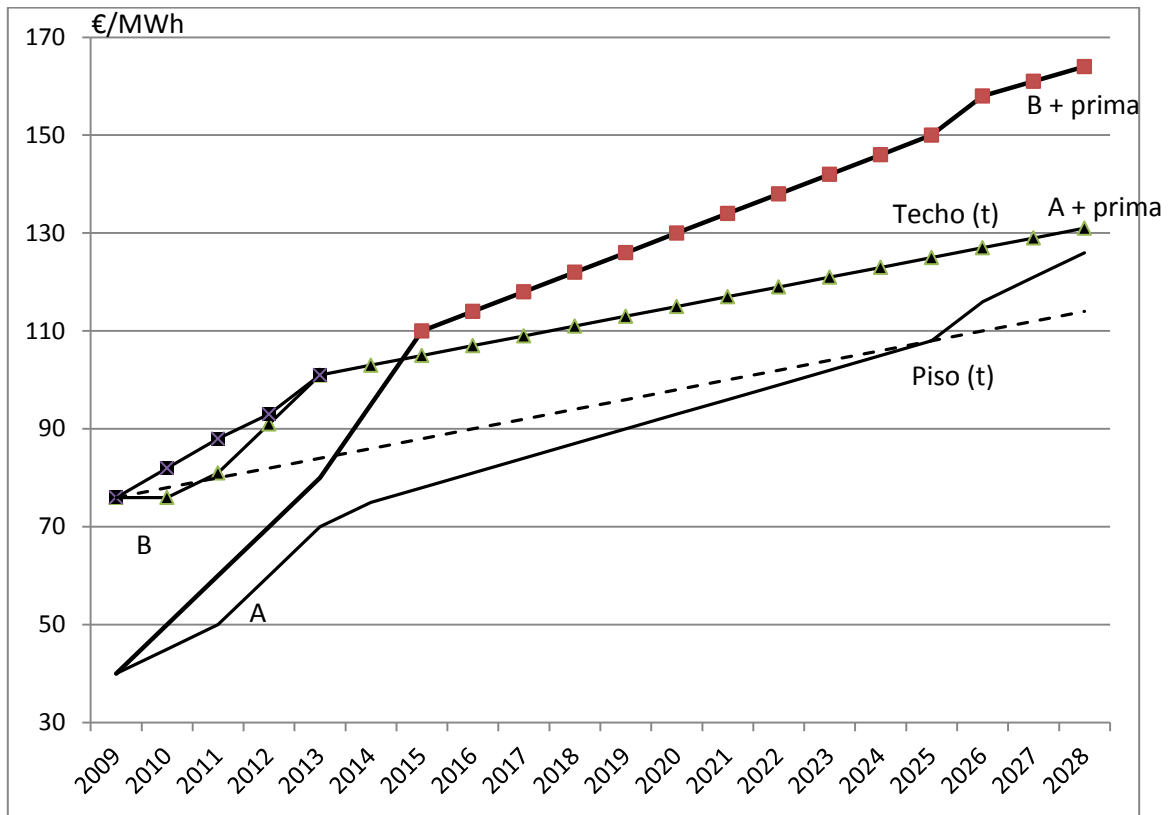
El sistema español (RD 661/2007) ofrece dos opciones: una tarifa FIT pura o una prima fija que se agrega a los ingresos obtenidos por la venta de la electricidad eólica producida en el mercado:

- FIT de 76 €/MWh en 2008 (indexada por inflación con un factor correctivo) para los primeros 20 años y 68 €/MWh para los años siguientes;
- Prima fija; 30 €/MWh (2008) durante 20 años, con límite superior de ingresos de 88 €/MWh (2008) e inferior de 74,0 €/MWh (2008).



En función de dos hipótesis A y B, de evolución de los precios de mercado de la electricidad en España, los ingresos adoptaron el perfil de la figura 8.28.

La remuneración es importante y, aun en el caso de la prima, presenta a priori pocos riesgos, habida cuenta de la existencia de un límite inferior. Sin embargo, esta última podría ser revisada si España alcanzara sus objetivos RES en 2010 (20.000 MW).



**Figura 8.28**

### Reino Unido

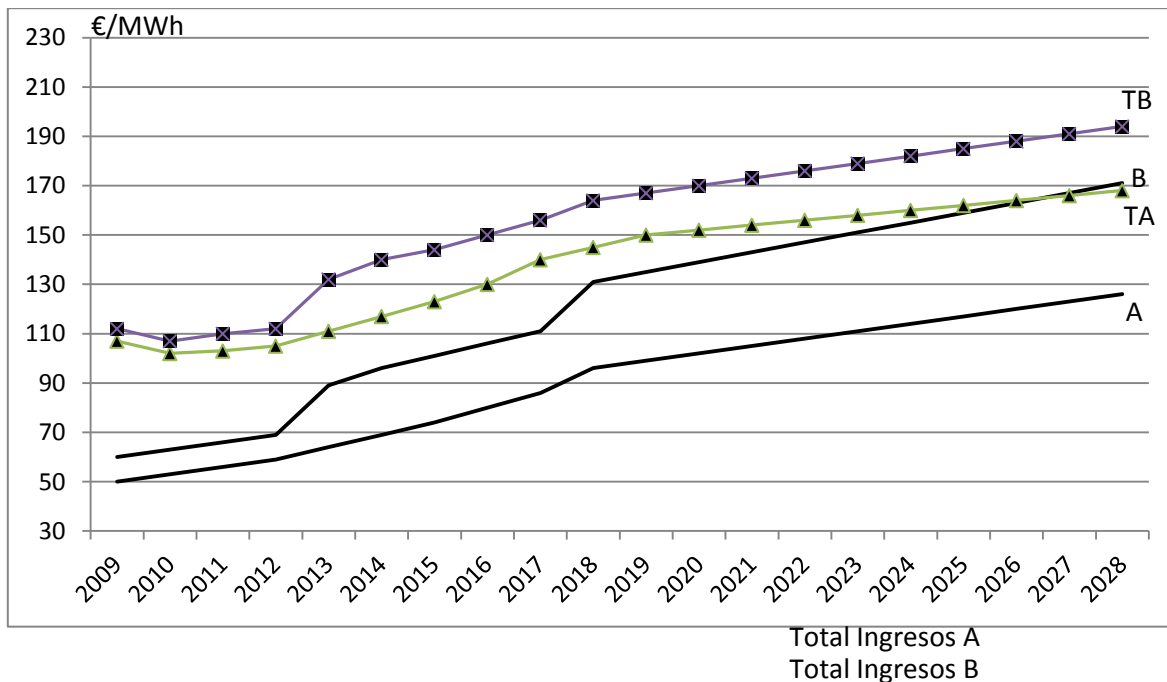
Los cargos por cumplimiento reposan en el distribuidor/comercializador, que debe aprovisionarse en RES de acuerdo a un porcentaje (creciente anualmente) de sus ventas. Los proveedores que no cumplen con sus obligaciones soportan una penalidad (el precio de compra o “buyout price”) cuyo producto es “reciclado” hacia aquellos que están dentro de los parámetros de cumplimiento (el valor reciclado o “recycled value”).

Los precios de los certificados reflejan el *costo de oportunidad de no respetar* las obligaciones basadas en los dos elementos siguientes:

- el precio de compra (indexado);
- el producto del valor reciclado, dependiente de los “incumplimientos”; este valor es una garantía positiva en caso de exceso de certificados.

Los TGC son negociados sobre un mercado específico; y por lo tanto su precio es independiente del precio de mercado de la electricidad.

Después del 1 de abril de 2009 se instauró el sistema de bandas o “banding” para asegurar niveles *diferenciados* en las subvenciones, un función del grado supuesto de madurez de las tecnologías (por ejemplo onshore: 1 TGC/MWh; offshore: 1,5 TGC/MWh). Este sistema puede evolucionar a lo largo del tiempo en función de la madurez observada, sin efectos retroactivos sobre las instalaciones (figura 8.29).



**Figura 8.29**

Estos elementos hacen que las obligaciones RES no estén más orientadas por un mecanismo de mercado puro, como fue el caso inicialmente: por un lado, la gestión administrativa se ha tornado compleja y por el otro, mantienen a los productores en la incertidumbre en lo que respecta a los precios de los certificados. Hasta el momento, el sistema no logra asegurar alcanzar los objetivos RES fijados por las autoridades.

## 8.5 LA POLÍTICA EUROPEA

Recordemos en primer lugar, que fue necesario esperar ceca de treinta años y al Acta única europea (1987) para ver como se insertaban en el Tratado de Roma las disposiciones particulares consagrando la política de la Comunidad en materia *ambiental*. Los parágrafos 1 y 2 del artículo 74 del Tratado precisan que:

- “1) *La acción de la Comunidad en materia de medio ambiente tiene como objetivo:*
- *la preservación, la protección, y la mejora de la calidad del medio ambiente;*
  - *la protección de la salud de las personas;*
  - *la utilización prudente y racional de los recursos;*

- *la promoción, en el plano internacional, de las medidas destinadas a enfrentar los problemas regionales o planetarios del medio ambiente.*

2) *La política de la Comunidad en el campo del medio ambiente busca un alto nivel de protección, teniendo en cuenta la diversidad de situaciones en las diferentes regiones de la Comunidad. Esta política está basada en los principios de precaución y de acción preventiva, sobre el principio de la corrección, prioritariamente en el origen, de los impactos al medio ambiente y sobre el principio de contaminador-pagador”.*

El artículo 175 del Tratado constituye la base jurídica específica de la competencia de la Comunidad en materia de medio ambiente. Se determina en el mismo las instituciones habilitadas a definir esta política como así también los procedimientos legislativos a seguir en la materia, sin imponer, sin embargo, de forma particular esta acción. Plantea también el principio de la competencia del derecho común de los Estados miembros en lo que concierne al financiamiento y a la ejecución de la política en materia ambiental.

### **8.5.1 Las directivas europeas**

#### *A La situación antes de 2009*

#### **Las iniciativas políticas**

Una vez que la protección ambiental fue inscrita en los objetivos comunitarios y oficializada por el Tratado, la promoción de las energías renovables ha figurado en un lugar privilegiado entre las prioridades de la Comunidad. Se reconoció como necesario velar por que el potencial de estas energías sea explotado de la mejor forma en el marco del mercado interior y numerosas iniciativas, decisiones y resoluciones fueron tomadas por las instancias comunitarias para alcanzar estos objetivos.

La Comisión publicó en 1996 una comunicación titulada “*Energía para el futuro: las fuentes de energía renovable – Libro verde para una estrategia comunitaria*” en la cual hacía referencia al ambicioso objetivo de duplicar, al año 2010, la participación global de las fuentes de energía renovables. A partir de 1997, el ritmo de las iniciativas políticas se aceleró:

- la comunicación de 1997 de la Comisión titulada: “Energía para el futuro: las fuentes de energía renovable – Libro blanco para establecer una estrategia y un plan de acción comunitarios”, en el cual se mencionó como objetivo indicativo buscando llevar al 12% en 2010 la participación de las energías renovables en el consumo interno bruto de energía de la Comunidad;
- varias conclusiones de reuniones del Consejo de ministros del Medio Ambiente (3 de marzo, 16 de octubre, y 16 de diciembre de 1997);
- una resolución del Consejo de la Unión europea del 8 de junio de 1998 sobre las fuentes de energía renovable;
- una resolución del Parlamento europeo del 18 de junio de 1998 concerniente al libro blanco, en la cual esta instancia invita a la Comisión a presentar una propuesta de

reglamentación comunitaria sobre la alimentación a la red fundada en el *derecho al aprovisionamiento de electricidad obtenida a partir de fuentes de energía renovables* mediando una remuneración mínima fijada por los poderes públicos. El Parlamento invitaba también a la Comisión a considerar la promoción de fuentes de energía renovables como una cuestión prioritaria en el marco de los futuros procedimientos presupuestarios;

- en 2000, una comunicación de la Comisión titulada: “*Hacia una estrategia europea de seguridad de abastecimiento*” recordaba que las dos prioridades fundamentales de la política energética europea eran enfrentar por un lado la creciente dependencia de las importaciones de energía desde algunas regiones del planeta y por el otro, el cambio climático.

### **Las directivas de 2001 y 2003**

A. La directiva de 2001 relativa a la promoción de la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables.

El “libro blanco” había subrayado la importancia de promover la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables por razones de seguridad y de diversificación del abastecimiento energético como así también para la protección del medio ambiente, y por motivos vinculados a la cohesión económica y social. Por otra parte, el uso creciente de este tipo de electricidad era considerado como un aspecto importante del conjunto de *medidas requeridas para respetar el protocolo de Kioto* (ver capítulo 9).

Por otra parte, el Consejo de la Unión europea, en sus conclusiones del 11 de mayo de 1999, y el Parlamento europeo, en su resolución del 17 de junio de 1998 relativa a la electricidad producida por fuentes de energía renovables, invitaron a la Comisión a presentar una propuesta concreta de marco comunitario concerniente al acceso de la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables al mercado interior. Por otra parte, el Parlamento europeo había remarcado, en su resolución del 30 de marzo de 2000, relativa a “*la electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables y el mercado interior de la electricidad*”, que resultaba esencial plantear *objetivos obligatorios y ambiciosos* a nivel nacional en materia de fuentes de energía renovables para obtener resultados y alcanzar los objetivos comunitarios.

Estas iniciativas fueron la base de la directiva 2001/77/CE del 27 de septiembre de 2001. Esta definió objetivos *indicativos* nacionales para cada Estado miembro e impuso a estos aplicar medidas apropiadas para alcanzarlos. Estos objetivos indicativos conducían a alcanzar una participación de las fuentes de energía renovables en la producción de electricidad igual al 22% en 2010 para la Comunidad en su conjunto (participación compatible con el 12% fijado por el libro blanco a nivel de energía primaria). La directiva también alentaba a recurrir a regímenes nacionales de apoyo para la electricidad producida, *sin imponer sin embargo un sistema de ayuda armonizado a nivel europeo*. La Comisión estimó, en efecto, que un tal sistema era prematuro, pero se reservó el derecho de evaluar las ayudas directas o indirectas previstas, especialmente las que afectan las reglas del Tratado relativas a las ayudas de los Estados.

Estas directivas también previeron:

- la reducción de obstáculos reglamentarios y no reglamentarios al aumento de la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables y la racionalización y la aceleración de los procedimientos administrativos;
- *la garantía del acceso de la electricidad producida de esta forma a las redes de transporte y distribución y el otorgamiento de la prioridad de acceso a estas redes;*
- la obligación de entregar a los productores de energía renovable una *garantía de origen*, si estos la piden;

B. La directiva de 2003 relativa a la promoción de los biocarburantes y otros carburantes renovables

La directiva del 8 de mayo de 2003 busca promover la utilización de biocarburantes o de otros carburantes renovables para reemplazar al gas-oil y a las gasolinas o naftas, con fines de transporte, en cada Estado miembro. El libro verde de 2000, ya nombrado, fijó el objetivo de reemplazar el 20% de los carburantes clásicos por carburantes de sustitución en el transporte rutero al horizonte 2020, y la directiva fijaba un valor del 5,75% calculado en función del tenor energético y de la cantidad total de naftas y gas-oil puesta en venta en los mercados de los Estados miembro para ser usados en el transporte, al 31 de diciembre de 2010.

### ***B El paquete integrado de medidas en el campo de la energía y del cambio climático***

El 10 de enero de 2007, el presidente de la Comisión europea presenta un paquete global de medidas estableciendo una nueva política energética para Europa, con el fin de luchar contra el cambio climático y reforzar la seguridad energética y la competitividad de la Unión (ver anexo en los capítulos 4 y 5).

Frente a los desafíos planteados por el cambio climático, la dependencia de la Unión frente a las importaciones energéticas, y el crecimiento de los precios de la energía, se trataba de “*pasar a la velocidad superior*” y fijar una serie de objetivos ambiciosos relativos a las emisiones de gases de efecto invernadero y a las energías renovables, de intentar crear un verdadero mercado interior de la electricidad y reforzar la eficacia de la reglamentación. La Comisión, partía de constatar, en efecto, que las medidas tomadas hasta entonces no se habían revelado como suficientemente eficaces<sup>11</sup>.

Recordemos que los objetivos *obligatorios* anunciados podían ser resumidos de la siguiente forma:

---

<sup>11</sup> La declaración del Presidente Barroso se acompañaba con una serie impresionante de comunicaciones de la Comisión al Parlamento y al Consejo de las cuales mencionaremos las siguientes: *Hoja de ruta para las fuentes de energía renovables – las fuentes de energía renovable en el siglo 21º: construir un futuro más durable*, COM (2006) 848; *Una política energética para Europa* COM (2007) 1; *Limitar el calentamiento del planeta a 2º grados Celsius – Ruta a seguir al horizonte 2020 y más allá*; COM (2007) 2.

- reducir en un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero al horizonte 2020, respecto a los niveles registrados en 1990;
- llevar al 20% para el mismo horizonte, la participación de las energías renovables en el consumo total de energía de la Comunidad;
- economizar 20% del consumo total de energía primaria al horizonte 2020.

Este paquete integrado es llamado generalmente “*paquete 3x20*” o “*paquete legislativo energía/clima*”.

Quedaba por concretar estos objetivos en una serie de textos normativos aplicando el procedimiento de decisión conjunta definido por el Tratado que implica la intervención del Parlamento europeo en el proceso.

Esto condujo a la adopción, en 2009, de la *directiva 2009/28/CE* relativa a la promoción de la utilización de la energía producida a partir de fuentes de energía renovables. Esta directiva modifica en un primer tiempo, deroga y reemplaza luego las directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE que mencionamos anteriormente. Esta directiva se adoptó luego de una larga consulta (abril 2006 a junio 2007) y la realización de numerosos trabajos de expertos, entre los cuales podemos mencionar el informe OPTRES de mayo de 2006 (*Análisis de las barreras para el desarrollo de la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables en la EU 25*). La directiva debió ser transpuesta a la legislación nacional el 5 de diciembre de 2010 como fecha tardía.

Esta directiva confirma y refuerza las disposiciones de la directiva de 2001, especialmente en la garantía de acceso a las redes por parte de las RES, y sus principales disposiciones pueden ser esquematizadas de la siguiente forma:

- la directiva enuncia los principios en virtud de los cuales los Estados miembros deben *garantizar* que la participación de las energías renovables en el consumo final de energía de la Unión europea alcance el 20% hacia el año 2020 y fija los objetivos nacionales globales para cada Estado miembro;
- tres sectores son apuntados para las energías renovables: *la electricidad, el transporte y la calefacción/refrigeración*;
- los Estados miembros son libres de determinar la distribución de las obligaciones sobre estos tres sectores en vistas de alcanzar su objetivo nacional, pero cada Estado miembro debe alcanzar un mínimo de 10% de energías renovables en el sector transporte al horizonte 2020;
- dos Estados miembro o más pueden cooperar en tres tipos de *proyectos comunes* relacionados con la producción de energía eléctrica, calefacción o refrigeración a partir de fuentes renovables y, en este caso, existe la posibilidad de contabilizar la participación de las energías renovables consumidas en un Estado miembro para todo proyecto común deduciéndola del objetivo de otro Estado miembro;
- las opciones a favor de una normalización de las *garantías de origen* (que ya existía en el sector eléctrico) son enunciadas en forma conjunta, por un lado, con la

posibilidad de extender su alcance más allá del sector eléctrico y, por otra parte, con diversos grados de transferibilidad de las garantías;

- los Estados miembro deben tomar las medidas apropiadas para desarrollar la infraestructura de las redes de transporte y distribución, las redes inteligentes, las instalaciones de almacenamiento y la red eléctrica de forma de permitir la gestión de esta con total seguridad teniendo en cuenta los progresos en el campo de la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovables.

## 8.5.2 Implementación

Las fuertes restricciones que se ha impuesto la Unión en materia de energías renovables están resumidas en la Tabla 8.11:

Respecto a 2005, se puede observar que es necesario un aumento de la participación de las RES del  $20 - 8,5\% = 11,5\%$  para alcanzar el objetivo del 20% global para la Unión. Este esfuerzo, se distribuirá entre los Estados miembros en base a (i) un esfuerzo homogéneo del 5,5% y (ii) a esfuerzos complementarios, definidos a partir del PNB y modulados en función de los diferentes “puntos de salida” para reconocer el rol de “iniciadores tempranos” jugado por algunos países con (iii) un techo global del 50% por Estado.

<b>Tabla 8.11</b>					
<b>Horizonte</b>	<b>Referencias</b>	<b>Objetivo RES total<sup>1</sup></b>	<b>Objetivo RES producción de electricidad<sup>2</sup></b>	<b>Objetivo RES calefacción<sup>3</sup></b>	<b>Objetivo RES transporte<sup>4</sup></b>
		(%)	(%)	(%)	(%)
2010	Libro Blanco 1997 Electricidad: Directiva 2001 Transporte: Directiva 2003	12% <sup>5</sup> Indicativa	22% <sup>6</sup> Indicativa	-	5,75% <sup>7</sup> Indicativa
2020	Directiva 2009	20% Obligatoria	~34% <sup>8</sup> Indicativo	~18% <sup>9</sup> Indicativo	Al menos 10% en cada Estado Miembro Obligatoria

<sup>1</sup> Del consumo final de energía,

<sup>2</sup> Del consumo final de electricidad,

<sup>3</sup> Del consumo final de energía excepto del consumo de electricidad para calefacción,

<sup>4</sup> Del consumo final de energía, incluida la electricidad para trenes y autos

<sup>5</sup> 8,5% en 2005

<sup>6</sup> En 2006: 15,7%, en 2010 (previsto): 19%,

<sup>7</sup> En 2007: 2,6%, en 2010 (previsto) 5%,

<sup>8</sup> Cifras indicativas

<sup>9</sup> Cifras indicativas

La Tabla 8.12 informa en el caso de 15 Estados la parte inicial de RES (2005) y el objetivo 2020.

<b>Tabla 8.12</b>			
	<b>Participación RES en 2005</b>	<b>Objetivo RES en 2020</b>	<b>Participaciones teóricas con iguales costos marginales</b>
Alemania	5,8%	18%	16,7%
Bélgica	2,2%	13%	9,3%
Dinamarca	17,0%	30%	34,4%
España	8,7%	20%	20,1%
Finlandia	28,5%	38%	46,3%
Francia	10,3%	23%	23,8%
Grecia	6,9%	18%	19,4%
Irlanda	3,1%	16%	15,6%
Italia	5,2%	17%	14,2%
Luxemburgo	0,9%	11%	7,4%
Países Bajos	2,4%	14%	10,5%
Polonia	7,2%	15%	17,0%
Portugal	20,5%	31%	33,3%
República de Eslovaquia	6,7%	14%	15,7%
Reino Unido	1,3%	15%	13,9%
<b>UE</b>	<b>8,5%</b>	<b>20%</b>	<b>20%</b>

Fuentes: Directiva RES; Progress, informe final, 5 de marzo 2008

Cada Estado tenía que presentar antes del 30 de junio de 2010 su “plan de acción RES”, indicando sus objetivos regionales y las medidas tomadas para alcanzarlos.

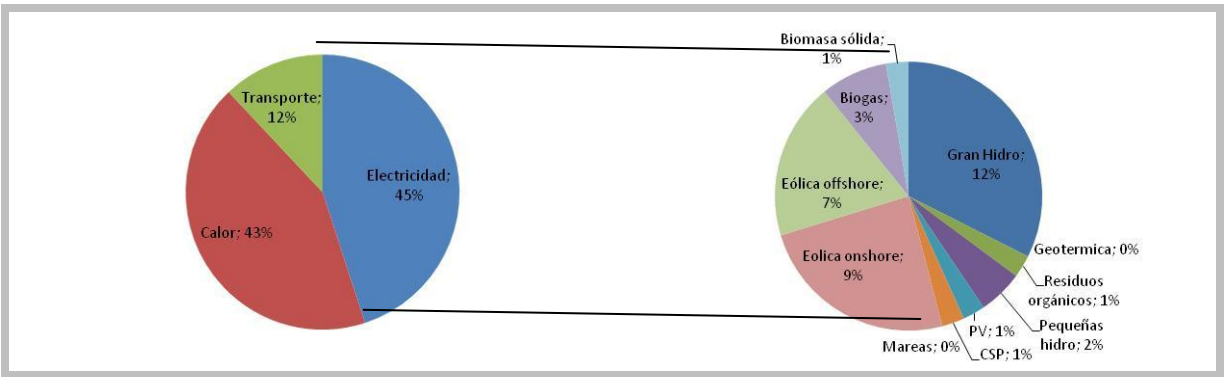
El estudio “Future – e” de la DG TREN (Comisión europea) describe un escenario denominado de *equilibrio*, que permitiría el cumplimiento de estos objetivos. Esta cuantificación está basada en un enfoque calificado como *realista*, es decir teniendo en cuenta las “realidades políticas”, y no un enfoque que privilegiaría una implementación al mínimo costo de las medidas necesarias. Los apartamientos relativos al que hubiera sido el *óptimo económico* para la Unión son también retomados en el informe.

Este estudio proporciona también contribuciones esperadas por parte de los diferentes sectores y tecnologías (figura 8.30).

Se verifica que, aparte de las grandes instalaciones hidráulicas, son la *energía eólica* y la *biomasa* las llamadas a proveer la mayor contribución al esfuerzo del sector eléctrico, el mismo gran contribuyente al cumplimiento de los objetivos (1.200 TWh).

Muchos observadores e instituciones consideran en la actualidad que, aunque fueran anunciados importantes proyectos de desarrollo para las próximos años en materia de RES, serán insuficientes para alcanzar los objetivos de 2020. Boati y Conway (2010) estiman que la participación de la producción de electricidad renovable alcanzará el 28,3% en 2020, conduciendo a un déficit cercano al 7% respecto a la contribución estimada (34%) por parte de la *electricidad* para llegar al objetivo conjunto del 20% de renovables en la energía primaria.





**Figura 8.30**  
**Contribuciones esperadas de las distintas tecnologías**

La Tabla 8.13 proporciona las estimaciones de estos autores por tipo de producción que *sería necesario* lograr para alcanzar los objetivos fijados.

<b>Tabla 8.13</b>				
<b>RES</b>	<b>Potencia instalada</b>		<b>Energía</b>	
	2009 GW	2020 GW	2009 TWh	2020 TWh
Eólica onshore	73	160	131	317
Eólica offshore	2	45	5	117
Hidroeléctrica	102	112	290	317
Biomasa	10	37	37	163
Solar	15	82	13	100
Otros	11	19	52	86
<b>Total RES</b>	<b>214</b>	<b>455</b>	<b>529</b>	<b>1100</b>
% de la producción de electricidad			18%	34%

Fuente: Boaty y Conway, CERA, 2010

Los principales obstáculos que impiden llegar a estos objetivos serían el síndrome llamado NIMBY (acrónimo en inglés por “not in my back yard”, que refleja la aceptabilidad social), los problemas de planeamiento de las construcciones, el abastecimiento de equipos, los problemas vinculados a la integración de las fuentes RES con las redes y los sistemas y los costos directos e indirectos de estas energías renovables.

### Los mecanismos de cooperación

Para alcanzar los objetivos propuestos, los Estados miembros *pueden* utilizar mecanismos de cooperación (que permiten alguna flexibilidad, como en cierta forma lo son los mecanismos implementados en la aplicación de los Protocolos de Kioto: IET, CDM y JI – ver capítulo 9):

- las *transferencias estadísticas*: intercambio entre Estados miembros a cantidades y precios convenidos;
- los *proyectos* realizados *en común* entre Estados y que pueden movilizar a actores privados (proyectos de producción de electricidad y de calefacción/refrigeración);

- la *unificación o la coordinación* de sus diferentes regímenes de apoyo;
- en el caso de la electricidad, la realización de proyectos en común con *terceros países*, mediando la conexión física del proyecto con el sistema europeo.

### Las Garantías de Origen (GO)

- Un certificado de “garantía de origen” es un documento que establece la naturaleza “renovable” (o “cogeneración de alta eficacia”) de una unidad de energía eléctrica producida y proporciona todas las informaciones necesarias a estos efectos (unidad de producción, tecnología, fecha de emisión, etc.).

Estas *GO* son emitidas por las instancias nacionales, que tienen también los registros que indican los intercambios de certificados. Existe una Asociación de Instancias de Emisión, que promueve especialmente la utilización de un sistema europeo armonizado, el “European Energy Certificate System” (EECS), susceptible de realizar transferencias electrónicas de los documentos estructurados entre los países miembros (actualmente 16 Estados miembro forman parte de esta asociación).

- El concepto de “garantía de origen” fue introducido por la directiva de 2001 (art. 5º) para, precisamente, garantizar el origen de la electricidad producida por RES. La directiva de 2009 impuso a los *proveedores* publicar para conocimiento de sus clientes el origen de la electricidad vendida.
- Estas *GO* pueden ser comercializadas y son objeto de *mercados*. La formación de precios en estos mercados está basada en la relación entre oferta y demanda, observándose diferenciales de precios en función de las tecnologías o de las regiones de origen, principalmente. Por ejemplo, en julio 2010: 0,15 €/MWh para la hidráulica de gran potencia; 0,38 €/MWh para la biomasa; y 0,85 €/MWh para la eólica. Más allá de esta utilización para la identificación, los certificados han sido utilizados con fines comerciales y financieros. Por ejemplo, en el caso de los proveedores de electricidad de Francia hacia Italia, la compra de *GO* por parte de los importadores italianos los exime de soportar los precios de los “Certificati Verdi” nacionales. Los precios de un certificado francés de origen llega de esta forma a casi 1,5 €/MWh.

Este sistema de mercado todavía no es realmente operativo y eficaz teniendo en cuenta especialmente la ausencia de integración europea.

## BIBLIOGRAFIA

- AIE, World Energy Outlook, 2009
- Arthur, W.B. “Competing technologies, investing returns, and lock-in by historical events”, *Economic Journal*, 99, 116-131, 1989.
- Boati, G. y Conway, A., “The sun of the green parts”, HIS-CERA, junio 2010.
- Boyle, G., *Renewable Energy*, Oxford University Press, 2004.
- Commission de régulation de l'énergie, “Charges prévisionnelles au titre de l'année 2010”, Anexo I, 8 octubre 2010.
- Didier, M. y Koleda, G. “Evaluation socioéconomique du programme de production d'électricité éolienne et photovoltaïque », Coe-Rexecode, Paris, octubre 2009.
- Douglas-Westwood, « Offshore wind : market structure ».
- European Environment Agency, “Europe's on and offshore wind energy potential”, junio 2009.
- European Wind Integration Study, ETSO, I Report, Julio 2008
- EWEA, Informe Anual 2008, junio 2009.
- Falbo, P., Felletti, D., Stefani, S., “Incentives for investing in renewable”, in German H., *Risk management in commodity markets*, Wiley, 2008.
- Frontier Ec. y Consentec, “Measuring and managing the costs of renewable generation in Europe”, octubre 2009.
- Giberson, M., “Frequent negative power prices in the West region of ERCOT”, Wind - Watch.org, noviembre 2009.
- Global Wind Energy Council, “Global Wind Report”, julio 2008.
- Golier, Ch., “Vers l'éclatement de la bulle vert? Un avantage exorbitant pour le solaire” *Le Monde*, 27 enero 2010.
- Hiroux, C., Sagan, M., “Large scale wind power in European electricity markets. Time for revisiting support schemes and markets designs?” Working Paper Larsen, Fontenay aux Roses, 2008.
- Ibenholt, K., “Explaining learning curves for wind power”, *Energy Policy*, 30, 1181-1189, 2002.
- Isoard, S. y Soria, A., “Technical change dynamics: evidence from the emerging renewable energy technologies”, *Energy Economics*, 23, 619-636, 2001.
- Mints, P., “Thin film technologies: 2010 and beyond”, Navigant Consulting, marzo 2010.
- Poyry, “How wind variability could change the shape of the British and Irish electricity markets”, julio 2009.
- RISO, “Offshore wind power experiences, potential and key issue for deployment”, enero 2008.
- Sarlos, G., Haldi, P.-A. y Verstraete, P., *Systèmes énergétiques*, Presses polytechniques et universitaires romandes, Lausana, 2003.
- Sikkema, R., Steiner, M., Junginger, M., y Hiegl, W., “Final report on producers, traders and consumers of wood pellets”, *Intelligent Energy*, diciembre 2009.
- Sioshanhi, R., Hurlbut, D., “Market protocols in ERCOT and their effect on wind generation”, *Energy Policy*, 2010.
- Tirole, J., “Politique climatique: une nouvelle architecture internationale”, Informe al Conseil d'Analyse Economique, La Documentation Française, 2009.

**ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE**

9.1	Los datos principales	598
9.2	Las iniciativas diplomáticas	609
9.3	La implementación de los textos	634
9.4	Economía del mercado de permisos	642
9.5	Perspectivas	667
	Bibliografía	671

Las problemáticas de la energía y del medio ambiente están vinculados desde hace mucho tiempo. Desde principios de los años 1970, por ejemplo, el debate sobre la energía nuclear civil contuvo elementos de política energética (después del “primer shock petrolero” de 1974) pero también, y sobre todo, sobre los temas de seguridad y gestión de residuos. De la misma forma, a mediados de los años 1990, sobre los posibles efectos de los campos electromagnéticos sobre la salud pública. Recordemos también las controversias relativas a la construcción de las grandes represas hidroeléctricas (China, América latina, etc.), los efectos térmicos provocados sobre los cursos de agua por las descargas de calor de condensación de las centrales eléctricas, el problema del SO<sub>2</sub> y las lluvias ácidas, el impacto sobre los suelos de las grandes explotaciones de lignito, etc.

Todos estos temas esenciales a las opciones energéticas, sean estas estratégicas u operativas, se plantearon en el campo político, tecnológico, económico y mediático, con consecuencias y repercusiones diversas.

Estos temas tienen, en todo caso, *dos puntos en común*:

- un arbitraje necesario entre preocupaciones ambientales o más generalmente sociales, y los costos derivados (líneas subterráneas en alta tensión, por ejemplo);
- las herramientas de políticas públicas a desplegar para su implementación (normas, fiscalidad, precios).

Además, las decisiones han estado siempre condicionadas por las restricciones técnicas, económicas y estratégicas para recurrir a *tecnologías* susceptibles de hacer efectivo el arbitraje deseado.

Cualquiera fuera la causa, energía y medio ambiente estarán cada vez más condicionadas una a la otra: si las preocupaciones ambientales relativas a la energía aparecen algunos cientos de años después de la “revolución industrial de la energía”, es difícilmente imaginable en la actualidad pensar en una política sin tener en cuenta estos dos aspectos. De la misma forma que, podríamos decir, lo que ocurre con la política económica y social: es cierto que un periodo más o menos largo ha separado el despegue de una y la toma de conciencia de la otra, pero sería hoy impensable, y además contraproducente, separar ambos enfoques.

Para ilustrar esta dualidad, elegimos presentar una síntesis de la problemática llamada de *las gases de efecto invernadero* relacionados con el sector energético.

Varios elementos hacen de esta tema un ejemplo electivo de nuestro propósito: su actual repercusión mediática, su extraordinaria complejidad técnica, económica y diplomática, no solamente en las decisiones prácticas que deben ser operadas sino también a nivel de los conceptos que ellas movilizan. De hecho, por su naturaleza y campo de aplicación, este tema engloba y abarca todos los parámetros presentados anteriormente.

En el marco de este libro, nuestro objetivo consistirá en proponer una lectura metodológica y de principio, sin detallar demasiado las tecnicidades ni las controversias, pero

inscribiéndolas inevitablemente en el contexto que se plantea en la actualidad, el del *cambio climático*.

## 9.1 LOS DATOS PRINCIPALES<sup>1</sup>

Las primeras hipótesis evocando la posibilidad de un recalentamiento del clima debido al incremento de la concentración en gas carbónico (CO<sub>2</sub>) en la atmósfera datan de fines del siglo XIX. S. Arthémus enuncia *la teoría del calentamiento global* en la relación entre un posible aumento de la temperatura de la tierra y el consumo industrial de carbón, ya entonces muy desarrollado. En un artículo publicado en 1896, Arthémus estimó la influencia de la variación del contenido de gas carbónico en la atmósfera sobre la temperatura promedio de la tierra. Con las herramientas a su disposición, calculó que multiplicando por tres la tasa de gas carbónico atmosférico la temperatura promedio terrestre a nivel del suelo se incrementaría en 9° C. Los datos científicos esenciales correspondientes al fenómeno del calentamiento global serán retomados en el Cuadro 9.1.

Habrá que esperar unos sesenta años para que esta hipótesis sea considerada y que se realicen medidas de la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera en forma sistemática. Los primeros resultados de estas observaciones, publicados en los años 1960, contribuirán a suscitar un primer debate en la comunidad científica sobre los eventuales efectos climáticos a largo plazo del incremento de la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera, vinculado al consumo creciente de combustibles fósiles. Un estudio interdisciplinario coordinado por el Massachusetts Institute of Technology y publicado en 1970, en el marco de la preparación de la primera conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente<sup>2</sup>, dedica un capítulo a los efectos de las actividades humanas sobre el clima concluyendo en la *posibilidad* de cambios climáticos y alertando sobre la necesidad de intensificar las investigaciones sobre estos riesgos y sobre los medios que permitan enfrentarlos (W.H. Matthews, 1970).

Hasta entonces, el debate estaba restringido al estricto campo científico, con lo que ello implica, esencialmente en términos de posibles controversias, el camino recorrido hasta las actuales negociaciones internacionales ha sido muy largo. Se puede decir (B. Denis, 2003) que *“en este proceso, las redes de expertos y las organizaciones de defensa del medio ambiente jugaron, junto a algunas las organizaciones internacionales un papel preponderante. Algunos científicos, sensibles a la protección del medio ambiente, contribuyeron a la vulgarización y a la mediatización del debate, permitiendo de esta forma que el público y las elites se familiaricen con la temática”*.

El proceso del pasaje del mundo científico a la esfera política que acabamos de evocar será analizando partiendo de la conferencia sobre el clima realizada en *Estocolmo en 1972*. Vamos a privilegiar, en esta narración histórica, el nivel de las *iniciativas internacionales*, si bien se han realizado numerosas reuniones y conferencias durante el mismo período, particularmente en el seno de la Comunidad europea.

---

<sup>1</sup> Con Jacques Fraix

<sup>2</sup> Ver Tabla 9.3

### 9.1.1 El efecto del calentamiento global antrópico

Los gases susceptibles de absorber la radiación infrarroja emitida por la superficie terrestre son aquellos llamados de *fuerte poder radioactivo*. La tabla 9.1 retoma las características de tres de ellos, desde el punto de vista de su contribución al calentamiento global<sup>3</sup>.

<b>Tabla 9.1</b>			
<b>Características de los principales gases de efecto invernadero (H. Chamley, 2002)</b>			
	<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>CH<sub>4</sub></b>	<b>N<sub>2</sub>O</b>
Duración de vida en la atmósfera (años)	50-200	10	150
Concentración preindustrial (ppbv)*	280.000	790	288
Concentración 1990 (ppbv)	353.000	1.720	310
Incremento anual (%)	0,5	1,1	0,3
Contribución relativa al efecto invernadero (%)	60	15	5

\*ppbv: partes por mil millones en volumen (concentración de un contaminante en la atmósfera)

Estos gases son producidos por fuentes naturales, pero también por diferentes fuentes antrópicas, es decir vinculadas a las actividades humanas. Mostraremos a continuación sus principales características.

#### **El dióxido de carbono CO<sub>2</sub>**

El origen humano en el aumento de la concentración de CO<sub>2</sub> está principalmente vinculado a la combustión de los combustibles fósiles<sup>4</sup> (petróleo, carbón, gas natural). Un tercio del CO<sub>2</sub> emitido se debe a la deforestación cada vez menos compensada por nuevas plantaciones, sobre todo en los países en desarrollo, a lo que se agrega el uso y trabajo de suelos y en forma general, el uso y la explotación de las superficies continentales.

#### **El gas metano CH<sub>4</sub>**

Naturalmente asociado a los combustibles fósiles y a las fermentaciones biológicas (descomposición vegetal, digestión, gas de pantanos), el CH<sub>4</sub> es liberado a la atmósfera por actividades humanas muy diversas como la extracción minera, el cultivo de arroz, la cría de ganado, el almacenamiento de materias orgánicas en descargas públicas, la bio-incineración, etc.

<sup>3</sup> También debemos citar el HFC 23 que recientemente ha sido puesto en actualidad debido a eventuales abusos en su reducción utilizando los mecanismos de flexibilidad (*cf. infra*).

<sup>4</sup> Por ejemplo, quemar gas natural (el metano CH<sub>4</sub>) produce una reacción que se puede escribir de la siguiente forma: CH<sub>4</sub> + 2O<sub>2</sub> → CO<sub>2</sub> + 2 H<sub>2</sub>O + Energía

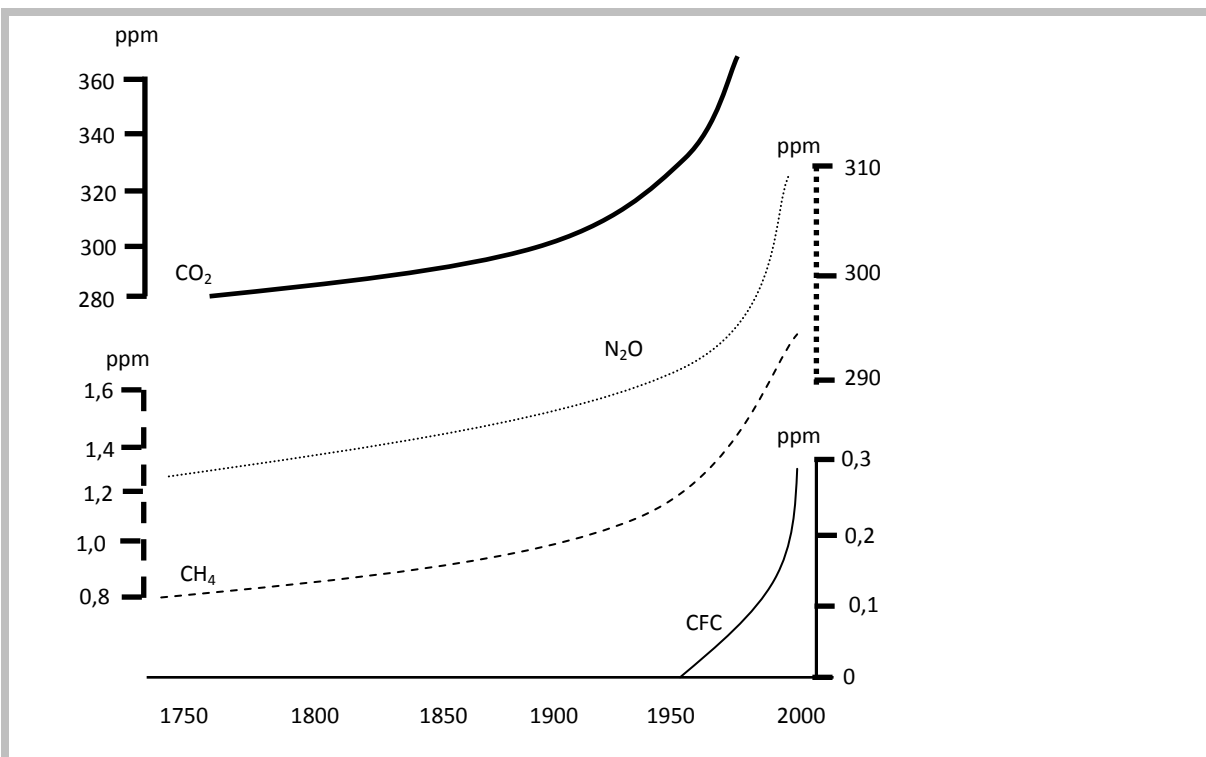
## El oxido nitroso N<sub>2</sub>O

Este gas se produce en la actividad microbiológica de los suelos, de la combustión de la madera y de los combustibles fósiles, de los desechos agrícolas y de los fertilizantes.

## Los clorofluorcarbonos CFC

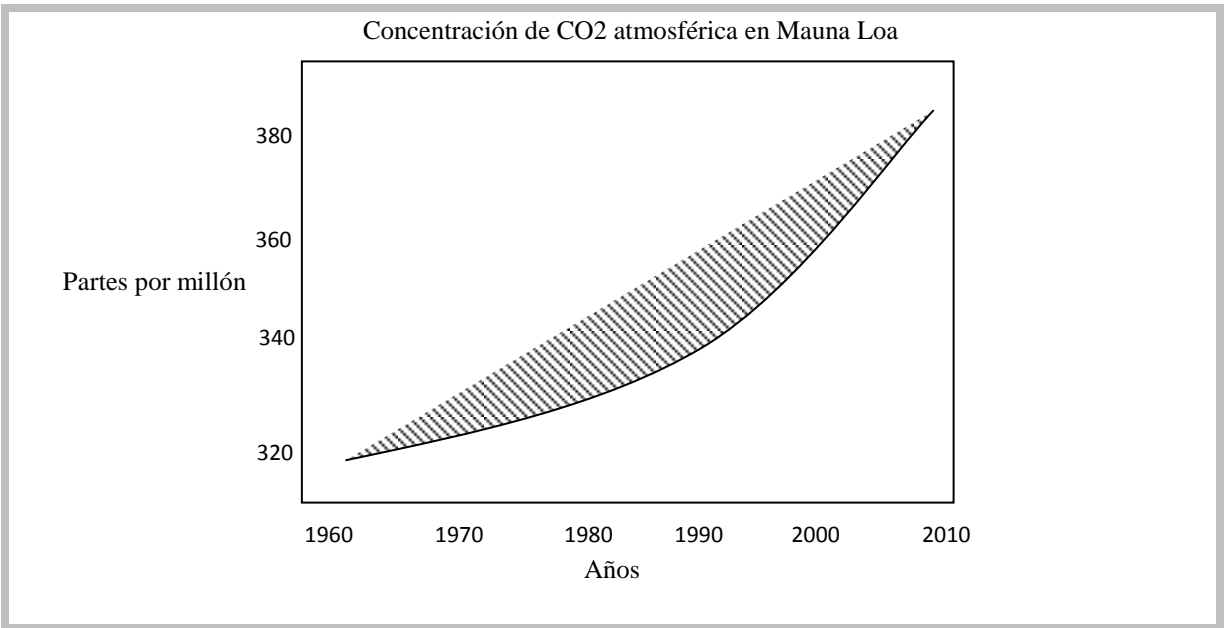
Exclusivamente artificiales, los CFC son sintetizados para la producción de frío (freones), la fabricación de gases propulsores de aerosoles y diversos procesos industriales. Emitidos a la atmósfera desde fines de los años 1950, estos gases contribuyen al calentamiento global y a la destrucción del ozono estratosférico. Para reducir los riesgos de ampliación del “agujero de ozono” en altas altitudes, varios acuerdos internacionales condujeron a limitar su utilización y con ello las correspondientes emisiones. La utilización de estos gases continúa siendo significativa, sin embargo, en algunos países en desarrollo y los productos substitutivos todavía contribuyen parcialmente al efecto invernadero.

La concentración en la atmósfera de estos gases de efecto invernadero ha aumentado en forma continua (figura 9.1) durante las últimas décadas. Este incremento puede ponerse en paralelo con el desarrollo industrial (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O) y se amplificó con la implementación de nuevas tecnologías (CFC). Las mediciones de concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera realizadas a partir de 1958, por iniciativa de C.D. Keeling brindan la variación de estas concentraciones en la atmósfera en el sitio de Mauna Loa (Hawai) y se consideran bastante ilustrativas de esta evolución (ver fig. 9.2).



**Figura 9.1**  
Concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera desde el siglo XVIII





**Figura 9.2**  
Concentración de CO2 en la atmósfera

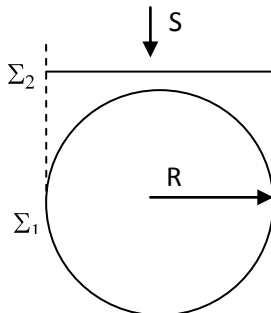
### CUADRO 9.1

#### Indicaciones sobre la física del efecto invernadero

1. La *cantidad total de energía solar* que llega a la Tierra es aquella que pasa a través de un disco de radio  $R$  igual al de la Tierra y perpendicular a los rayos del sol. Las mediciones satelitales brindan un valor de esta *constante solar* de alrededor  $1.368 \text{ W/m}^2$ . La relación entre la sección perpendicular a los rayos del Sol y la superficie de la Tierra es igual a (fig. 9.3):

$$\frac{\Sigma_2}{\Sigma_1} = \frac{\pi R^2}{4\pi R^2} = \frac{1}{4}$$

De forma que, *cada* metro cuadrado de la Tierra recibe  $1368/4 = 342 \text{ W/m}^2$ .



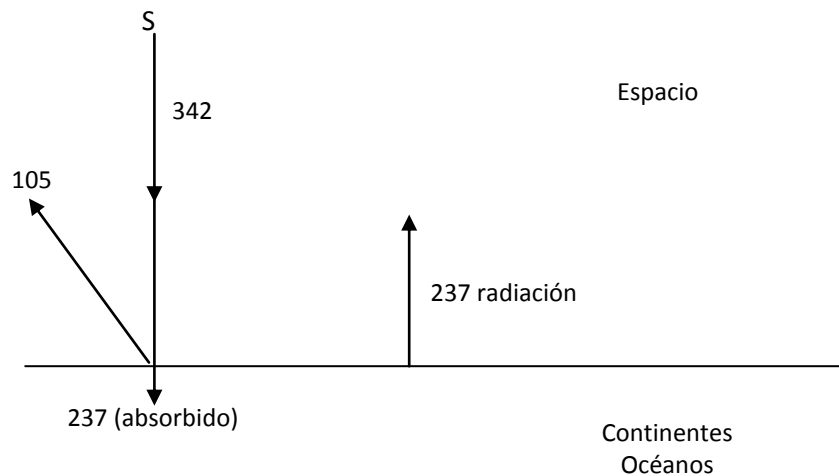
**Figura 9.3**

Las mismas medidas efectuadas por satélite nos indican que aproximadamente el 30% de este flujo es *reflejado* por la Tierra hacia el espacio, mientras que  $342 \times 0,69 \sim 237 \text{ W/m}^2$  son *absorbidos* y son de alguna forma “disponibles” para determinar el clima.

2. Si no hubiera *atmósfera* (fig. 9.4) el flujo sería:

- energía solar entrante: 342
- energía reflejada en la superficie – es decir reenviada como por un espejo – por la Tierra hacia el espacio:  $105^1$
- energía absorbida por la superficie (continental y oceánica): 237

<sup>1</sup> Suponiendo que el poder reflectivo de la *superficie* sea igual que el que actualmente tiene la Tierra



**Figura 9.4**  
**Tierra sin atmósfera (Flujo en  $\text{W/m}^2$ )**

Según la ley de Stefan-Boltzmann, la superficie terrestre va a emitir *radiaciones* en una gama de longitudes de onda en función de su temperatura y el *equilibrio radiante* entre la energía absorbida y la energía emitida por la Tierra será igual a:

$$\frac{S(1 - \alpha)}{4} = \sigma T^4 \quad (1)$$

donde  $S$  es la constante solar (en  $\text{W/m}^2$ )  
 $\alpha$  es el coeficiente de reflexión ( $\alpha = 0,3$ )  
 $T$  es la temperatura de la superficie terrestre (en  $^\circ\text{K}$ ) en ausencia de atmósfera, temperatura también llamada *efectiva*  
 $\sigma = 0,567 \times 10^{-7} \text{ (W/m}^2\text{)K}^{-4}$

Para la Tierra, la solución de la ecuación (1) *brindaría* una temperatura de superficie de  $-18 \text{ }^\circ\text{C}$ . La temperatura real en la superficie es de alrededor de  $15 \text{ }^\circ\text{C}$ . La diferencia,  $33 \text{ }^\circ\text{C}$ , es en alguna forma

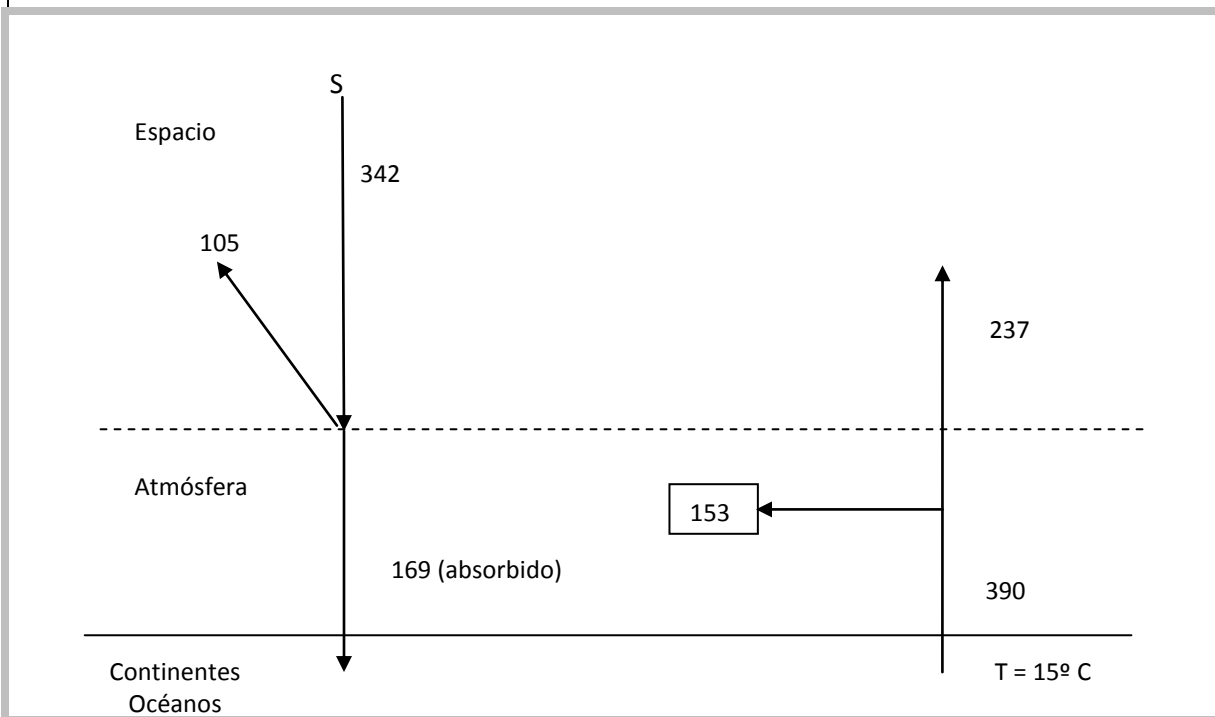
la expresión de la *importancia de la atmósfera* en la determinación de la temperatura de la superficie terrestre.

3. Que sucede en realidad, es decir en presencia de la *atmósfera*

Los datos físicos muestran que solo la *mitad* de la energía primaria solar incidente ( $342 \text{ W/m}^2$ ) llega a la superficie de la Tierra donde es absorbida ( $-169$  sobre  $342 \text{ W/m}^2$ ).

Por una parte, si aplicamos la ley de Stefan-Boltzmann para una temperatura de  $15^\circ \text{C}$  a la superficie de la Tierra, se calcula que esta debe *irradiar una energía de  $390 \text{ W/m}^2$* .

El equilibrio radiante del planeta exige que la energía solar “entrante” efectiva ( $237 \text{ W/m}^2$ ) sea contrabalanceado por la energía infrarroja “saliente” (ver figura 9.5).



**Figura 9.5**  
**Tierra con atmósfera. Efecto invernadero natural**

De esta forma,  $390 - 237 = 153 \text{ W/m}^2$  quedan *entramados en la atmósfera*. Esta trampa constituye el *efecto invernadero natural*. Se debe a la existencia en la atmósfera de *gases de efecto invernadero*, que absorben eficazmente la radiación emitida ( $390 \text{ W/m}^2$ ), sin perturbar a la radiación entrante ( $237 \text{ W/m}^2$ ).

4. Un incremento de la concentración de estos GEI conduce a un atrapamiento *adicional* y por lo tanto a la intensificación del efecto invernadero natural. Actualmente este es del orden de los  $2 \text{ W/m}^2$ , lo que explica las dificultades en su medición directa, dado la precisión que se requiere de los instrumentos instalados en los satélites.

Con: André Berger, UC Louvain

Si bien está confirmado un aumento antrópico de la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera, otra cosa es *predecir* cuales serán las consecuencias de este crecimiento, particularmente en lo que se refiere a la evolución del clima.

La primera pregunta a la los climatólogos se vieron confrontados se refiere a la *previsión de las concentraciones de GEI* lo que es pertinente recordar para evaluar la evolución climática en los próximos años. Esta previsión depende a su vez de la evolución de las actividades humanas y de eventuales contra medidas que se vayan a implementar, no se trata de previsiones como se entienden en un contexto científico, sino más bien de una “escenarización”. Desde 1997, el IPCC<sup>5</sup> se ha dedicado a reunir todas las informaciones disponibles en el campo de la *modelización socio-económica*, con el objeto de proponer una gama de escenarios que cubra el *más amplio conjunto de futuros posibles*. Los resultados fueron publicados en el año 2000 bajo el título de “Informe Especial sobre los Escenarios de Emisiones” (SRES).

El SRES desarrolla *seis escenarios de referencia* a los cuales *no les atribuye niveles de probabilidad de ocurrencia* y que se pueden describir de la siguiente manera<sup>6</sup>:

- Escenario A1F1

Un mundo caracterizado por un crecimiento económico muy rápido con un pico de población mundial a mediados del siglo XXI, con una rápida evolución hacia nuevas tecnologías más eficaces y el desarrollo tecnológico de fuentes de energía con *un fuerte componente fósil*.

- Escenario A1T

Idéntico a A1F1, pero con un desarrollo tecnológico de fuentes de energía con un fuerte componente *no fósil*.

- Escenario A1B

Idéntico a A1F1, pero con un desarrollo tecnológico de fuentes de energía *equilibrando las fuentes fósiles y no fósiles*.

- Escenario B1

El planeta presenta las mismas características demográficas que los escenarios A1, pero con una evolución más rápida de las estructuras económicas hacia una economía de servicios y de la información.

---

<sup>5</sup> Ver Tabla 9.3

<sup>6</sup> IPCC, 2008, pág. 44

- Escenario B2

El mundo está caracterizado por *niveles intermedios* de crecimiento demográfico y económico, privilegiando *la acción local* para lograr una durabilidad económica, social y ambiental.

- Escenario A2

El mundo es *heterogéneo*, caracterizado por un fuerte crecimiento demográfico, bajo nivel de desarrollo económico y lentos progresos tecnológicos.

Si bien estos escenarios permitieron *estimar*, en cada uno de ellos, las emisiones correspondientes de GEI, se requirió una etapa suplementaria para *calcular la concentración de estos gases en la atmósfera*. Para ello jugaron un papel importante los modelos llamados de *química de la atmósfera*, que conocieron un importante desarrollo durante los años 1990. El pasaje de *emisiones a concentraciones* es muy importante: estabilizar las emisiones de CO<sub>2</sub>, por ejemplo, no conduce a disminuir la concentración de este gas, ya que *más de la mitad de las cantidades emitidas a la atmósfera se mantienen allí durante más de un siglo* resultando un importante efecto de acumulación.

Las características de los “climas futuros” están por lo tanto basadas en la modelización de fenómenos que suceden en la atmósfera, los océanos y la biósfera, debiendo tener en cuenta grandes ciclos biogeoquímicos y la influencia de las actividades humanas. Se trata por lo tanto, de integrar en la reflexión las restricciones naturales y económicas, como así también las leyes de la física y la descripción de la biósfera, de todos los componentes de la superficie terrestre y de sus interacciones.

Podemos postular, por lo tanto, que el conocimiento detallado y certero de una buena cantidad de estos datos y fenómenos no es, simplemente, posible. Es necesario entonces recurrir a medios, que son chequeados sobre situaciones actuales o del pasado cercano, que nos permitan disponer de informaciones numéricas. Entre las limitaciones de estos datos y modelos que se derivan de aquellos, debemos citar la imprecisión de las condiciones iniciales y la insuficiencia de las metodologías de cálculo que describen el conjunto de fenómenos pertinentes. Los modelos actuales sin embargo, constituyen la única base de previsiones disponibles para las próximas décadas.

### **El cuarto informe del IPCC<sup>7</sup>**

Las conclusiones de este Informe pueden sintetizarse de la siguiente forma:

- Cambios climáticos observados y efectos verificados

*“El calentamiento del sistema climático es un hecho sin equívocos. Ya se observa, a escala global, un incremento de las temperaturas medias de la atmósfera y del océano (...)”.*

---

<sup>7</sup> IPCC, *Resumen para tomadores de decisión*, 2008

Es muy probable, de acuerdo al Informe, que las temperaturas medias en el hemisferio norte hayan sido más altas en la segunda mitad del siglo XX que durante *cualquier otro periodo de cincuenta años a lo largo de los cinco últimos siglos*, y es probable que hayan sido las más altas desde al menos 1.300 años.

*“Las observaciones efectuadas en todos los continentes y en la mayor parte de los océanos muestran que una multitud de sistemas naturales han sido alcanzados por los cambios climáticos regionales, y en particular por la elevación de las temperaturas”.*

- Las causas de la evolución del clima

*“Desde 1750, bajo el efecto de las actividades humanas, las concentraciones atmosféricas de CO<sub>2</sub>, de CH<sub>4</sub>, y de N<sub>2</sub>O crecieron fuertemente; hoy en día son muy superiores a los valores históricos determinados por el análisis de muestras de hielo que se remontan a varios milenios atrás”.*

El IPCC estima que se puede postular *con un muy alto nivel de confianza* que las actividades humanas desarrolladas desde el año 1750 tuvieron como efecto contribuir al calentamiento climático.

*“Lo esencial del incremento de la temperatura media del planeta observado luego de mediados del siglo XX se puede atribuir con mucha probabilidad al incremento de las concentraciones de GEI antrópicos”.*

- Los cambios climáticos proyectados y los efectos esperados

*“Vistas las políticas de mitigación y las prácticas de desarrollo sostenible existentes, las emisiones mundiales de GEI continuarán aumentando durante las próximas décadas”.*

Las emisiones mundiales de GEI (en equivalente CO<sub>2</sub>) aumentarán entre 25% y 90% entre el año 2000 y el 2030.

*“La continuidad de las emisiones de GEI al ritmo actual o a un ritmo mayor debería acentuar el efecto de calentamiento global y modificar profundamente el sistema climático en el siglo XXI. Es muy probable que estos cambios sean más importantes que los que han sido observados durante el siglo XX”.*

Se anticipa un calentamiento de alrededor de 0,2 °C por década a lo largo de los próximos veinte años en varios de los escenarios de emisiones del SRES. *Aun si las concentraciones del conjunto de GEI y de aerosoles se mantuviera en los mismos niveles del año 2000*, el incremento de la temperatura proseguiría a un ritmo de aproximadamente 0,1° C por década. Las proyecciones a más largo plazo, divergen cada vez más según el escenario considerado, como lo muestra la tabla 9.2.

**Tabla 9.2**  
**Proyecciones IPCC de los valores medios de calentamiento en la superficie y la elevación del nivel del mar a fines del siglo XXI a escala global**

*Escenarios sin medidas de mitigación.*

Escenario	Concentración de los GEI y aerosoles antrópicos en 2100 (ppm, equivalentes CO <sub>2</sub> )	Variación de la temperatura en 2090-2099 respecto a 1980-1989 (°C)
B1	600	1,8 (1,1 – 2,9)
A1T	700	2,4 (1,4 – 3,8)
B2	800	2,4 (1,4 -3,8)
A1B	850	2,8 (1,7 – 4,4)
A2	1250	3,4 (2,0 – 5,4)
A1F1	1550	4,0 (2,4 – 6,4)

La Tabla 9.2 brinda también los muy importantes *intervalos* de estimaciones de variación de la temperatura en el muy largo plazo. Esto muestra una de las mayores dificultades de la problemática: si las *constataciones* se revelan como ciertas (aumento de GEI en la atmósfera, aumento correlativo de la temperatura y, dada la naturaleza de los GEI, fuerte probabilidad del aporte antrópico), sus *consecuencias* son mucho más difíciles de establecer, habida cuenta de la gran complejidad física de los numerosos fenómenos en causa, sus interacciones y la dificultad para modelizar. Será por lo tanto necesario definir los escenarios, cuyos resultados deben ser relativizados, habida cuenta de las hipótesis que los subyacen, y explotados con rigor, como por otra parte lo especifican los mismos climatólogos.

### 9.1.2 Las primeras tomas de conciencia política

- El Informe del Club de Roma (1972)

Las reflexiones del “Club de Roma”<sup>8</sup> tenían como objetivo exponer, por un lado, el problema matemático que plantea el crecimiento exponencial de las necesidades en un mundo de recursos finitos y, por otra parte, las consecuencias que podrían implicar el mantenimiento en el tiempo de este tipo de crecimiento: “*Nosotros afirmamos que las vías globales de desarrollo están estrechamente ligadas a otras vías globales y que debe desarrollarse una estrategia a escala mundial para atacar todos los problemas esenciales, en particular el de la relación entre el hombre y su medio ambiente.*”

*La población del planeta se duplica en poco más de treinta años, el stock de recursos naturales disminuye, y como consecuencia la sociedad tendrá problemas para satisfacer sus necesidades y las aspiraciones de tanta gente en tan poco tiempo. Seremos probablemente llevados a intentar satisfacer estas exigencias mediante una sobreexplotación del medio ambiente comprometiendo de esta forma la capacidad de la tierra a continuar manteniendo la vida, En los dos polos de la relación hombre – medio ambiente, la situación empeorará. No podemos contar con ninguna solución puramente*

<sup>8</sup> Delaunay, J., 1972, Este libro contiene una traducción al francés del Informe del Club de Roma propiamente dicho, publicado el mismo año en inglés bajo el título “The limits to growth”.

*tecnológica para quebrar este círculo vicioso. Desarrollo y medio ambiente deben ser tratados absolutamente como un solo problema.*

Los autores del Informe no se hacían ilusiones, sin embargo, sobre la dificultad de las tareas a emprender: “(...) *Las tradiciones, la educación, las exigencias de la vida cotidiana y sobre todo los intereses egoístas harán que esta transformación sea lenta y dolorosa. Solo una verdadera toma de conciencia de la condición humana, en este momento de la historia, puede proveer motivaciones suficientes para que aceptemos los sacrificios personales y los cambios de las estructuras políticas y económicas necesarias para recuperar el equilibrio*”, ni sobre su amplitud: “*Este informe presenta sin ambigüedades las decisiones que se presentan no a una nación o a un pueblo en particular sino al conjunto de naciones y pueblos, obligando de esta forma al lector a elevarse al nivel de la problemática mundial...*”.

Releyendo esto pasajes del Informe no es posible no verse impactado por la similitud de los parámetros y comportamientos entre la cuestión general de “ la extrapolación de las exponenciales” que se le planteó al Club y el problema particular, si es posible escribirlo así, de los gases de efecto invernadero. Cuarenta años después, también es interesante remarcar que el Informe hablaba de “imperativo de extrema urgencia”<sup>9</sup>.

- El “principio de responsabilidad” de H. Jonas (1979)

Algunos años después de la publicación del Informe del Club de Roma, el filósofo alemán Hans Jonas publicaba un libro destacable: *El principio de responsabilidad*. El autor defiende aquí la necesidad de una *ética nueva* frente a las innovaciones a las que la ciencia, la tecnología y la economía pueden conferir a fuerzas desconocidas hasta ahora. Según Jonas, los problemas a los cuales está confrontada la humanidad se caracterizan por una nueva amplitud, sus características de largo plazo, su irreversibilidad y sus efectos acumulativos. Para él, era necesario nada menos que *invertir* la lógica de Descartes, para la cual un resultado no demostrado, es falso (Jonas, 1993).

El postulado de Jonas es que la moderna tecnología está en el origen de las acciones y perturbaciones, *de una naturaleza y de un orden de magnitud totalmente nuevos* con consecuencias inéditas y tales que la anterior y tradicional ética no puede contener. Correspondería entonces a la humanidad presente dotarse de las leyes necesarias para que exista todavía un mundo para las futuras generaciones, y su deber sería el de preservar el mundo físico actual, de forma que las condiciones necesarias a la presencia de la humanidad futura sean respetadas.

---

<sup>9</sup> El Club de Roma fue creado en 1968 a la iniciativa de científicos y responsables de la industria. Este club encargó un estudio sobre los límites del crecimiento a un equipo de investigadores dirigido por Jay Forrester y D. Meadows, del MIT, cuyos resultados fueron publicados en 1972. El informe fue objeto de dos actualizaciones en 1992 y 2004. En esta última revisión, los autores estimaron que “serán necesarios todavía entre 10 y 20 años para que el tema de los límites del planeta tenga amplio consenso y pueda desembocar en políticas globales”.



Estos principios filosóficos condujeron a diferentes consecuencias más prácticas, entre las que se encuentra el celebre “principio de precaución” que, por más racionalizado que pueda parecer<sup>10</sup>, es evocado a veces en forma desconsiderada, para justificar en un tema preciso una tesis o descalificar otras.

- El enfoque político

La relación del hombre con el medio ambiente y sus consecuencias no han sido una preocupación solamente de los científicos y los filósofos. El mundo político en su conjunto se ha interesado progresivamente en este tema y comprendió rápidamente que se trataba de un problema que sobrepasaba las fronteras nacionales, implicando por lo tanto una aproximación universal.

Paralelamente a las reflexiones y tomas de posición de científicos y políticos, se desarrolló también una organización de las llamadas “no gubernamentales” (ONG) que, bajo diferentes formas, contribuyó a la difusión de los desafíos que rodea al tema del cambio climático y a la colocación de este tema en la agenda de los gobiernos. Estas organizaciones ayudaron a mediatizar el tema, a fijarlos en el espíritu de la opinión pública y a empujar a los gobiernos a actuar, manteniendo sobre ellos una presión constante.

Las secciones que siguen proponen un análisis relativamente detallado de la evolución de esta problemática, bajo tres aspectos:

- las negociaciones internacionales a nivel de las *iniciativas diplomáticas* (sección 9.2);
- los aspectos *técnicos* de los textos acordados (sección 9.3);
- a nivel europeo, su implementación mediante *mecanismos de mercado* y la economía de los permisos de emisión (sección 9.4).

## 9.2 LAS INICIATIVAS DIPLOMÁTICAS

En este punto resulta útil proporcionar un relato histórico completo y comentado de las negociaciones internacionales que, después de cuarenta años, trataron sobre estos temas, para poner en evidencia su dinámica y los verdaderos orígenes de los conceptos o de las situaciones que, todavía hoy, determinan los desafíos de esta muy difícil cuestión; por ejemplo:

- el concepto mismo de desarrollo sostenible;
- la necesidad de consensos y la ambigüedad de los compromisos;
- las políticas soberanas de los Estados en vistas de su responsabilidad internacional;
- el equilibrio de los acentos colocados, *en los textos*, entre las preocupaciones ambientales y económicas;

---

<sup>10</sup> C. Henry brinda un análisis económico ilustrativo en Bureau, D., Henry, C. y Picard, P., “Développement durable”, Curso de l’Ecole Polytechnique, p. 19 a 27. Encontramos un análisis más general en Gollier, C., Julien, B. Y Treich, N. : “Learning and irreversibility: an economic interpretation of the precautionary principle” (IDEI, Toulouse).

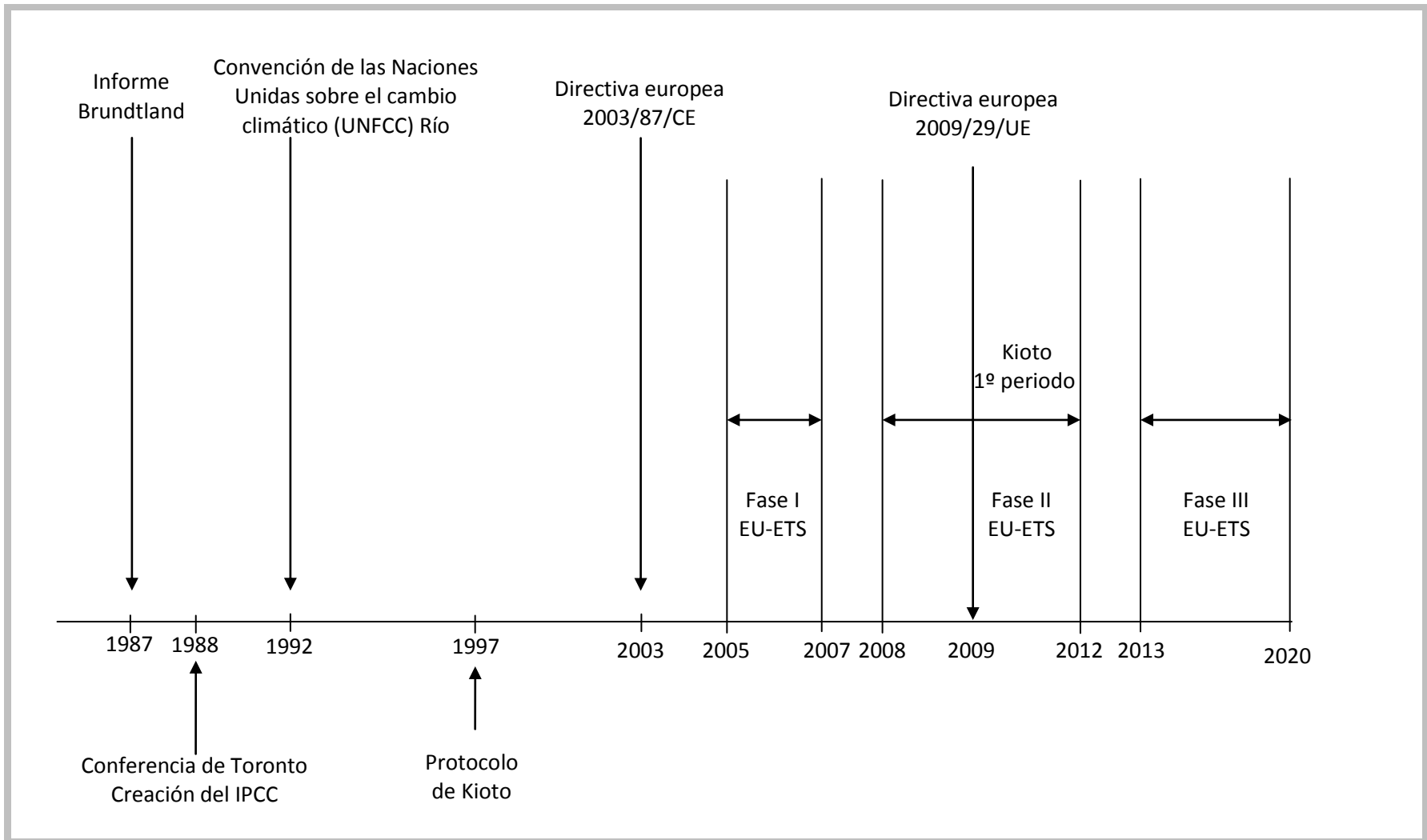
- las cuestiones vinculadas al *desarrollo*;
- las responsabilidades *comunes pero diferenciadas*;
- la política de anticipación de la Unión europea

### **9.2.1 Las negociaciones anteriores a la conferencia de Río**

*En las primeras etapas del proceso*, los gobiernos no ocuparon el papel protagónico: *representantes* de los Estados asistían a conferencias informales pero sin defender ninguna posición política oficial, limitándose a declaraciones de intención puntuales. Sin embargo, la apertura de grandes negociaciones internacionales, otorgó a los Estados un lugar preponderante: cuanto más avanzaron los debates hacia la redacción de *documentos normativos o de carácter obligatorio*, los intereses nacionales más comenzaron a participar y creció la fragmentación del espacio político mundial con la incorporación de entidades soberanas que presentaron intereses diferenciados que se fueron afirmando. Encontramos en esta evolución, sin duda, la explicación de la lentitud que caracteriza al conjunto del proceso, las frustraciones que se producen en algunos actores nacionales y observadores y su terrible complejidad.




Por otra parte, la inserción del debate y la toma de posiciones y las decisiones en el marco de la ONU, sobre todo después de Río, ha influido en los procedimientos y en los comportamientos. Este marco es hoy en día por numerosos observadores.

El detalle de las etapas de esta toma de conciencia se sintetiza en la Tabla 9.3.




**Cronología resumida de la Tabla 9.3**



1979	Conferencia mundial sobre el clima (Ginebra, 12 al 23 de febrero 1979). Por iniciativa de PNUMA y de la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el Consejo Internacional por la Ciencia (CIS).		
1983		 <p data-bbox="691 730 1068 898">Resolución 38/161, XXXVIII sesión de la Asamblea General 19 de diciembre 1983. Adopción e implementación de la decisión 11/3 de PNUMA</p> 	<p data-bbox="1086 478 1406 722">Decisión 11/3 de PNUMA (23 de mayo 1983) relativa a la elaboración de un estudio sobre las perspectivas del medio ambiente hasta el año 2000 y mas allá.</p> <p data-bbox="1086 905 1406 1079">Constitución de la Comisión Brundtland (Comisión Mundial para el medio ambiente y el desarrollo)</p>
1987			<p data-bbox="1086 1083 1406 1896"><u>Informe Brundtland</u> Conclusiones de la comisión con la definición del concepto de desarrollo sostenible: “Desarrollo que responde a las necesidades del presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer las suyas”. Dos conceptos son inherentes a esta noción: el concepto de “necesidades” y más particularmente de las necesidades esenciales para los más desprotegidos, a los que hay que acordar la mayor prioridad: la idea de las limitaciones que el estado de nuestra tecnología y de nuestra</p>

		<p>Resolución 42/107 XLII sesión de la Asamblea General, 11 de diciembre de 1987. Aprobación del Informe Brundtland: el desarrollo sostenible “deberá transformarse en el principio director fundamenta para las Naciones Unidas, los gobiernos y las instituciones, organizaciones y empresas privadas.</p>	<p>organización social impone sobre la capacidad del medio ambiente a responder a las necesidades actuales y futuras”. La comisión recomienda la convocatoria de una conferencia internacional, encargada de examinar los progresos obtenidos y de suscitar los “arreglos que continuaran siendo necesarios para colocar los jalones en la vía del progreso humano y mantenerlos dentro de las normas en armonía con las necesidades del hombre y de las leyes naturales”.</p>
1988	<p>Conferencia mundial sobre la atmósfera en evolución (Toronto, 27 al 30 de junio de 1988). Los Gobiernos son invitados a establecer en forma urgente un “plan de acción para la protección del medio ambiente”. Se fija por primera vez un objetivo cuantificado, reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, en un 20% respecto de su tonelaje de 1988, al año 2005.</p>	<p>Resolución 43/53 XLII sesión de la Asamblea General del 6</p>	<p>Creación en noviembre de 1988 del “Grupo de Expertos Intergubernamentales para el estudio del clima” (GIEC – IPCC), por el PNUMA y la OMM. El GIEC es el encargado de proveer las informaciones científicas evaluando las incidencias ecológicas y socioeconómicas de la evolución del clima, proponiendo estrategias para superarlas.</p>

		de diciembre 1988. Aprobación de la creación del GIEC	
1989	<p>Declaración de La Haya (conferencia del 11 y 12 de marzo de 1989 de 24 jefes de Estado y de gobierno a iniciativa de Francia, Noruega y de los Países Bajos. Se toma acto de la creación del GIEC y fija los siguientes principios:</p> <p>del deber de la comunidad de naciones frente a las generaciones presentes y futuras de realizar todo lo necesario para preservar la calidad de la atmósfera , de las obligaciones de asistencia particular de los países industriales hacia los países en desarrollo.</p> <p>Resolución del Consejo del 21 de junio de 1989 relativa al efecto invernadero y la Comunidad (JOCE C 183 del 20 de julio de 1989). La Comisión de la CE invita a proponer medidas sobre el problema del CO<sub>2</sub> para aportar una contribución eficaz al debate internacional.</p> <p>Declaración del Gran Arco (cumbre económica del G7, 15 y 16 de julio de 1989). Reconocimiento de los posibles cambios climáticos ligados a las emisiones de CO<sub>2</sub> y de otros GEI. Recomienda en particular limitar estas emisiones y concluir rápidamente una convención-marco sobre la evolución del clima, destinada a fijar las</p>		<p>Decision 15/36 de PNUMA (25 de mayo de 1989) llamando a preparar las negociaciones, e colaboración con la OMM teniendo en cuenta los trabajos del GIEC para una convención-marco sobre el clima. Estas negociaciones deberían comenzar tan rápido como sea posible con el primer informe del GIEC.</p>

	<p>orientaciones o principios generales con el objetivo de movilizar y racionalizar los esfuerzos desplegados por la comunidad internacional.</p> <p>Declaración de Noordwijk (conferencia ministerial sobre la polución atmosférica y el cambio climático del 6 y 7 de noviembre de 1989, con 67 países representados).</p> <p>Proclamación del principio de "responsabilidades comunes de los Estados, pero diferenciadas" (países desarrollados y en desarrollo). No se asignan objetivos cuantitativos y se esperan los estudios del GIEC. Es necesario estabilizar las emisiones de CO<sub>2</sub> lo antes posible.</p>	<p>Resolucion 44/207, XLIV sesion de la Asamblea General, 22 diciembre 1989. Creciente politizacion de los debates e incremento de los desafios. Toma nota de las declaraciones de La Haya y de Noordwijk. Apoya el pedido de PNUMA de negociar, en colaboracion con la OMM y teniendo en cuenta los trabajos del GIEC, una convención-marco sobre el clima que deberia estar concluida para la conferencia de las Naciones Unidas sobre el medio ambiente y el desarrollo, que debe realizarse en 1992.</p> <p>Resolucion 44/228, XLIV sesion de la Asamblea General, 22 diciembre 1989. Convoca a la conferencia de las Naciones Unidas sobre el desarrollo y el medio ambiente para el 5 de junio de 1992.</p>	
1990	<p>Conferencia mundial sobre el clima (Ginebra, 29 de octubre al 7 noviembre 1990).</p> <p>Conferencia (científica) organizada por iniciativa de la OMM. Una reunión ministerial está asociada con representación de de 137 Estados y de la CE. Los expertos científicos reconocen las conclusiones del informe del GIEC. Los ministros toman una posición mas ambigua</p>	<p>Resolucion 45/212, XLV Asamblea General, 21 de diciembre de 1990. <u>La Asamblea General toma el proceso en sus manos</u> y establece, bajo sus auspicios, un proceso intergubernamental unico de negociaciones. La OMM, el PNUMA, y el GIEC son reducirse al papel de apoyo tecnico.</p>	<p><u>Primer Informe del GIEC (agosto 1990).</u></p> <p>Las emisiones de GEI (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, CFC, N<sub>2</sub>O) van a intensificar el efecto invernadero natural con una amplitud que no se puede verificar con precisión.</p> <p>En un escenario "business as usual":</p> <p>Calentamiento de la temperatura de la atmósfera una tasa de 0,3 °C (0,2 a 0,5) cada diez</p>



	(acento sobre las incertidumbres), pero reconocen que las consecuencias potenciales sobre la evolución del clima son suficientemente graves para que se comience a aplicar, desde ese momento, estrategias de contención.		años; Incremento del nivel de los mares de 6 cm (3 a 10) cada diez años. Para neutralizar estos efectos, las emisiones de GEI deberían reducirse un 60% a partir de 1990.
--	---	--	---

## 9.2.2 La conferencia de Rio de Janeiro (1992) y sus derivaciones

### A *La conferencia de las Naciones Unidas sobre el Desarrollo y el Medio Ambiente y la Convención-Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.*

El texto final de la “Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático” (CCNUC)<sup>11</sup>, como fue adoptado en Nueva York el 9 de mayo de 1992 por el “comité intergubernamental de negociación”, fue transmitido a la conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo, donde fue abierto a la firma el 4 de junio de 1992, en Rio de Janeiro. La convención reunió 150 firmas antes de finalizar la cumbre de Rio, y otros Estados lo firmaron en la sede de Naciones Unidas en Nueva York antes de la fecha límite fijada para el 19 de junio de 1993. La Convención-Marco entró en vigencia el 21 de marzo de 1994, luego de haber sido ratificada por cincuenta Estados, *entre ellos los Estados Unidos*, que fue uno de los primeros países industrializados en entregar su instrumento de ratificación<sup>12</sup>.

La Conferencia de Rio dio lugar a la adopción de un *importante conjunto de textos*, algunos jurídicamente obligatorios, otros simplemente declarativos. Dada su importancia, nos vamos a limitar a presentar la síntesis de dos de estos documentos: la “*declaración de Rio sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo*” y la “*Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático*”.

### B *Declaración de Rio sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo*

Este texto, relativamente corto, comienza reafirmando la declaración de la conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente, adoptada en Estocolmo el 18 de junio de

<sup>11</sup> En Inglés UNFCCC por “United Nations Framework Climate Change Convention”.

<sup>12</sup> Prieut, M., Doumbe-Bille, S., 1998, p. 140 a 160. Debe señalarse que también fue sometida a la firma de los Estados en la Conferencia de Rio, otra convención internacional: *La Convención sobre la diversidad biológica* Lanzada en 1988 por iniciativa del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), las negociaciones culminaron con un texto de la convención adoptado en la conferencia de las Naciones Unidas en 1992. Es interesante destacar que la referencia a esta convención interviene, 20 años más tarde, como criterio de apreciación de la “estrategia de biodiversidad” y por lo tanto de “responsabilidad social”, de 30 grandes empresas mundiales (Indicadores Ernst & Young *Le Monde*, cf. *Le Monde* del 18.05.2010).

1972. Tiene como objetivo asegurar su prórroga, y consiste en el enunciado de 27 principios, de los cuales comentaremos a continuación los más relevantes.

La declaración comienza reconociendo que *“los seres humanos están en el centro de las preocupaciones relativas al desarrollo sostenible. Tienen el derecho a una vida sana y productiva en armonía con la naturaleza”*. Reafirma también el *derecho soberano de los Estados a explotar sus propios recursos* según su política de medio ambiente y desarrollo, siendo responsables de evitar daños al medio ambiente a otros Estados o en zonas que no están sujetas a ninguna jurisdicción nacional. Estando el derecho de la responsabilidad *internacional* en materia ambiental limitado, el margen de maniobra de cada Estado es en cierta manera suficientemente amplio.

*El principio del desarrollo sostenible* es retomado en los términos siguientes: *“el derecho al desarrollo debe realizarse de forma de satisfacer en forma equitativa las necesidades relativas al desarrollo y al medio ambiente de las generaciones presentes y futuras”*. Podemos destacar a propósito de este principio, la reserva de los Estados Unidos que deseaba asociar “desarrollo” y “derechos humanos”: *“Asociándose al consenso expresado en la declaración de Rio, los Estados Unidos no modifican de ninguna manera su oposición de larga data al llamado “derecho al desarrollo”. El desarrollo no es un derecho. Al contrario, el desarrollo representa un objetivo que perseguiremos todos y cuya realización dependerá, en gran medida, del aliento y la protección de los derechos del hombre tal como estos son enunciados en la Declaración universal de los derechos del hombre. Los Estados Unidos conciben y aceptan que la idea liminar (...) consista en perseguir los medios y objetivos del desarrollo de manera a que sea tenido en cuenta las necesidades ambientales y de desarrollo de las generaciones actuales y futuras. Los Estados Unidos no pueden compartir y deben separarse de cualquier otra definición (...) que incluyera un “derecho al desarrollo” que fuera mas allá de esta interpretación.<sup>13</sup>”*

Por otra parte, la declaración tiene en cuenta la *situación particular de los países en desarrollo* y sus necesidades particulares. *“La situación y las necesidades particulares de los países en desarrollo, en particular de los países menos desarrollados y de los países más vulnerables en materia ambiental, deben tener una prioridad especial”*. Introduce así el *principio de las responsabilidades comunes pero diferenciadas*. En otras palabras, reconoce<sup>14</sup> la diversidad de roles jugados en la degradación del medio ambiente y, partiendo de esta base, las responsabilidades comunes pero diferenciadas de los países del Sur y del Norte, suponiendo que estos últimos deben tomar el liderazgo en la materia, habida cuenta de sus recursos financieros y de las presiones que sus sociedades ejercen sobre el medio ambiente mundial. Admite en consecuencia que *las normas aplicadas por algunos países pueden no ser convenientes para otros*, en particular para los países en desarrollo, y no se les debe imponer un costo económico y social injustificado.

Finalmente debemos destacar que la declaración de Rio consagra *dos grandes principios* que están destinados a guiar cualquier política ambiental:

---

<sup>13</sup> NACIONES UNIDAS, 1992, volumen II, Actas de la conferencia, p. 16

<sup>14</sup> Arbour, J.M., Lavallee, S., 1998, p. 236-237.

- la referencia a una forma de principio de precaución: “*Para proteger al medio ambiente deben tomarse amplias medidas de precaución por parte de los Estados, de acuerdo a sus capacidades. En caso de riesgos de daños graves o irreversibles, la ausencia de certeza científica absoluta no debe servir de pretexto para postergar la adopción de medidas efectivas que busquen prevenir la degradación del medio ambiente*”<sup>15</sup>.
- el principio conocido como el que contamina – paga: “*Las autoridades nacionales deberán esforzarse por promover la internalización de los costos de protección del medio ambiente y la utilización de instrumentos económicos, en virtud del principio según el cual es quien contamina el que debe, en principio, asumir el costo de la contaminación, en el interés público y sin falsear el juego del comercio internacional y las inversiones*”.

### ***C Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)***

Es muy importante señalar de entrada que, como todos los documentos salidos de la Conferencia de Río, el texto de la convención refleja *arbitrajes* a propósito de, por un lado la tensión entre soberanías nacionales y responsabilidad colectiva de los Estados para la protección del medio ambiente, y por el otro entre desarrollo económico y restricciones ecológicas.

En la actualidad, la CMNUCC ha sido ratificada por 193 Estados y por la Unión europea.

El preámbulo de la Convención Marco retoma temas que se han transformado en clásicos tales como: la mayor parte de los gases de efecto invernadero emitidos en el pasado y en el presente en nuestro planeta se originan en los países desarrollados; las emisiones por habitante en los países en desarrollo son todavía bajas y la parte de las emisiones totales imputables a los países en desarrollo irá en aumento para permitir la satisfacción de sus necesidades sociales y de desarrollo; el carácter planetario del cambio climático requiere una acción internacional; las medidas que se tomen deben ser coordinadas con el desarrollo económico y social para evitar cualquier influencia nefasta sobre este objetivo; tomar en cuenta las legítimas necesidades prioritarias de los países en desarrollo, a saber un crecimiento económico sostenible y la erradicación de la pobreza.

El principio de las “responsabilidades comunes pero diferenciadas” es una de las piedras angulares del régimen internacional de lucha contra el cambio climático: “*los países desarrollados deben actuar en forma inmediata (...), lo que constituirá una primera etapa hacia estrategias de conjunto a nivel mundial, nacional y eventualmente regional*” y “*los países en desarrollo deberán incrementar su consumo de energía sin perder de vista que es posible lograr un mejor rendimiento energético y dominar las emisiones de gas de efecto invernadero en forma general y particularmente aplicando nuevas tecnologías*”.

---

<sup>15</sup> DECLARACION DE RIO SOBRE EL DESARROLLO Y EL MEDIO AMBIENTE, principio n° 15. Este principio fue formulado por primera vez en la declaración ministerial adoptada en la segunda conferencia internacional sobre la protección del Mar del Norte, realizada en Londres en 1987.

El objetivo principal de la CMNUCC se formula en su artículo 2: “*El objetivo último de la (...) convención (...) consiste en estabilizar, conforme a las disposiciones pertinentes de la convención, las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida cualquier perturbación antrópica peligrosa para el sistema climático. Será conveniente alcanzar este nivel en un período de tiempo suficiente para que los ecosistemas puedan adaptarse naturalmente a los cambios climáticos, que no se vea amenazada la producción de alimentos y que el desarrollo económico pueda proseguir en forma sostenible*”.

Podemos ver que sobre estos temas:

- es central “estabilizar” las concentraciones de GEI, pero los niveles y el plazo en los cuales esta estabilización debe tener lugar no están definidos de manera precisa: los “textos de Río” no tienen ningún objetivo cuantificativo;
- la expresión “perturbación antrópica peligrosa para el sistema climático” es relativamente vaga y por lo tanto sujeta a interpretaciones diversas (lo que por otra parte hará la Comunidad europea, cf. *infra*);
- que, *de facto*, una perturbación del sistema climático ya es admitida, para la cual los ecosistemas deberían “adaptarse naturalmente”;
- que la realización de este objetivo está *condicionada a la búsqueda del desarrollo económico*.

El artículo 3 de la CMNUCC define los principios que deben guiar la *aplicación* de la convención. Estos están inspirados en los principios de la declaración de Río que ha sido mencionada en 9.2.2. *La transferencia de estos principios desde una declaración política de los jefes de Estado o de gobierno hacia una convención multilateral como la CMNUCC no es sin importancia, porque le confiere un alcance jurídico*, aunque su contenido pueda ser objeto de interpretación:

- El primer principio enunciado en el artículo 3º de la CMNUCC es el de las “responsabilidades comunes pero diferenciadas”: “*Es incumbencia de las Partes (ver Tabla 9.8) la preservación del sistema climático (...), sobre la base de la equidad y en función de sus responsabilidades comunes pero diferenciadas y de sus capacidades respectivas. Pertenece, en consecuencia, a los países desarrollados Partes estar en la vanguardia de la lucha contra el cambio climático y sus nefastos efectos*”.
- Por otra parte, *la equidad*, como ha sido aquí evocada tiene una *doble dimensión ecológica y económica*. La responsabilidad primaria que incumbe a los países industrializados deriva tanto de la amplitud de su contribución histórica al incremento de la concentración de GES en la atmósfera como de su desarrollo económico y de sus importantes capacidades científicas tecnológicas y financieras. Estos países deberían, en consecuencia, ser los primeros en actuar y estar así en la punta del combate contra el cambio climático. En otras palabras, según el CMNUCC, existe en cabeza de estos países, al suscribir estos principios, *una asimetría en las obligaciones, una no reciprocidad de sus compromisos respecto de los países en desarrollo*. Estamos por lo tanto en presencia de una suerte de

derogación de la *reciprocidad* generalmente característica en el derecho internacional convencional clásico.

- Se introduce un principio de precaución. Podemos destacar sin embargo la reserva no despreciable de una preocupación por la eficacia económica: *“Es incumbencia de las Partes tomar medidas de precaución para prever, prevenir o atenuar las causas del cambio climático y limitar sus efectos nefastos. Cuando haya riesgos de perturbaciones graves e irreversibles, la ausencia de certitud científica absoluta no debe servir de pretexto para diferir la adopción de estas medidas, entendiendo que las políticas y medidas que se apliquen al fenómeno del cambio climático requieren una buena relación costo-eficacia, para garantizar ventajas globales al menor costo posible. Para alcanzar este objetivo, es conveniente que estas políticas y medidas tengan en cuenta la diversidad de contextos socioeconómicos, sean globales, se extiendan a todas las fuentes y a todos los pozos y reservorios de gases de efecto invernadero que sea conveniente, comprendan medidas de adaptación y se apliquen a todos los sectores económicos. Las iniciativas que apunten a enfrentar el cambio climático podrán ser objeto de una acción concertada de las Partes interesadas.”*

Algunos observadores se preguntaron cómo es posible *evaluar concretamente esta relación costo-eficacia* y si la introducción de esta última no era un forma sutil de reintroducir en la ecuación el pretexto de la ausencia de certitud científica que un principio de precaución quiere apartar. El debate sobre este tema no está necesariamente cerrado:

- *El principio de integración*, íntimamente ligado al concepto mismo de desarrollo sostenible: *“Las Partes tienen el derecho de actuar para un desarrollo sostenible y deben dedicarse a ello. Es conveniente que las políticas y medidas destinadas a proteger el sistema climático contra los cambios provocados por el hombre se adapten a la situación propia de cada Parte y estén integradas en los programas nacionales de desarrollo, siendo el desarrollo económico indispensable para adoptar medidas destinadas a enfrentar el cambio climático.* Podemos ver nuevamente que la formulación final deja abierto el tema de la preponderancia de la economía sobre el medio ambiente o la inversa.
- A propósito de las *prioridades*, el artículo 3 vuelve sobre la necesidad de promover *“un sistema económico internacional que sea portante y abierto y que conduzca a un crecimiento económico y a un desarrollo sostenible de todas las Partes, en particular de los países en desarrollo Partes, para permitirles atacar mejor los problemas que plantea el cambio climático. Es conveniente evitar que las medidas tomadas para luchar contra el cambio climático, incluidas las medidas unilaterales, constituyan un medio de imponer la discriminación arbitraria o injustificable en el plano del comercio internacional, o de las trabas disfrazadas al comercio”*.

En este párrafo, la CMNUCC parece *consagrar la primacía de los imperativos comerciales y de las reglas del sistema comercial multilateral sobre la aplicación de disposiciones* relativas a la lucha contra el cambio climático.

- Los *compromisos* de las Partes en la CMNUCC<sup>16</sup> están definidos en función de la categoría a la que estas pertenecen: Anexo I<sup>17</sup>, Anexo II<sup>18</sup>, y Anexo I pero no Anexo II<sup>19</sup>.

Las Partes del Anexo I se comprometen especialmente a tomar *“las medidas queridas para atenuar el cambio climático limitando sus emisiones antrópicas de gases de efecto invernadero y protegiendo y reforzando sus pozos y reservorios de gases de efecto invernadero. Estas políticas y medidas demostrarán que los países desarrollados toman la iniciativa para modificar las tendencias de largo plazo de las emisiones antrópicas conforme al objetivo de la convención, reconociendo que el retorno desde aquí hasta el final del decenio, a los niveles anteriores de emisiones antrópicas, de dióxido de carbono y de otros de gases de efecto invernadero (...) contribuirán a esta modificación ...”*.

Destacaremos aquí que se trata de *limitar* (a un nivel no precisado) y no *reducir* las emisiones, lectura que traduce un *compromiso entre las posiciones de los Estados Unidos y de la Comunidad europea*. La referencia de un “retorno a los niveles anteriores de emisiones”, permitía además a la Comunidad europea confirmar la posición que adoptó en 1990: estabilizar las emisiones de GEI a sus niveles de 1990 desde ahora y hasta el año 2000.

Cada Parte del anexo I se compromete además *“a proveer las informaciones detalladas sobre sus políticas y medidas (...), como así también sobre las proyecciones que de ellas resulten con relación a las emisiones antrópicas por sus fuentes y a la absorción por sus pozos de los gases de efecto invernadero (...) con el objetivo de volver individual o conjuntamente a sus niveles de 1990 las emisiones antrópicas de dióxido de carbono y de otros gases de efecto invernadero”*.

Las Partes del Anexo II se comprometen entre otras medidas *“a proveer recursos financieros nuevos o adicionales para cubrir la totalidad de los costos incurridos por los países en desarrollo Parte por la ejecución de sus obligaciones”* como así también una

---

<sup>16</sup> Una visión sintética de los respectivos compromisos de los diferentes países en cuestión se puede ver en la sección (9.3).

<sup>17</sup> Alemania, Australia, Austria, Bielorrusia, Bélgica, Bulgaria, Canadá, Croacia, Dinamarca, España, Estonia, Estados Unidos de América, Federación Rusa, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Islandia, Italia, Japón, Letonia, Liechtenstein, Lituania, Luxemburgo, Mónaco, Noruega, Nueva Zelanda, Países Bajos, Polonia, Portugal, República Checa, Rumania, Reino Unido, Eslovaquia, Eslovenia, Suecia, Suiza, Turquía y Ucrania, a los que se debe agregar la Comunidad económica europea.

<sup>18</sup> Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Dinamarca, España, Estados Unidos de América, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Islandia, Italia, Japón, Luxemburgo, Noruega, Nueva Zelanda, Países Bajos, Portugal, Reino Unido, Suecia y Suiza, a los que se debe agregar la Comunidad económica europea.

<sup>19</sup> Bielorrusia, Bulgaria, Croacia, Estonia, Federación Rusa, Hungría, Letonia, Lituania, Polonia, República Checa, Rumania, Eslovaquia, Eslovenia, y Ucrania.

ayuda a los países en desarrollo Partes “*particularmente vulnerables a los efectos nefastos del cambio climático (para) hacer frente al costo de su adaptación a estos efectos*”.

- Es importante constatar que el análisis de los elementos de base del régimen de la CMNUCC muestra que esta no impone directamente *obligaciones materiales* precisas a las Partes contratantes en lo que respecta a las reducciones de emisiones de sus GEI. Como mucho crea un cuadro normativo e institucional para la continuación de las negociaciones. Esto es así porque la convención crea una un órgano político llamado “*Conferencia de las Partes*” (COP), que es el órgano supremo de la convención y que se reúne, en principio, anualmente. La primera reunión tuvo lugar en 1995 en Berlín.

Las *misiones de la Conferencia de las Partes* son:

- realizar en forma regular una síntesis de la aplicación de la convención y de cualquier otro instrumento jurídico conexo que se pudiera adoptar y tomar, dentro de los límites de su mandato, las decisiones necesarias para favorecer la aplicación efectiva de la convención;
- vigilar en la elaboración y el perfeccionamiento periódico de las medidas (...) buscando especialmente inventariar las emisiones de gases de efecto invernadero por las fuentes y su absorción por los pozos, como así también evaluar la eficacia de las medidas tomadas para limitar estas emisiones y reforzar la absorción de estos gases;
- evaluar, en base a todas las informaciones que le sean comunicadas por las Partes, la aplicación de la convención, los efectos de conjunto de las medidas tomadas en aplicación de la convención, en especial los efectos ambientales, económicos y sociales y su incidencia acumulada, y los progresos realizados hacia el objetivo de la convención;
- esforzarse en movilizar los recursos financieros.

Podemos ver que los *procedimientos de toma de decisión* en el seno de la COP no son fijados por la convención. Esta encarga a la COP *adoptar, ella misma, por consenso, su propio reglamento de orden interno*<sup>20</sup>.

- Aunque no sea u órgano establecido por la convención, conviene recordar que el GIEC, el “Grupo de Expertos Intergubernamental sobre la evolución del clima”, se ha transformado en la referencia para el *conocimiento técnico* del sistema climático mundial (ver Tabla 9.3) y juega por ello un papel importante en la aplicación de la convención.

---

<sup>20</sup> Lo que todavía no ha hecho. Continúa prevaleciendo, por defecto, la regla de la unanimidad

### 9.2.3 El protocolo de Kioto (1997)

Conforme a lo que se había previsto en la Convención de Río, la “Conferencia de las Partes” se reunió anualmente a partir de 1995. La Tabla 9.4 muestra la lista de estas reuniones.

En forma general, y con la notable excepción de la COP3 de Kioto, los resultados de las diferentes Conferencias de las Partes fueron percibidas por el público y las ONG comprometidas en la defensa del medio ambiente, como relativamente decepcionantes. No es necesariamente esta la opinión de los expertos, ya que las sucesivas COP fueron decidiendo y adoptando numerosas medidas de ejecución que permitieron la implementación concreta de la convención.

Vamos a examinar con un detalle relativo los resultados de la “COP 3” y, más precisamente, el célebre “Protocolo de Kioto” que se redactó en esta reunión.

Tabla 9.4		
Lista de las Conferencias de las Partes (COP)		
Nº	Lugar	Fecha
1	Berlín	28 marzo – 7 abril 1995
2	Ginebra	8 – 19 julio 1996
3	Kioto	1 – 11 diciembre 1997
4	Buenos Aires	2 – 13 noviembre 1998
5	Bonn	25 octubre – 5 noviembre 1999
6	La Haya	13 – 24 noviembre 2000
7	Marrakech	29 octubre – 10 noviembre 2001
8	Nueva Deli	23 octubre – 1º noviembre 2002
9	Milán	1º - 12 diciembre 2003
10	Buenos Aires	6 – 17 diciembre 2004
11	Montreal	28 noviembre – 9 diciembre 2005
12	Nairobi	6 – 17 noviembre 2006
13	Bali	3 – 14 diciembre 2007
14	Poznan	1º - 12 diciembre 2008
15	Copenhague	7 – 19 diciembre 2009

*En cierta forma, este Protocolo completa la CMNUCC mediante obligaciones suplementarias solamente para los países desarrollados (países del Anexo I), en aplicación del principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas.*

De hecho, desde la COP 1 en Berlín, se pudo constatar que el compromiso de los países del Anexo I eran muy vagos e inadecuados para alcanzar los objetivos de la convención – marco. La COP había por ello llamado a la elaboración de un *instrumento jurídico complementario* que definiera políticas y medidas concretas a implementar por los *países industrializados* y fijara objetivos cuantitativos de limitación y reducción de sus emisiones de GEI a alcanzar después del año 2000, precisando que ninguna nueva obligación respecto a las inscriptas en la convención-marco sería impuesta a los países en desarrollo mediante



este instrumento. Un mandato, el “*mandato de Berlín*”, fue otorgado a un grupo de trabajo *ad hoc* para implementar la decisión de la COP<sup>21</sup>. Los trabajos de este grupo iban a desembocar dos años más tarde en el *protocolo de Kioto*<sup>22</sup>, documento que es conveniente analizar.

### A *Adopción y entrada en vigencia*

El protocolo se adoptó el 11 de diciembre de 1997 y fue abierto a la firma de los Estados el 16 de marzo de 1998.

Las modalidades para su entrada en vigencia se fijaron de la siguiente forma: “*El presente protocolo entra en vigor el nonagésimo día siguiente a la fecha (...) de adhesión de 55 Partes de la Convención como mínimo, entre las cuales las Partes contempladas en el Anexo I cuyas emisiones totales de dióxido de carbono representaban en 1991 al menos el 55% del volumen total de dióxido de carbono del conjunto de las Partes contempladas en este anexo*”.

Se trataba por lo tanto de un mecanismo dotado de un *doble umbral*: uno basado en la *cantidad de países*, el otro sobre la *cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub>*. Esta última condición fue introducida por pedido de algunos países industrializados que no deseaban verse atrapados en compromisos cuantificados de reducción o de limitación de emisiones en ausencia de obligaciones recíprocas de parte de una cantidad suficientemente representativa de países industrializados también comprometidos. Los Estados Unidos *no ratificaron finalmente el protocolo* y siendo ellos solos responsables de un tercio de las emisiones de CO<sub>2</sub> en 1990, hacían muy difícil el cumplimiento esta condición de entrada en vigencia del protocolo.

En efecto, el primer umbral de 55 Partes fue fácilmente alcanzado *gracias a la ratificación por las Partes que no figuraban en el Anexo I*, a saber los países en desarrollo que no se veían alcanzados por ninguna obligación, conforme al mandato de Berlín. Fue entonces el segundo umbral del 55% de las emisiones que planteó el problema, ya que las Partes del Anexo I que expresaron su consentimiento a estar obligadas por el protocolo *antes de la ratificación de la Federación de Rusia*, representaban globalmente el 44,2% del volumen total de emisiones de CO<sub>2</sub> de los países industrializados en 1990. Todo dependía por lo tanto de la adhesión de la Federación de Rusia, que representaba alrededor del 17% del total de emisiones. Recién el 18 de noviembre de 2004, la Federación remitió al Secretario General de las Naciones Unidas el instrumento de ratificación que permitía la entrada en vigencia del protocolo de Kioto el 16 de febrero de 2005. A fines de 2009, el Protocolo había sido ratificado por 190 Estados y por la Unión europea.

---

<sup>21</sup>INTERNATIONAL INSTITUTE FOR SUSTAINABLE DEVELOPMENT (IISD), *Earth Negotiations Bulletin*, vol. 12, nº 22, lunes 28 agosto 1995

<sup>22</sup> Leer por ej. “Decisión del Consejo del 25 abril 2002 relativa a la aprobación en nombre de la Comunidad europea, del Protocolo de Kioto a la Convención-Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y la ejecución conjunta de los compromisos que de ella se desprenden”, JOCE L. 130 del 15 de mayo 2002, p. 1 a 20, sp. p. 4 a 18

## B Las cuotas de emisión

El corazón del dispositivo del protocolo de Kioto es la fijación de *cuotas nacionales de emisión para el periodo llamado de “compromiso” 2008-2012*, para cada una de las partes referidas en el Anexo I y que hayan ratificado este último, como así también una cuota global para la Comunidad europea. Estas cuotas (ver Tabla 9.5) se aplican a las emisiones acumuladas en cinco años y no a cada uno de los años del periodo en cuestión. Los porcentajes mencionados en la tabla 9.5 se aplican a las emisiones de 1991, pero las Partes que lo desean pueden elegir 1995 (en lugar de 1990) como año de referencia para tres (los HFC, los PFC y el SF<sub>6</sub>) de los GEI en cuestión.

Los seis GEI en cuestión son: el *dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)*, *el metano (CH<sub>4</sub>)*, *el óxido nitroso (NO<sub>2</sub>)*, *los hidrofluorocarbonos (HFC)*, *los hidrocarburos perfluorados (HFC)*, y *el hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>)*. La cuota se refiere a las emisiones agregadas de los seis GEIs expresadas en “equivalente dióxido de carbono” que tiene en cuenta para los otros cinco GEIs diferentes al CO<sub>2</sub>, un factor de conversión que es función de su potencial de calentamiento relativo.

Al examinar la tabla 9.5 podemos ver que los compromisos cuantificados varían dentro de un intervalo de 92% a 110%. La mayor parte de los países tienen un compromiso *inferior al 100%* lo que los obliga a reducir al final del periodo 2008-2012 el promedio de sus emisiones anuales por debajo de su nivel de 1990. Las Partes que asumieron un compromiso igual o mayor al 100% deben estar atentas a *no superar* el umbral que *se les ha fijado*, el protocolo traduce por lo tanto un compromiso de *limitación* más que de *reducción* de emisiones.

<b>Tabla 9.5</b>			
<b>Obligación de reducciones de GEI para el período 2008-2012, respecto a las emisiones de 1990 – Anexo I del Protocolo de Kioto – Situación en 1997</b>			
<b>Estado</b>	<b>Compromiso cuantitativo de limitación o de reducción (% de las emisiones de 1990)</b>	<b>Estado</b>	<b>Compromiso cuantitativo de limitación o de reducción (% de las emisiones de 1990)</b>
Alemania	92	Islandia	110
Australia	108	Italia	92
Austria	92	Japón	94
Bielorrusia	95	Letonia	92
Bélgica	92	Lituania	92
Bulgaria	92	Luxemburgo	92
Canadá	94	Noruega	101
Com. Europea	92	Nueva Zelanda	100
Croacia	95	Países Bajos	92
Dinamarca	92	Polonia	94
España	92	Portugal	92
Estonia	92	Rep. Checa	92
Estados Unidos	93	Rumania	92
Fed. de Rusia	100	Reino Unido	92
Finlandia	92	Eslovaquia	92

Estado	Compromiso cuantitativo de limitación o de reducción (% de las emisiones de 1990)	Estado	Compromiso cuantitativo de limitación o de reducción (% de las emisiones de 1990)
Francia	92	Eslovenia	92
Grecia	92	Suecia	92
Hungría	94	Suiza	92
Irlanda	92	Ucrania	100

Globalmente, el respeto de las cuotas de la Tabla 9.5 conduce para el conjunto de los países del Anexo I a una reducción de las emisiones del orden del 5,2% en promedio en relación al nivel de 1990.

El protocolo de Kioto no se limita a fijar las cuotas de emisión que mencionamos anteriormente, sino que también fijó una cierta cantidad de obligaciones para las Partes firmantes, entre las que se destacan:

- la implementación de una *contabilidad general de carbono* donde son inventariadas las emisiones antrópicas de GEI por sus fuentes, y las absorciones por los pozos;
- la provisión al secretariado de la CMNUCC de las informaciones necesarias para *comprobar* el cumplimiento de los compromisos asumidos en el protocolo.

### Los mecanismos particulares de reducción de los GEI

Partiendo de la constatación que la importancia de los efectos globales del cambio climático no está influenciado por el origen nacional de las fuentes de emisión sino por la acumulación total de GEI en la atmósfera, la filosofía del protocolo de Kioto se basa en una *lógica de cooperación en la aplicación de las obligaciones suscriptas*. Esta cooperación utiliza especialmente los llamados *mecanismos de flexibilidad* (cf. *C infra*) para minimizar los costos de reducción de las emisiones de GEI. El protocolo también autoriza a realizar otras transacciones entre las Partes que podrán ser contabilizadas en el marco de sus obligaciones (cf. *D y E infra*).

#### *C Los mecanismos de flexibilidad<sup>23</sup>: el mercado internacional de derechos de emisión (IET)<sup>24</sup>*

*“Las Partes referidas en el anexo B<sup>25</sup> pueden participar en intercambios de los derechos de emisión para cumplir con sus compromisos (...) Todo comercio de este tipo es complementario de las medidas tomadas a nivel nacional para cumplir con las obligaciones cuantitativas de limitación o de reducción de emisiones.”*

<sup>23</sup> Podemos contabilizar, entre los mecanismos de flexibilidad, la posibilidad prevista en el artículo 3, § 13 del protocolo de colocar en reserva, para un periodo de compromiso posterior, no precisado y no cubierto por el protocolo de Kioto, cuotas de emisión no utilizadas por las Partes en el periodo de compromiso determinado.

<sup>24</sup> En inglés: International Emissions Trading - IET

<sup>25</sup> La definición del Anexo B es retomada en la sección 9.3

Las Partes pueden entonces convenir la transferencia de una fracción de las emisiones que le son atribuidas y que será *agregada* a la cantidad atribuida a la Parte que la adquiere y *deducida* de la Parte que la cede. En otros términos, un país que no podrá alcanzar sus objetivos, podrá comprar un permiso de emisión suplementario a un país cuyos objetivos son superados. Es necesario insistir en el hecho que este “mercado”, llamado IET, está limitado al comercio *entre Estados*.

Las modalidades de este mecanismo comercial no fueron definidas en el protocolo, pero fueron objeto de un acuerdo como resultado de la COP7 de Marrakech y fueron ratificadas en ocasión de la primera reunión de las Partes al Protocolo en 2005<sup>26</sup>.

En lo esencial, el Estado que quiere acceder al mercado internacional de compra y venta de derechos de emisión debe satisfacer los siguientes criterios de admisibilidad:

- ser Parte en el Protocolo;
- haber recibido oficialmente su cantidad asignada por sus emisiones antrópicas de GEI;
- haber implementado un sistema nacional de estimación de sus emisiones de GEI por parte de sus fuentes, y de absorción por parte de sus pozos;
- haber implementado un registro nacional (es decir una base de datos electrónica) a los fines de la contabilización de los datos correspondientes a la entrega, posesión, adquisición y retiro de unidades de reducción de emisiones;
- haber sometido su informe correspondiente al inventario anual de emisiones por las fuentes y de absorción por los pozos;
- no haber sido objeto de sanciones que lo priven de este acceso al mercado internacional.

#### ***D Mecanismo para el Desarrollo Limpio<sup>27</sup> (MDL)***

El principio de este mecanismo consiste en asignar al crédito de un país “del Norte” (del anexo I) los esfuerzos que otros países o empresas puedan hacer a título de la cooperación internacional *en un país en desarrollo*, si estos esfuerzos conducen a una disminución *probada* de las emisiones de GEI en este último.

El objeto de este mecanismo es, por lo tanto, de ayudar a las Partes que no figuran en el Anexo I a lograr un desarrollo sostenible como así también a contribuir al objetivo último

---

<sup>26</sup> El artículo 13 del protocolo de Kioto prevé que la Conferencia de las Partes (COP, Conference of the Parties) instituida por la convención-marco de Rio, también actúa como Reunión de las Partes (MOP, Meeting of the Parties) en el protocolo. Así como la COP vigila la implementación de la CMNUCC, la MOP hace el balance regularmente de la aplicación del protocolo y toma, dentro de los límites de su mandato, las decisiones necesarias para promover la implementación efectiva. La primera reunión conjunta COP/MOP se realizó luego de la entrada en vigencia del protocolo en Montreal en 2005. La decimoquinta COP de Copenhague en 2009 coincidió con la quinta MOP.

<sup>27</sup> En inglés: Clean Development Mechanism (CDM) – Art. 121, 2 y 3 del Protocolo y Art. 4.3 y 4.5 de la CMNUCC

de la Convención, y ayudar a las Partes referidas en el anexo I a cumplir con sus obligaciones cuantitativas de limitación y de reducción de sus emisiones.

De esta forma, por cada tonelada de CO<sub>2</sub> ahorrada en el *país receptor*, el *país inversionista* recibirá no del Estado receptor, sino de la *administración internacional del sistema*<sup>28</sup> un crédito bajo la forma de unidades de reducción de emisiones certificadas (llamadas REC)<sup>29</sup>. Los REC son certificados por entidades independientes, designadas por la Conferencia de las Partes. Solo son reconocidas si procuran ventajas reales y durables y si conducen a reducciones de emisiones que se *agreguen* a las que hubieran tenido lugar en ausencia de la actividad o del proyecto certificado. Esta última condición es importante: el proyecto debe producir una reducción de GEI *adicional* a toda reducción que hubiera sido realizada *en ausencia del proyecto*.

Si un país “del Norte” (industrializado) ayuda a un país del Sur (en desarrollo) a realizar un proyecto aprobado por la Conferencia de las Partes<sup>30</sup> y que tiene como resultado una disminución certificada de emisiones, puede ver reconocidas estas reducciones a título de sus obligaciones cuantificadas, lo que debería constituir un medio interesante para favorecer la transferencia de tecnologías verdes (solar, eólica,...) y experiencia hacia los países del Sur. Además, los industriales del Norte podrán cumplir parcialmente sus obligaciones de disminución de contaminantes exportando tecnologías “limpias” hacia el Sur, ya que las inversiones de este tipo “serán tenidas en cuenta”. El objetivo del mecanismo es también ayudar a los países industrializados a completar sus obligaciones de reducción de emisiones de GEI.

### ***E Aplicación conjunta entre países industrializados (JI)***<sup>31</sup>

La convención de 1992 prevé que “*cada una de estas Partes (anexo I) adopta políticas nacionales (...). También prevé que “estas Partes pueden aplicar estas políticas y medidas en asociación con otras Partes y ayudar a otras Partes a contribuir al objetivo de la convención”*”.

Es mediante la aplicación de este principio que el protocolo de Kioto prevé que: “*para cumplir con sus obligaciones (...) cualquier Parte referida en el anexo I puede ceder a cualquier otra Parte que tenga el mismo status, o adquirirle, unidades de reducción de emisiones producidas por proyectos destinados a reducir las emisiones antropicas por las fuentes o a reforzar las absorciones por los pozos de gases de efecto invernadero en cualquier sector de la economía”*”.

Esta disposición concierne a una transacción multilateral entre un inversionista y un Estado receptor, aquí y contrariamente al MDL, integrando ambos el anexo I, que va a realizar un

---

<sup>28</sup> Existe un consejo ejecutivo del sistema instituido por el artículo 12 § 4 del protocolo, ver *infra*

<sup>29</sup> Una unidad de reducción certificada de emisiones es una unidad equivalente a una tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente.

<sup>30</sup> Siguiendo un procedimiento pesado y complejo y cuya formulación puede conducir a abusos.

<sup>31</sup> En inglés: Joint Implementation, art. 6.1 del protocolo de Kioto y art. 4.2, 4.3 y 4.5 de la CMNUCC

proyecto de reducción de sus emisiones y que acepta adquirir créditos de emisión que agrega a sus propias cuotas de emisión.

No hay diferencia de principio entre las unidades de reducción adquiridas en el mercado internacional de permisos de emisión y las adquiridas en virtud de proyectos comunes, residiendo la mayor diferencia en *su vía de acceso*: multilateral en un caso y bilateral en el otro. La modalidad de la aplicación conjunta es similar a la del mecanismo para el desarrollo limpio, sin embargo con las siguientes *dos diferencias* por un lado, la aplicación conjunta solo puede jugar entre los países del anexo I, y por otra parte, el mecanismo para el desarrollo limpio no es – en forma contraria a la aplicación conjunta – neutro desde el punto de vista ambiental ya que el MDL, aumenta la cuota del “país anexo I” en cuestión.

#### **9.2.4 La Unión europea**

##### **A La voluntad política de la Comunidad**

El artículo 4 de la convención de Río permite que un grupo de países realice acuerdos para *concretar en común* sus obligaciones de reducción. El *protocolo de Kioto* define esta disposición de la siguiente forma: “*Todas las partes referenciadas en el Anexo I que se hayan puesto de acuerdo para cumplir en forma conjunta sus compromisos (...) serán consideradas como que han cumplido los mismos en tanto que el total acumulado de sus emisiones antrópicas agregadas, expresadas en dióxido de carbono equivalente, de gases de efecto invernadero (...) no sobrepase las cantidades que le han sido adjudicadas, calculadas en función de sus compromisos cuantificados de reducción de emisiones [previstos en el protocolo] (...).*”

El protocolo prevé que se puede constituir un grupo de países bajo la forma de “organización regional de integración económica”. Con esta hipótesis, “*cualquier organización regional económica que sea considerada Parte en el presente protocolo sin que alguno de sus miembros sea Parte esta ligada por todas las obligaciones que se derivan del presente protocolo*”.

Un Estado que forma parte de un acuerdo realizado por varios países que buscan realizar en común sus obligaciones de reducción, será considerado como que ha cumplido sus obligaciones *aunque en los hechos no lo haya efectuado*, si el *grupo al que adhiere* no supera el total acumulado de las emisiones antrópicas agregadas. Las partes de un acuerdo de este tipo pueden intercambiar sus derechos de polución, con el entendimiento que es *la performance del conjunto que será considerada*. Se supone que el Estado que se puso de acuerdo con otros Estados para cumplir conjuntamente con sus obligaciones de reducción, utilizara el contingente de emisiones que le ha sido atribuido en el marco de este acuerdo, en lugar del porcentaje mencionado en el anexo B del protocolo.

Las disposiciones del protocolo permitieron de esta forma a la Comunidad europea y a sus Estados miembros a convertirse en conjunto como Partes contratantes.

Debemos recordar que las disposiciones del artículo 4 de la convención se introdujeron en el protocolo como *expreso pedido* de la Comisión europea y de sus estados miembros para

ajustar, en el plano interno, la delicada cuestión de la “distribución de cargas”, el “burden sharing”. Se trata del proceso llamado “burbuja” europea. En base a la Tabla 9.5 se puede constatar que la misma cifra de 92% es mencionada para la Comunidad europea en conjunto, como para cada Estado miembro<sup>32</sup>. Sin embargo, estos últimos no tuvieron en todos los casos la intención de reducir sus emisiones de GEI en las mismas proporciones. Esta diferenciación de los objetivos nacionales dentro de la Comunidad fue confirmada por una decisión del Consejo de la Unión europea del 25 de abril de 2002 que cuantificó los “compromisos redistribuidos” de los países miembros de la Unión en reemplazo del compromiso medio del 92% que fue tomado en el Protocolo de Kioto. Estos compromisos redistribuidos se pueden apreciar en la Tabla 9.6.

Como resultado del intercambio realizado entre los 15 países miembros de la Comunidad algunos Estados (España, Grecia, Irlanda, Portugal y Suecia) tienen el derecho de *aumentar sus emisiones*, en tanto otros (en particular Alemania, Dinamarca y Luxemburgo) tienen que *reducirlas significativamente*.

Los autores del protocolo, tuvieron en cuenta, en 1997, la eventualidad de una futura ampliación de la Comunidad europea. En efecto, una modificación de una organización regional de integración económica, ocurrida luego de la adopción del Protocolo, “*no tendrá incidencia en los compromisos contraídos (...). Cualquier modificación de la composición de la organización solo será tomada en cuenta a fines de los compromisos [del protocolo] que se adopten con posterioridad a esta modificación*”.

De esta forma, anticipando la ampliación de la Comunidad, los 15 Estados miembros firmantes del protocolo quisieron auto-restringirse y evitar que esta nueva condición pudiera servir para acreditar más fácilmente el cumplimiento de sus obligaciones “acogiendo” nuevos Estados cuyos niveles de emisiones de GEI hubieran disminuido fuertemente en relación a 1990 como consecuencia de su “transición económica”. Se deriva de ello que los nuevos Estados miembro, que formaron parte de las ampliaciones de 2004<sup>33</sup> y 2007<sup>34</sup> quedan fuera de la “burbuja” europea y se mantienen vinculados a sus compromisos individuales.

<b>Tabla 9.6</b>	
<b>Compromisos cuantificados de limitación de reducción de emisiones de GEI (para 2008-2012 respecto a 1990) atribuidos a la Comunidad europea y a los Estados miembros en aplicación del artículo 4 del protocolo de Kioto</b>	
<b>País</b>	<b>Compromisos cuantificados (% del año de referencia)</b>
Comunidad europea (15 Estados)	92
Alemania	79
Austria	87
Bélgica	92,5

<sup>32</sup> Se trata de los 15 Estados miembro que fueron Partes en la CMNUCC en 1997.

<sup>33</sup> Estonia, Hungría, Letonia, Lituania, Malta, Polonia, República de Chipre, República Checa, Eslovaquia y Eslovenia.

<sup>34</sup> Bulgaria y Rumania.

País	Compromisos cuantificados (% del año de referencia)
Dinamarca	79
España	115
Finlandia	100
Francia	100
Grecia	125
Irlanda	113
Italia	93,5
Luxemburgo	72
Países Bajos	94
Portugal	127
Reino Unido	87,5
Suecia	104

Redistribución de los objetivos de Kioto (Tabla 9.5) en el seno de los Estados miembros de la Unión europea. Se puede observar que el objetivo global de 92% para la UE se mantiene sin cambios.

### **B El sistema de comercio de cuotas de emisiones en la Comunidad europea**

La Comunidad europea, como firmante del Protocolo, decidió anticipadamente realizar parcialmente sus compromisos como así también los de sus Estados miembros *mediante un mercado de cuotas* de emisión, el que se supone perturbará lo menos posible al desarrollo económico y el empleo. Este sistema es llamado generalmente por su acrónimo anglo-sajón “EU-ETS”, por “European Union – Emission Trading Scheme”, en el cual se comercian cuotas de emisión bautizadas EUA (European Allowance) – cf. *infra*.

Fue implementado por una *directiva de 2003*<sup>35</sup>, *modificada en 2009*<sup>36</sup> en función de los nuevos objetivos políticos definidos por la Comunidad.

*Las principales características de la directiva de 2003*, basada sobre los compromisos derivados del protocolo de Kioto y sobre la decisión de la Comunidad de poner en común, con sus Estados miembros, sus obligaciones de reducir las emisiones, son las siguientes:

- el mercado de cuotas de emisiones se aplica a un conjunto de actividades industriales especificadas en la directiva e *involucra a los seis gases de efecto invernadero* indicados en el protocolo de Kioto (art. 2), el anexo 1 de la directiva precisa las actividades y los gases específicamente definidos;
- a partir del 1° de enero de 2005, toda *instalación* definida en el mecanismo de EU-ETS debe tener una autorización de emitir GEI librada por una autoridad competente (art. 4 a 6);

<sup>35</sup> Directiva 2003/87/CE del Parlamento europeo y del Consejo, del 13 de octubre de 2003, estableciendo un sistema de comercio de cuotas de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y modificando la directiva 96/61/CE del Consejo, JOUE L 275 del 25 de octubre de 2003, p. 32 a 46

<sup>36</sup> Directiva 2009/29/CE del Parlamento europeo y del Consejo, del 23 de abril de 2009, modificando la directiva 2003/87/CE con el fin de mejorar y extender el sistema comunitario de comercio de cuotas de emisión de gas de efecto invernadero, JOUE L 140 del 5 de junio de 2009, p. 63 a 87



- para el periodo 2005-2007 (*fase I de tres años*) cada Estado miembro elabora un plan nacional donde debe precisar la cantidad total de cuotas que tiene la intención de asignar para el periodo y la forma (criterios) que propone para atribuir las como así también la atribución de cuotas al dueño de cada instalación (art. 9 y 11);
- para el periodo 2008-2012 (*fase II de cinco años, que corresponde al periodo en el cual los objetivos del Protocolo de Kioto deben ser alcanzados*) y para cada periodo de cinco años siguiente, cada Estado miembro elabora un plan nacional precisando la cantidad total de cuotas que tiene la intención de asignar para el periodo y la forma (criterios) que propone para atribuir las; lanza el proceso de asignación de cuotas para el dueño de cada instalación (art. 9 y 11);
- para la fase I, los Estados miembros atribuyen *al menos el 95%* de las cuotas *gratuitamente* y para la fase II, *al menos el 90%* (art. 10);
- los Estados miembros se aseguran que las cuotas de emisión puedan ser transferidas entre personas en la Comunidad y, entre personas en la Comunidad y personas en terceros países donde estas cuotas son reconocidas (art. 12);
- las cuotas son válidas para las emisiones producidas *durante el periodo (fase) para el cual han sido liberadas* (art. 13);

Las *modificaciones introducidas en 2009* en la directiva inicial debían permitir la mejora del funcionamiento del EU-ETS a partir de 2013, y contribuir a alcanzar, en 2020, una reducción del 20% de las emisiones comunitarias respecto a 1990, o una reducción del 21% de las emisiones de los sectores sometidos al ETS con relación a 2005. En ausencia de visibilidad sobre el contenido del eventual acuerdo internacional que debería suceder al protocolo de Kioto en 2013, *la Unión europea deseaba anticipar de esta manera sus negociaciones y asentar estas en una posición ejemplar*. Quería también preservar a su industria de una posible competencia de operadores de terceros países sometidos a exigencias ambientales menos exigentes y proteger a algunos nuevos Estados miembros fuertemente emisores atenuando las consecuencias económicas resultantes de la aplicación de la directiva. El documento de 2009 pese a ello continúa siendo un *texto de transición*: cuando el acuerdo post-Kioto haya sido firmado por la Unión, la intención de la Comisión es presentar al Parlamento una nueva versión que permita, si ciertas condiciones se cumplen, *incrementar del 20% al 30% la reducción prevista para 2020*.

*Las principales disposiciones de 2009* son las siguientes:

- extensión a nuevos sectores industriales y nuevos GEI designados;
- disminución lineal (1,74% por año) de la cantidad de cuotas liberadas por la Comunidad a partir de la mitad del periodo 2008-2012 (fase II);
- principio general de licitación de permisos a partir de 2013;
- distribución de la cantidad de cuotas puestas a licitación entre los Estados miembros en función de tres criterios: parte relativa de las emisiones del Estado miembro en el sistema comunitario (88% de las cuotas), nivel de ingreso por habitante en 2005 y perspectivas de crecimiento (10% de las cuotas) y rendimiento en la reducción obtenida en 2005 respecto al año de referencia definido por Kioto (2% de las cuotas);

- *licitación inmediata en el sector eléctrico* (salvo excepciones señaladas) y progresiva en el resto de las industrias incluidas;
- los sectores industriales no sometidos al riesgo de “fuga de carbono” (*carbón leakage*), pueden beneficiarse de cuotas gratuitas con una regresividad transitoria (80% en 2013 hasta alcanzar 30% en 2020 y 0% en 2027);
- para las industrias sometidas al riesgo de fuga de carbono, se prevén medidas más favorables que las aplicables a las otras industrias (entre 2013 y 2020 asignación de 100% de cuotas gratuitas, calculadas sobre la base de las mejores tecnologías posibles, BAT);
- para los Estados miembros, posibilidad de *compensar, por medidas particulares, las alzas de precios de la electricidad para las industrias electro-intensivas y que resulten de la licitación de los permisos para el sector eléctrico*;
- posibilidad para los Estados miembros de utilizar al menos el 50% de los ingresos obtenidos en las licitaciones en acciones destinadas a luchar contra el cambio climático, de promoción de energías renovables y de desarrollo sostenible;
- posibilidad para los operadores europeos, durante el periodo 2008-2020, de cubrir *a un máximo del 50%* de sus obligaciones de reducción (respecto a los niveles de 2005), con la ayuda de créditos provenientes de proyectos que reduzcan las emisiones de GEI en terceros países.

### 9.3 LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS TEXTOS

Luego de haber descripto la dinámica y las dificultades del proceso diplomático que condujo, esencialmente, a la Convención de Rio (CMNUCC) y al protocolo de Kioto, como así también la posición particular de la Unión europea, resulta importante:

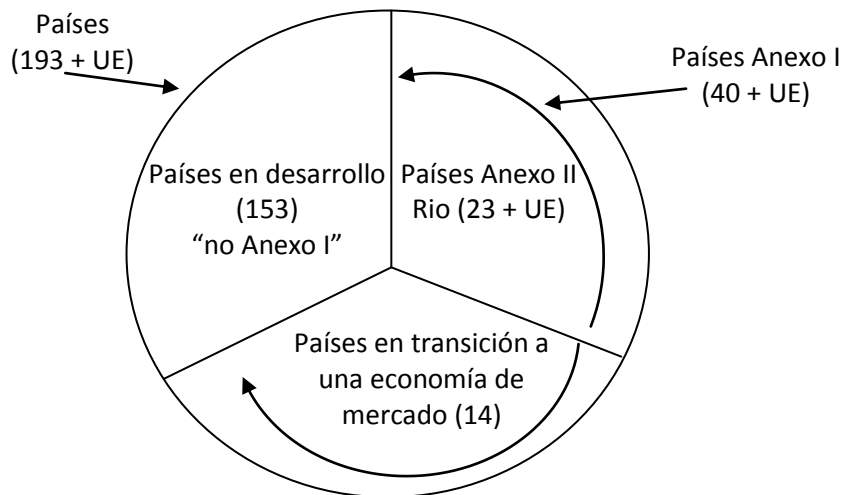
- sintetizar los resultados de esta construcción institucional;
- presentar los aspectos más técnicos que caracterizan su aplicación, especialmente aquellos que dieron lugar a la creación de mercados.

Este es el objeto de esta sección que se fundamentará en un comentario de las Tablas 9.7, 8 y 9 que se presentan a continuación:

<b>Tabla 9.7</b>							
<b>Estructuras comparativas</b>							
<b>Textos</b>	<b>Fechas</b>	<b>Periodos en cuestión</b>	<b>Organismos de seguimiento</b>	<b>Grupos de países en cuestión</b>	<b>Bases</b>	<b>Objetivos</b>	<b>Medios</b>
Convención de Rio (CMNUCC)	1992 (firma) 1994 (entrada en vigor)	-	COP (15 reuniones realizadas, incluyendo Kioto)	Anexo I Anexo II Países en desarrollo	Naciones Unidas	Principios y modalidades de funcionamiento. Sin objetivos cuantificables.	Implementación por la COP
Protocolo de Kioto	1998 (firma) 2005 (entrada en vigor)	Ilimitado 1º periodo de compromisos 2008-2012	MOP (5 reuniones realizadas)	Anexo B	CMNUCC	Objetivo global - 5,2% p/r 90 (Anexo I) Objetivo UE -8% (EU 15)	Intercambios entre Estados (IET) MDL IJ Aplicación por MOP
Directivas europeas	2003 2009	Fase I: 2005-2007 Fase II: 2008-2012 Fase III: 2013-2020	Instancias europeas	Europa de 27	Kioto	Fases I y II: contribuir a los objetivos (Kioto de UE) Fase III: -21% (2005) por sectores ETS: -10% por sectores no ETS Total: -14% p/r 2005 -20% p/r 1990	Mercado EU-ETS (Fases I, II y III)

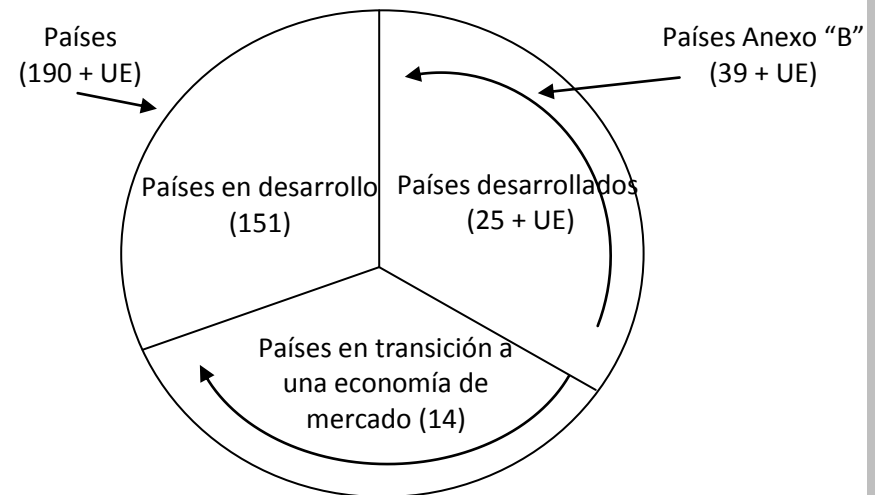
**Tabla 9.8**  
**Los grupos de países**

**CNUCC (Rio)**  
**Estado de las ratificaciones – mayo 2010**



Países "Anexo I" (40 + UE) = Países Anexo II (23 + UE) + Países en transición (14) + Liechtenstein + Mónaco + Turquía

**Protocolo de Kioto**  
**Estado de las ratificaciones – mayo 2010**



- 1 Afganistán, Estados Unidos y Somalia no ratificaron el Protocolo de Kioto (193 – 3 = 190)
- 2 Países desarrollados = Países "Anexo II" Rio (23 + UE) + Liechtenstein + Mónaco + Turquía – Estados Unidos
- 3 Países Anexo "B" = Países "Anexo II" Rio (23 + UE) + Países en transición Rio (14) + Liechtenstein + Mónaco + Turquía – Estados Unidos.
- 4 Países en desarrollo (151) = Países en desarrollo Rio (153) – Afganistán – Somalia.

<b>Tabla 9.9 Mecanismos de flexibilidad de Kioto</b>						
<b>Mecanismos</b>	<b>Unidades CO<sub>2</sub></b>	<b>Características</b>	<b>Actores</b>	<b>Periodos</b>	<b>Control</b>	<b>Comentarios (ver texto)</b>
International Emission Trading (IET)	AAU	No vinculados a proyectos / inversiones	Entre países del Anexo I Rio que tienen objetivos cuantificados en el Anexo B de Kioto	2008 - 2012	“Compliance Committee” (Kioto) Un control a designar en (2015) (“true-up period”)	“Hot air” (pag. 631) GEI
Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)	CER	Vinculados a proyectos / inversiones en países “no anexo I”	Idem + sector privado autorizado	A partir de 2005 (a partir de 2000 para los proyectos llamados “prompt start”)	Directorio Ejecutivo	Control COP/ MOP Reducciones suplementarias conducen a aumento de CAP
Implementación Conjunta (JI)	ERU	Vinculados a proyectos / inversiones en países “anexo I”	Idem + sector privado autorizado	2008-2012	Nacional COP/MOP	Sin aumento de CAP

AAU – Unidad de cantidades asignadas;  
 CER – Certificados de Reducción de Emisiones;  
 ERU – Unidad de Reducción de Emisiones;  
 COP – Conferencia de las Partes (CMNUCC)  
 MOP – Reunión de las Partes (Kioto)  
 GIS – Esquema de Inversiones Verdes  
 CAP – Máximo de emisiones (cantidad de permisos de emisión)

### 9.3.1 Estructuras comparativas

Para apreciar la situación actual del “proceso global CO<sub>2</sub>” y, *a fortiori*, poder evaluar las perspectivas, es importante distinguir *tres procesos* (9.7), que implican a países o grupos de países diferentes (9.8), que están en situaciones bastante diferenciadas en función de lo dispuesto en los textos:

- La convención de Rio (CMNUCC), realizada en el marco de las Naciones Unidas, reúne a un conjunto de 193 países, más la Unión europea con entidad propia. El texto se limita a la afirmación de los principios y a la definición de los procedimientos. No refleja ningún objetivo cuantificado de estabilización o de reducción de emisiones.
- El protocolo de Kioto reúne 190 países, entre los 193 que adhirieron a la CMNUCC. Este protocolo define objetivos obligatorios (9.7).
- El protocolo introduce también el importante concepto de *implementación al mínimo costo* de los compromisos contraídos. Para lograrlos, autoriza la aplicación de mecanismos de *flexibilización*, cuyos principio ya se había previsto en Rio (art. 4 de la CMNUCC) (9.9).
  - el *comercio* de los permisos de emisión entre algunos países: es el sistema llamado International Emission Trading (IET);
  - el mecanismo de desarrollo limpio (Clean Development Mechanism, CDM), basado en inversiones que economizan emisiones reales en países “no anexo I”.
  - La implementación conjunta (Joint Implementation, JI), que prevé inversiones del mismo tipo *entre* países del anexo I.
- Las Directivas Europeas (2003 y 2009): la directiva de 2003, modificada por la directiva de 2009, crea *un mercado* de permisos de emisión, el sistema European Trading Scheme, EU-ETS, planificado en tres fases, para contribuir, *en forma anticipada*, a la realización de los objetivos de Kioto.

### 9.3.2 Los mecanismos de flexibilización

#### A *El mecanismo IET.*

En principio, el comercio de cuotas de emisiones autorizadas (medidos en Unidades de Cantidades Asignadas, por su acrónimo en inglés AAU) no están vinculadas a proyectos de inversión reductores; lo mismo sucede con los ingresos percibidos como consecuencia de este comercio por los países vendedores. Cada país determina oportunamente las cuotas que desea comprar o vender para preparar su *cumplimiento* único, en 2015. Sin embargo, la controversia llamada de *hot air* (cf. *infra*) condujo al concepto del Esquema de Inversiones Verdes (GIS) por el cual los países del anexo I *vincularían* sus intercambios a la perspectiva de inversiones útiles (energías renovables, eficiencia energética, etc.). Este etiquetado parece hasta hoy esencialmente formal.

La Tabla 9.10 muestra el cálculo de las AAU para cada parte del Anexo B.

El mercado de AAU es un sistema de comercio entre Estados, con precios acordados puntualmente y poco transparente. Algunos países disponen de un monto sobreabundante de AAU respecto a sus emisiones reales, teniendo en cuenta en particular su actividad económica y su producción industrial limitada; de esta forma pueden retirar sin grandes esfuerzos importantes beneficios del sistema, el que no tiene en cuenta su situación específica, obteniendo de esta forma una *renta de agotamiento* creada artificialmente. Publicaciones recientes muestran la realización de compras por parte de Japón en los últimos dos años de 97,6 millones de AAU a Polonia, Lituania, Estonia, Republica Checa, Rumania y Eslovenia, a un precio medio de compra de 10 €/AAU, proveyendo a estos países de ingresos del orden de los mil millones de euros. Este tipo de transacciones es la que se ha denominado *hot air*.

<b>Tabla 9.10</b>				
<b>Cálculo de los AAU para los países del Anexo B que ratificaron el Protocolo</b>				
<b>País</b>	<b>MT dióxido de carbono</b>		<b>País</b>	<b>MT dióxido de carbono</b>
Alemania	4868		Italia	2416
Australia			Japón	5928
Austria	343		Letonia	119
Bielorrusia			Liechtenstein	1
Bélgica	673		Lituania	227
Bulgaria	610		Luxemburgo	47
Canadá	2791		Mónaco	
Comunidad europea	19621		Países Bajos	1001
Croacia			Nueva Zelanda	309
Dinamarca	276		Noruega	250
España	1666		Polonia	2648
Estonia	196		Portugal	381
Finlandia	355		Rumania	1279
Francia	2819		Rusia	16617
Gran Bretaña *	3412		Eslovaquia	331
Grecia	668		Eslovenia	93
Hungría	542		Suecia	375
Irlanda	314		Suiza	242
Islandia	18		República Checa	893
			Ucrania	4604

\* Incluye a Irlanda del Norte

Fuente: UNFCCC; Kyoto Protocol Reference Manual – On Accounting of Emissions and Assigned Amount, Bonn; 2008.

## ***B El mecanismo MDL***

- Un país del Anexo I puede cumplir parcialmente sus obligaciones practicando – o autorizando a operadores privados a practicar – inversiones que reduzcan emisiones en países que son *no* Anexo I. La realización de estos proyectos da derecho a recibir

un certificado CER, Certificado de Reducción de Emisiones, unidad de CO<sub>2</sub> propia de este mecanismo e igual a un AAU. La emisión de CER *aumenta el cap total* CAP<sub>T</sub> de los países del Anexo B de Kioto:

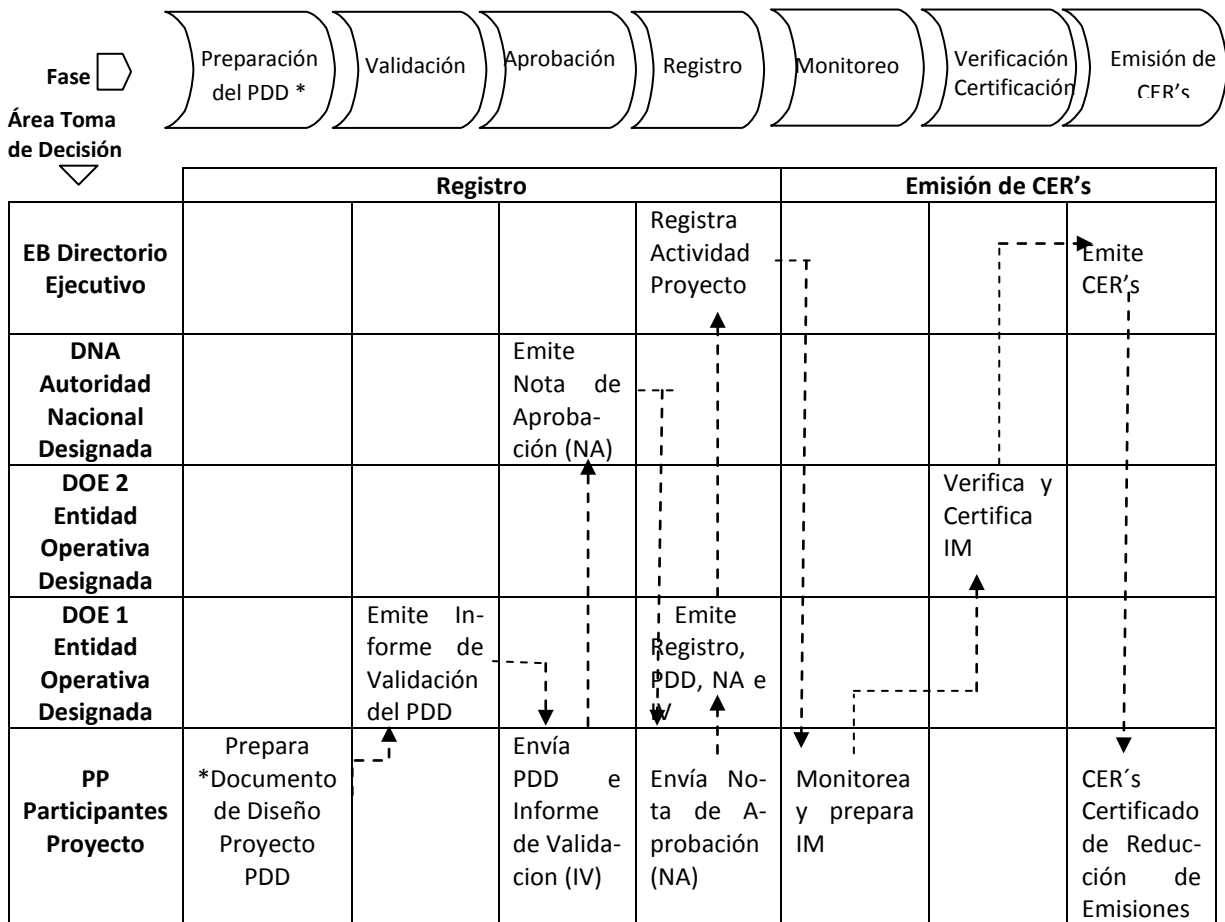
$$CAP_T = AAU + CER$$

Los proyectos que califican para la obtención de un CER están sometidos a un procedimiento pesado (fig. 9.6) supervisado por el Comité Ejecutivo (EB), el cual puede a su vez hacer recomendaciones a la Conferencia de las Partes (COP).

En mayo de 2011, los proyectos MDL eran unos 2204 y se clasificaban como sigue en función de los *países receptores* de la inversión (fuente CMNUCC, en %):

China:	38,0	Malasia:	3,7
India:	23,0	Indonesia:	2,0
Brasil:	7,8	Filipinas:	1,9
México:	5,5	Otros:	18,0

**Tabla 9.6**  
**Procedimiento para la obtención de un CER**





### **C El mecanismo JI**

El mecanismo JI se asemeja al MDL, pero está dedicado a inversiones de reducción efectuadas en el seno de los países del anexo I y *no conduce* a un incremento del cap global. Las unidades de CO2 llevan en este mecanismo el nombre de “Unidades de Reducción de Emisiones” (ERU).

### **D Cantidad total de permisos de emisión de un país**

En total, la cantidad de permisos de emisión CAP, de un país *i* del anexo B se determina por la siguiente relación, que sintetiza el conjunto de los tres mecanismos de flexibilidad:

$$CAP_i = AAU_i - ERU_i \pm AAU_{i \neq j} + ERU_{i \neq j} + CER$$

donde:

AAU <sub><i>i</i></sub>	= cuota que dispone el país <i>i</i> (proceso IET);
ERU <sub><i>i</i></sub>	= crédito ERU emitido por el país <i>i</i> y transferido a otro país del anexo I (proceso JI);
AAU <sub><i>i</i> ≠ <i>j</i></sub>	= crédito comprado/vendido por el país <i>i</i> a otro país <i>j</i> en el marco del comercio IET
ERU <sub><i>i</i> ≠ <i>j</i></sub>	= crédito ERU emitido por un país <i>j</i> ≠ <i>i</i> del anexo I y transferido a <i>i</i>
CER	= crédito certificado emitido por un país <i>no</i> anexo I (proceso MDL)

### **9.3.3 El mecanismo del mercado europeo**

La implementación del mercado europeo previó *tres fases* de aplicación y un listado *de sectores* sometidos a este mercado para cumplir con sus obligaciones.

En la *fase I* (2005-2007)<sup>37</sup>, son los *Estados* los que distribuyen, bajo el control de la Comisión, las cuotas sobre las instalaciones industriales relevadas. Estamos por lo tanto dentro de una suerte de organización nacional de un mercado comunitario<sup>38</sup>. Nada garantiza que una “instalación” de un país A sea tratada de la misma manera que una “instalación” similar del país B. Esta anomalía fue rectificada posteriormente.

Los *sectores en cuestión* (llamados “EU-ETS”) son aquellos que utilizan medios de combustión térmica superiores a los 20 MW<sub>térmicos</sub> (incluido el sector eléctrico, las instalaciones de calefacción...) y los grandes sectores industriales como el cemento, los metales ferrosos, el vidrio, etc. que representan alrededor del *45% de las emisiones*.

<sup>37</sup> Debemos destacar que en ocasión de la fase I, no existían vínculos entre el EU-ETS y el protocolo de Kioto, ya que este último no preveía iniciar el periodo de compromisos antes del 2008.

<sup>38</sup> Ver el mercado de la electricidad, Ch. W.

La *fase II* (2008-2012) continúa basada en los *planes nacionales* de asignación. Prevé el “banking”, es decir la transferencia de créditos a la fase III, lo que no ocurría en la fase I: el sistema de Kioto de las AAU no es en esta caso aplicable, el “banking” de I a II hubiera perturbado los límites de AAU y por lo tanto los CAP iniciales para cada país.

En la *fase III* (2013-2020), las asignaciones se decidirán directamente por la Comisión, a partir de un *benchmark*. La lista de sectores incluidos se extenderá a la aviación, el aluminio, la industria química de ácidos, el amoníaco, el gas de síntesis, etc. Representan alrededor del 50% de las emisiones.

Debemos destacar que los sectores *no sometidos* al sistema (transporte, agricultura, residenciales), pueden ser objeto de medidas específicas, para las cuales Europa fijará los objetivos, siendo libres los Estados de elegir las herramientas. Es a propósito de estos sectores que se habla regularmente de “tasa al CO<sub>2</sub>”, evocadas a nivel europeo o nacional.

También hay que resaltar que la Unión *anticipó* la prolongación de los compromisos de Kioto, como había anticipado su aplicación.

## **9.4 ECONOMÍA DE UN MERCADO DE PERMISOS**

En esta sección se examina detalladamente la economía del *mercado de permisos*, transformados en una de las mayores encrucijadas entre la economía de la energía y la economía del medio ambiente. Se describen los principios básicos y se analizan los resultados obtenidos en dos ejemplos importantes: la regulación de las emisiones de SO<sub>2</sub> en los Estados Unidos y la regulación de las emisiones de CO<sub>2</sub> en Europa.

### **9.4.1 Los principios**

La existencia de *externalidades* cuestiona la eficacia del funcionamiento descentralizado de la economía y para resolver esta cuestión se trata de “internalizarlas”. Existen externalidades positivas – el ejemplo clásico es el de la producción de frutas y el de la producción de miel donde las abejas permiten la polinización de los árboles y los árboles la colecta de miel -, pero existen sobre todo numerosos ejemplos de externalidades negativas ligadas a la contaminación del aire, de los cursos de agua, de los mares, etc. En todos los casos, el productor individual no tiene en cuenta *espontáneamente* las externalidades en sus decisiones, y por lo tanto estas son sub-óptimas desde el punto de vista de la colectividad.

Existe una vasta literatura en economía del medio ambiente que tiene como objetivo analizar la implementación de mecanismos correctivos clasificados tradicionalmente en dos categorías: “mecanismos de comando y control” se trata típicamente de *normas* (umbrales permitidos de contaminación) o “mecanismos de incentivos” típicamente *tasas*, o *mercados de permisos* (cf. Cropper y al., 1992).

Los primeros trabajos teóricos sobre este tema se remontan a Pigou (1920), a quien se le adjudica el mérito de formular explícitamente las condiciones óptimas de una tasa correctiva en presencia de externalidades y a Coase, que fue el primero en notar que atribuyendo derechos a contaminar a las empresas y autorizándolas a intercambiarse estos

derechos sobre un mercado, era posible *descentralizar la tasa llamada pigouviana*. Se trata simplemente que el regulador fije el *nivel total de los derechos de contaminación* y a proceder a una *asignación inicial* de estos derechos entre las empresas.

### ***El mercado de permisos, un instrumento de política ambiental entre otras***

Un permiso, o una cuota, es en primer lugar un instrumento de política ambiental a mismo nivel que las tasas o normas. Implementar un mercado de *permisos* o una *tasa* establece un principio contaminador-pagador, y modifica los incentivos de una empresa actuando directamente sobre sus costos. La *norma*, por el contrario, es una obligación que la empresa debe respetar a través de asumir restricciones técnicas. En la literatura económica, estos instrumentos aparecen en un primer tiempo como *substitutivos*. La cuestión es saber bajo que condiciones un instrumento es más eficaz que el otro. Este camino tiene como consecuencia intentar construir instrumentos híbridos, concebidos a partir de estos instrumentos de base y combinando el conjunto de características positivas de estos últimos. Tanto la literatura como la practica tienden a considerar actualmente estos instrumentos como insuficientes si son utilizados solos, y por lo tanto se recomienda utilizarlos en forma *complementaria*. Es interesante llegar a comprender en que medida su utilización complementaria es deseable.

### ***Instrumentos substitutivos en teoría***

Una tasa genera niveles de contaminación para cada firma. El nivel establecido en principio para las firmas iguala su costo marginal de abatimiento (de descontaminación) con el precio de la tasa. Resulta de ello un nivel global de contaminación para la colectividad, que debe ser seleccionado para igualar el daño colectivo marginal con la utilidad marginal aportada por la producción de los bienes no contaminantes producidos.

*En ausencia de incertidumbre*, la aplicación de esta *tasa* es formalmente equivalente a la organización de un *mercado* de permisos que mantendría el nivel global como techo (cap) y distribuiría ese total bajo la forma de “derechos de contaminar” a las empresas, dejando a estas la posibilidad de intercambiar sus derechos. El precio de mercado de los derechos a contaminar se va a establecer en el nivel de la tasa óptima y cada firma igualará su costo marginal de abatimiento con el precio de la tasa. La asignación inicial de derechos a contaminar a la empresa, bajo la forma de asignaciones gratuitas o a través de procesos competitivos como licitaciones, tendrá un impacto *redistributivo* sobre sus beneficios. Si la norma aplicada a cada firma corresponde a su nivel óptimo de abatimiento, encontramos el mismo resultado.

Sin embargo, *en presencia de incertidumbre*, la equivalencia desaparece. Weitzman (1974) considera la situación estilizada de una empresa y un regulador. El regulador no conoce realmente el costo marginal de abatimiento de la empresa. Tasa o cuota serán por lo tanto fijadas por el regulador en una situación de *asimetría de información*. En estas condiciones, no puede haber un ajuste entre el costo marginal de abatimiento y el daño colectivo marginal: hay una pérdida al no adaptarse el nivel de contaminación al costo de abatimiento efectivo. Si la pendiente de la curva de daños marginales es mayor que la de los costos de abatimiento, es preferible elegir un mercado de permisos. En forma inversa, la tasa será

referible si la pendiente de los costos de abatimiento es mayor que la de los daños causados. De esta forma, *la pendiente relativa* entre los daños marginales y los costos de abatimiento marginales es la piedra angular del análisis<sup>39</sup>.

Para intentar encontrar el mejor instrumento, numerosos autores propusieron construir instrumentos híbridos, utilizando las características de la tasa y de los permisos al mismo tiempo (Ireland, 1977). Muchos instrumentos híbridos se pueden imaginar, por ejemplo un mercado con piso y techo: enmarcando el precio de los permisos, el regulador evita un derrumbe o un alza excesiva del mismo.

Una política fundada en normas necesita la obtención de información y discusiones previas con la industria para obtenerla. La principal ventaja consiste en limitar la incertidumbre y dictar a las empresas lo que deben hacer.

En esta discusión representamos a la empresa esencialmente bajo la forma de *decisiones operativas*: modificación de la mezcla de combustibles o mejor de la eficacia energética. Cuando se introducen las *decisiones de inversión*, la comparación entre instrumentos pasa a ser todavía más compleja. La I&D ambiental genera un efecto directo, la reducción de los costos, y un efecto estratégico, que depende de la estructura del mercado. En función de la naturaleza de la competencia y del instrumento utilizado, el efecto estratégico introducido reclama para un mismo monto de reducción, diferentes inversiones. Montero (2002) compara un mercado de permisos, una tasa y una norma en un contexto de este tipo.

### ***Instrumentos complementarios en la práctica***

Se puede entonces privilegiar a priori tal instrumento para tal sector, siendo determinada la elección del instrumento por un conjunto de características propias de cada sector. A partir de ello, el regulador puede tener interés en diferenciar la política ambiental por sector y recurrir simultáneamente a una tasa y a un mercado de permisos. La dificultad va a residir en una eventual superposición de estos instrumentos. En Europa, por ejemplo, coexisten tasas para los combustibles, con el mercado de permisos EU-ETS, y con normas en el mercado automotriz y en la construcción.

En el seno de un mismo sector, como el sector aéreo, se superponen muchos instrumentos. La industria de la aviación deberá obtener derechos intercambiables en el mercado europeo de permisos hacia fines de 2012 y la tasa sobre el petróleo les produce un impacto directo. Además, numerosas normas reglamentan este sector: la redefinición de rutas aéreas tiende a responder a exigencias ambientales y lo mismo sucede con las normas en términos de motorización.

*La utilización complementaria de los instrumentos* permitiría responder en forma conjunta a problemáticas muy diversas, como por ejemplo la estimulación de la investigación y desarrollo ambiental. La voluntad de satisfacer objetivos diversificados necesita recurrir a

---

<sup>39</sup> Volvemos a encontrar aquí una aplicación del análisis de Milgrom y Roberts, como así también de las situaciones y conceptos vecinos a los estudiados en la teoría de la regulación (cf. capítulo 2).

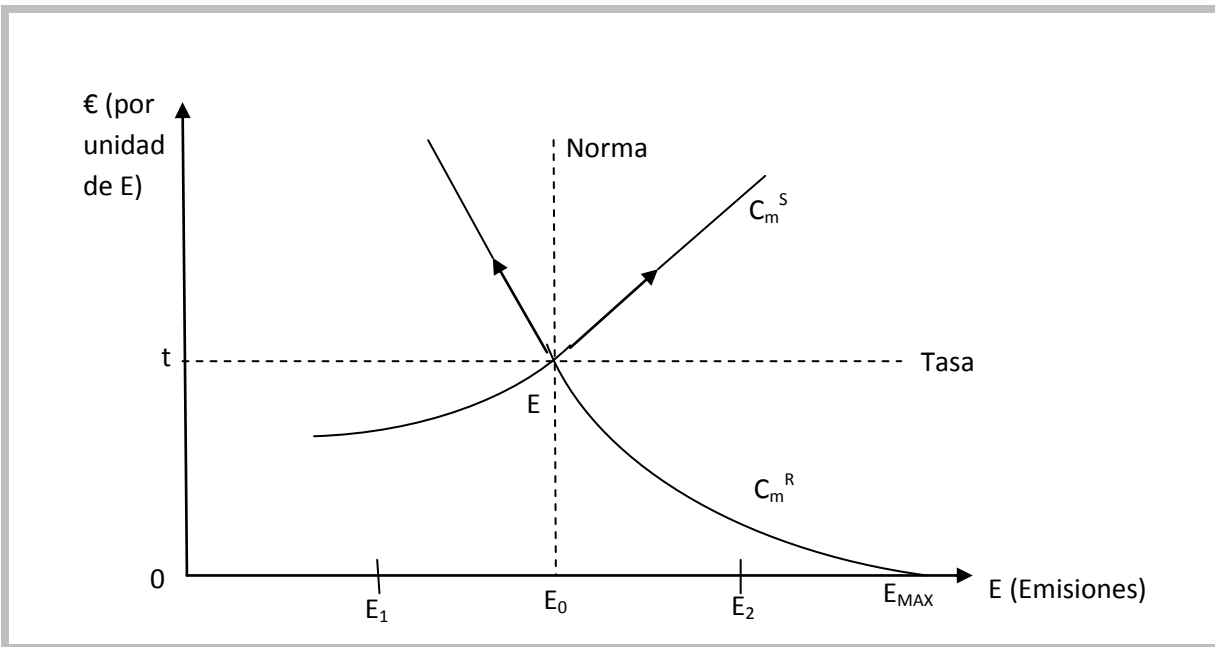
varios instrumentos, pero también puede generar efectos perversos. Hoy en día este es un tema muy debatido.

#### 9.4.2 Análisis económicos: normas, tasas y mercado<sup>40</sup>

En el caso de la contaminación, hablaremos por lo tanto de *deseconomías* externas de producción. El tema que se plantea consiste en saber cómo y con qué instrumentos el poder público puede corregir *en forma eficaz* el comportamiento no óptimo de los agentes en el origen de la imperfección de este mercado. Como lo hemos señalado, existen a priori tres instrumentos: la norma de emisiones, la tasa sobre las emisiones y el mercado de permisos de emisiones.

##### A Los parámetros

Consideremos por ejemplo una empresa que emite contaminantes que producen un daño sobre la calidad del aire. Esta puede reducir sus emisiones mediando un costo. La Figura 9.7 muestra la curva de costo marginal de reducción  $C_m^R$  que mide el costo resultante de la adaptación de las tecnologías de producción o de la instalación y funcionamiento de equipamientos de reducción de emisiones.



**Figura 9.7**

La curva  $C_m^S$  representa el *costo marginal social* de las emisiones asociado al daño ambiental (colectivo) causado por las emisiones del contaminante.

El nivel de emisión *eficaz* es  $E_0$ , tal que:

<sup>40</sup> Ver también cap. 1

$$C_m^S = C_m^R$$

Para  $E_1 < E_0$ ,  $C_m^R > C_m^S$  el nivel de emisiones es demasiado bajo en relación al óptimo social. Comparativamente será muy alto para  $E_2 > E_0$ .

Si los poderes públicos determinan un límite máximo para las emisiones, estarán fijando una *norma*. La *norma eficaz* será  $E_0$ , la empresa respetará la norma asumiendo los costos necesarios para la reducción de la contaminación y el nivel de los costos será en este caso igual al nivel óptimo definido en  $E$ .

La autoridad pública también puede fijar una *tasa* para cada unidad de contaminación emitida. Si esta tasa es igual a  $t$ , la empresa minimizará sus costos totales reduciendo sus emisiones de  $E_{MAX}$  a  $E_0$ ; pagará una tasa total representada por la superficie  $0/t/E/E_0$  y soportará un costo de reducción de las emisiones ilustrado por el triángulo curvilíneo  $E_0/E/E_{MAX}$ .

Como hemos dicho anteriormente, se puede demostrar (R. Pyndick y D. Rubinfeld, 2005) que, cuando los costos y las ventajas de la reducción de las emisiones son conocidos y en el caso en el que los costos de todas las empresas sean idénticos, es aconsejable utilizar un sistema de normas. Inversamente, si los costos de reducción son diferentes entre las empresas, es preferible aplicar una tasa. Cuando los costos son diferentes y existe *incertidumbre* sobre los costos  $C_m^R$  y  $C_m^S$  ni la tasa ni la norma darán resultados *eficaces*.

En este caso, es aconsejado *recurrir a un mercado específico*: el de los permisos de emisión sobre el cual estos son *negociables*. Cada emisor deberá disponer en este caso de permisos que lo autorizan a generar un contaminante. Estos permisos son compartidos entre las empresas y la cantidad total de permisos debe ser fijada de tal manera que el nivel de emisiones máximo no sea sobrepasado: se trata por lo tanto de una *regulación por las cantidades*.

## **B El caso del CO<sub>2</sub>**

### **La norma**

En primer lugar, interesa recordar que el sistema europeo de derechos negociables llamado "EU-ETS" solo cubre aproximadamente el 45% de las emisiones: sectores como la agricultura, la construcción, el transporte excluido la aviación o el tratamiento de residuos no participan en este sistema. Estos son regidos por *normas* de contaminación.

Relativamente simple a implementar, la norma puede sin embargo ocasionar costos de control muy importantes. En tanto que norma *técnica* tiene en general un alcance sobre los *equipamientos* (edificios, automóviles,...) y no sobre su *utilización*, disminuyendo de esta manera los incentivos individuales para optimizar esta última.

Además, no permite igualar los costos de reducción  $C_m^R$  con los costos de los daños evitados  $C_m^S$ . En efecto, si consideramos (figura 9.8) dos empresas que disponen de

posibilidades de reducción de costos  $C_{m1}^R$  y  $C_{m2}^R$  con  $C_{m1}^R > C_{m2}^R$ . Si la obligación de reducción de emisiones es del, por ejemplo, 50%, la empresa 1 deberá reducir sus emisiones de  $E_1^0$  a  $E_1^1$  mediando un costo total representado por la superficie A. La empresa 2 hará lo mismo de  $E_2^0$  a  $E_2^1$  y soportará el costo B. La situación “normalizada” ( $E_1^1 ; E_2^1$ ) implica costos diferentes *para un mismo objetivo*. Además, la diferencia entre los costos marginales de los dos emisores luego de las reducciones muestra que la imposición de un sistema de normas crea *de facto* un sistema de *precios implícitos múltiples* para el carbono.

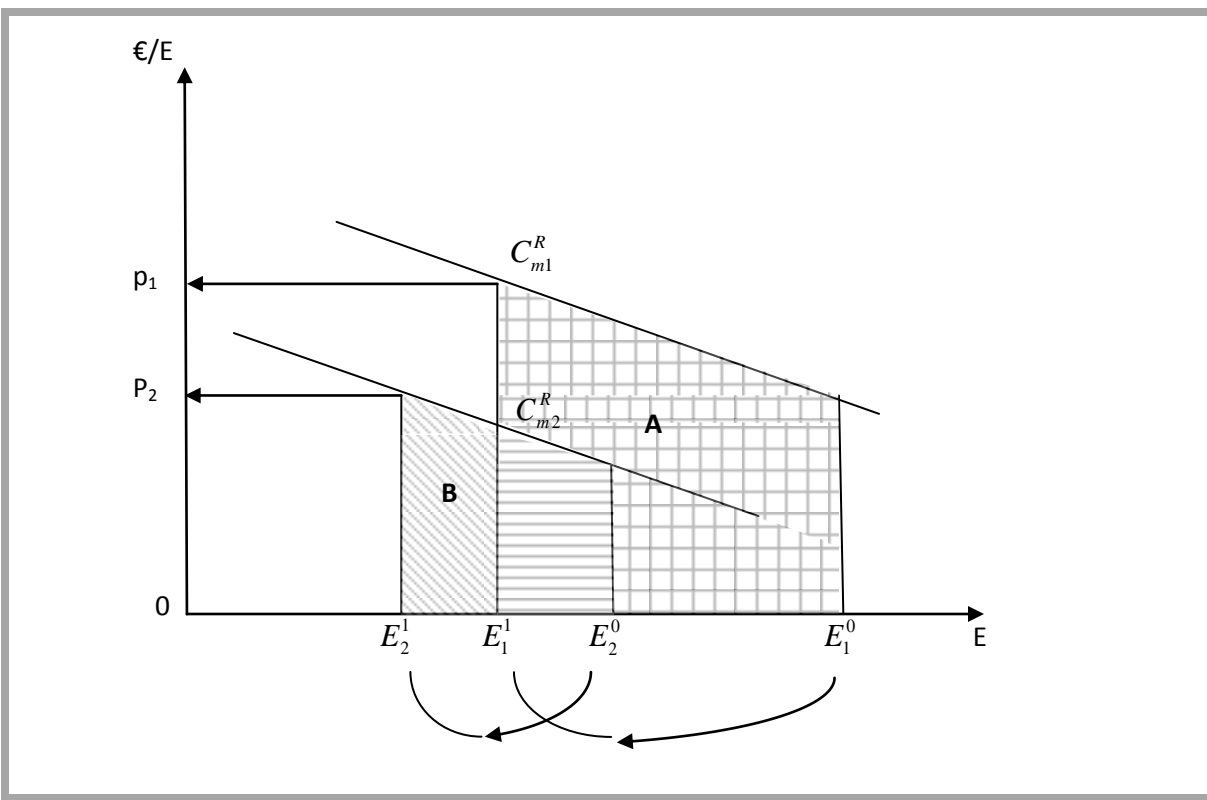


Figura 9.8

### *Precios o cantidades*

Luego de la conferencia de Río (1992), las negociaciones internacionales debatieron los meritos respectivos de una regulación por los precios (tasa) o por las cantidades (cuotas negociables). Interesa recordar que la Comunidad europea, favorable a principios de los años 1990 a un esquema de tasación en el cual los Estados miembros no llegaron a ponerse de acuerdo, finalmente decidió aplicar el sistema actual de cuotas de emisión, mientras que en los Estados Unidos defendieron inicialmente un sistema de cuotas, antes de retirarse posteriormente de las negociaciones.

La tasa permite una mayor previsibilidad de un precio director con tasas incluidas para las empresas, siempre que la autoridad acepte a comprometerse sobre una evolución de largo plazo del nivel de la tasación. Sin embargo, para poder determinar una tasa óptima de tasación, la autoridad debería conocer las características del óptimo colectivo, es decir el

nivel de igualación del daño marginal y el costo marginal de reducción de emisiones. Si consideramos que la autoridad está peor informada que los agentes económicos sobre los costos de producción y de reducción de emisiones, los instrumentos económicos serán más eficaces permitiendo la movilización de la información retenida por los agentes, sin necesitar que esta sea transferida a las autoridades. Con los permisos negociables, la optimización económica es colocada bajo una *restricción ambiental exógena* (la cuota).

En futuro sin incertidumbre y en condición de información perfecta, los dos instrumentos (precio, cantidad) tendrían que producir efectos económicos equivalentes. Como se indicó *supra*, no es este el caso en situación de asimetría de información sobre los costos de reducción de emisiones y de incertidumbre económica sobre los daños evitados.

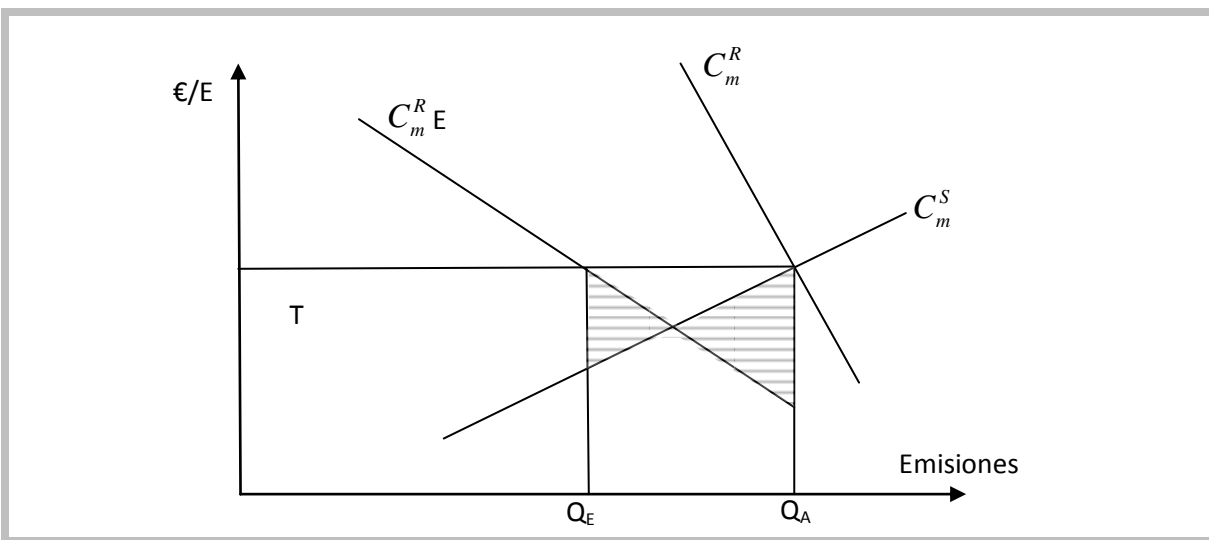


Figura 9.9 a

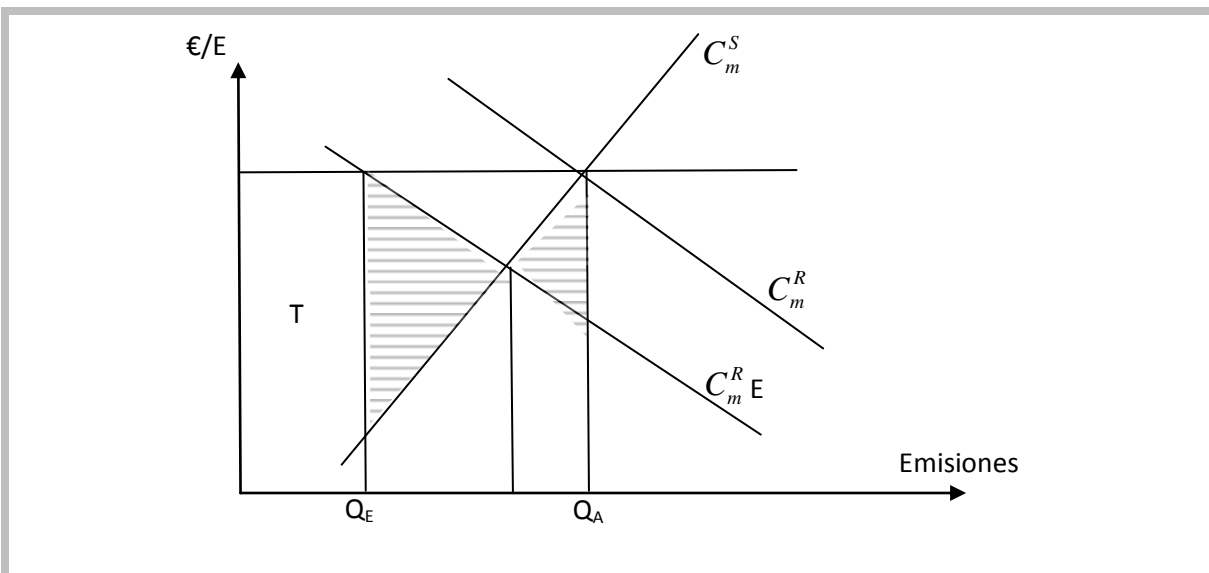


Figura 9.9 b



El gráfico 9.9 a muestra el caso en el cual la recta de daños marginales evitados  $C_m^S$  tiene una *pendiente inferior* a la de los costos marginales de reducción  $C_m^R$ .  $C_m^R A$  es la curva que *prevén* los poderes públicos y  $C_m^R E$  es la *curva efectiva* correspondiente. Introduciendo una restricción cuantitativa, las autoridades elegirán un nivel  $Q_A$  que corresponde al óptimo aparente para la colectividad, teniendo en cuenta las informaciones disponibles. Con un enfoque que privilegia la tasación, elegirán el nivel T. En ambos casos, la decisión es errónea, pero el error (zonas sombreadas) es menor seleccionando la tasa que fijando una restricción sobre las cantidades. Si la pendiente de  $C_m^S$  es *mayor* que la de  $C_m^R$  (gráfico 9.9 b) el resultado será inverso. La decisión entre una regulación por los precios y una regulación por las cantidades esta entonces vinculada a la *relación entre las pendientes respectivas* de las curvas agregadas de los daños marginales evitados y de los costos marginales de reducción de las emisiones contaminantes.

De acuerdo al segundo Informe del GIEC (1995), la pendiente de la curva de daños marginales evitados es inferior a la de la curva de costos marginales de reducción de emisiones a corto y mediano plazo, porque el costo marginal de reducción de emisiones crece más rápido que el beneficio marginal que se podría obtener<sup>41</sup>.

El enfoque mediante la tasación habría por lo tanto, en la teoría, podido prevalecer, pero la lógica de la negociación ha conducido a otra “elección” : la de la regulación por las cantidades, es decir a la fijación de cuotas de emisión negociables. Todo sucede como si se hubiera formulado una hipótesis implícita según la cual un pequeño aumento de las emisiones podría tener efectos negativos muy importantes sobre el medio ambiente (una pendiente de  $C_m^S$  mayor que la de  $C_m^R$ ) y que la prudencia hubiera prevalecido en la elección del mecanismo.

### **La economía de las cuotas negociables**

La figura 9.10 muestra la lógica económica del comercio de permisos en el caso de dos fuentes confrontadas a una obligación de reducción del 50% de emisiones contaminantes.

Las emisiones iniciales para cada una de las dos fuentes (1) y (2) son  $E_1^0$  y  $E_2^0$ . Un objetivo de reducción uniforme del 50% de las emisiones las lleva a reducir sus emisiones hasta  $E_1^1$  y  $E_2^1$  respectivamente. La fuente (1) debe soportar un costo total representado por la superficie [C + D] y la fuente (2) un costo representado por [B]. El equilibrio alcanzado ( $E_1^1$  ;  $E_2^1$ ) corresponde a costos desiguales y a costos *marginales* de reducción

---

<sup>41</sup> Es necesario por supuesto recordar la complejidad del cálculo del daño marginal evitado y de la multiplicidad de fuentes de incertidumbre que afectan este daño: “*El daño marginal generado por tonelada de CO<sub>2</sub> emitida hoy a la atmósfera está sujeta a una incertidumbre radical. Esto es así porque la economía de cambio climático constituye ciertamente el mayor desafío de la teoría de la decisión y de la incertidumbre*” (Gollier, C., “*Copenhague 2009: incertidumbre y precio del carbono*”, in Tirole, 2009).

sensiblemente diferentes. Es interesante intentar realizar una nueva asignación de esfuerzos que induciría a la la economía de costos totales, respetando la misma restricción cuantitativa sobre la reducción de emisiones. Esta asignación podríamos llamarla más *eficaz*. Un sistema de intercambio de cuotas entre las fuentes (1) y (2) que se equilibra en el precio  $p$  le permite: incrementando su reducción de emisiones en  $x$  unidades, la fuente (2) libera un exceso de derecho de emisiones que puede revender al precio  $p$  a la fuente (1), la que a su vez puede limitar su esfuerzo de reducción en esa misma cantidad. En total, luego del intercambio, la fuente (1) soportará un costo neto igual a  $[D + px]$  y la fuente (2) un costo neto de  $[B + A + - px]$ . El costo total será entonces igual a  $[B + A + D]$  en lugar de  $[B + C + D]$ , con  $A < C$ . El objetivo de disminución de costos totales es obtenido de esta forma, como así también la reducción exigida de contaminantes.

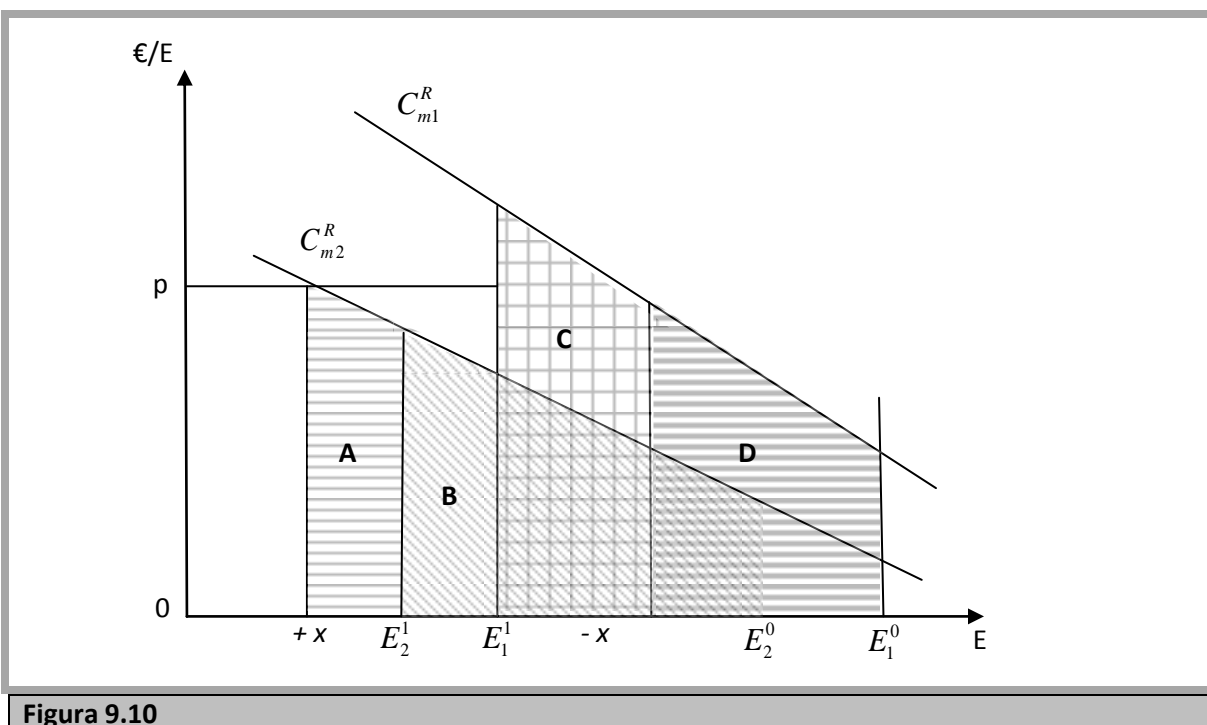


Figura 9.10

Varios mercados de carbono han aparecido. Estos son concebidos sobre una base voluntaria (Chicago Climate Exchange), o sobre una base obligatoria (Blue Next, donde se comercian los permisos de EU-ETS). Pueden dar lugar a intercambios de permisos de emisión entre dos entidades cuyos compromisos de reducción están cubiertos por el mismo acuerdo (protocolo de Kioto o sistema EU-ETS o incluso Chicago) o a intercambios de créditos de reducción salidos de *mecanismos basados sobre proyectos* del protocolo de Kioto. Según los mercados, los intercambios pueden realizarse entre Estados o entre agentes emisores (EU-ETS o Chicago).

Es interesante destacar los siguientes elementos:

- el mecanismo fija por adelantado el nivel de reducción deseado y sobreentiende una obligación de resultado;

- la imprevisibilidad del precio de la tonelada de CO<sub>2</sub> ofrece poca visibilidad a los industriales;
- el intercambio es beneficioso para ambas partes involucradas y la disminución de costos obtenida a través de este intercambio no afecta el respeto de la obligación ambiental en tanto que los impactos sobre el medio no están significativamente ligados a la localización de las emisiones;
- el equilibrio  $(p,x)$  económicamente eficaz, *no depende* de la clave de la distribución inicial de las cuotas entre las fuentes: si se hubiera pedido a la fuente (1) reducir su contaminación un 40% y a la fuente (2) un 60% de forma de alcanzar el mismo resultado global, la distribución final de los esfuerzos luego de la libre transferencia de los permisos sería la misma que en el caso precedente, es decir  $[(E_1^1 - x, E_2^1 + x)]$ ;
- el precio de equilibrio  $p$  está determinado exclusivamente por el nivel del techo fijado, en este caso una reducción del 50% y por las funciones de costos marginales de reducción de emisiones propias de cada fuente: no depende por lo tanto de la distribución inicial de permisos entre ambas fuentes;
- la regla de asignación inicial no tiene por lo tanto efecto sobre los equilibrios económicos del mercado de cuotas desde el momento que los determinantes (techo total, funciones de reducción de emisiones) se mantienen sin cambios, es decir, en realidad, que los permisos son asignados “de una vez para siempre”, pero tienen una incidencia financiera fuerte porque modula el stock de permisos que dispone cada agente.

El tema se plantea sobre la incidencia económica de la *selección inicial del modo de asignación*. A priori, varios modos de asignación son posibles entre países y/o entre actores: atribución gratuita, atribución a título oneroso con, en este caso, un procedimiento licitatorio o mediante venta a un precio fijado de forma “exógena” o inclusive una solución mixta. Por ejemplo, como describimos anteriormente, las disposiciones de la versión 2003 de la directiva EU-ETS preveían que una fracción limitada de cuotas fuera licitada hasta el 5% del total en la fase I, y del 10% del total en la fase II, siendo el saldo distribuido gratuitamente. A partir de la modificación realizada en 2009 para la fase III (2013 – 2020), la directiva previó la utilización de un sistema licitatorio a partir de 2013, en primer lugar para la industria eléctrica (100%), y luego progresivamente para los otros sectores (20% en 2013, hasta alcanzar el 70% en 2020 y el 100% en 2027).

En presencia de un mercado activo y competitivo, el modo de asignación inicial de las cuotas no tiene incidencia sobre los costos directos de los equipamientos productivos.

En efecto, si definimos el costo  $C$  de reducción de las emisiones imputables a una producción dada como el flujo de gastos que separan dos estados de stocks de activos en poder de la empresa, tenemos:

$$C = S_i - S_F$$

donde  $S_i$  es el stock inicial previo al compromiso de producción ;  
 $S_F$  es el stock final al término del periodo de producción .

El costo medio de reducción de las emisiones (costo de reducción propiamente dicho + cobertura de las emisiones por las cuotas) estará entonces definido por  $C_M = C/q$  donde  $q$  es la cantidad de bienes producidos.

Supongamos que el mercado de cuotas sea competitivo. Cada una de las empresas, supuestas idénticas, se comporta como tomador de precios (price-taker) y determina la estrategia óptima de reducción de sus emisiones comparando sus propios costos de reducción de emisiones con los precios de las cuotas que puede adquirir. En la figura 9.11 se puede visualizar la situación de una empresa cuyas emisiones de referencia prevalecientes antes de la fijación de una cuota son  $E_R$ . Se supone que un techo global de emisiones es fijado por las autoridades a un nivel del 70% de las emisiones de referencia, lo que significa que la empresa considerada debe reducir sus emisiones de  $E_R$  a  $E_0$ .

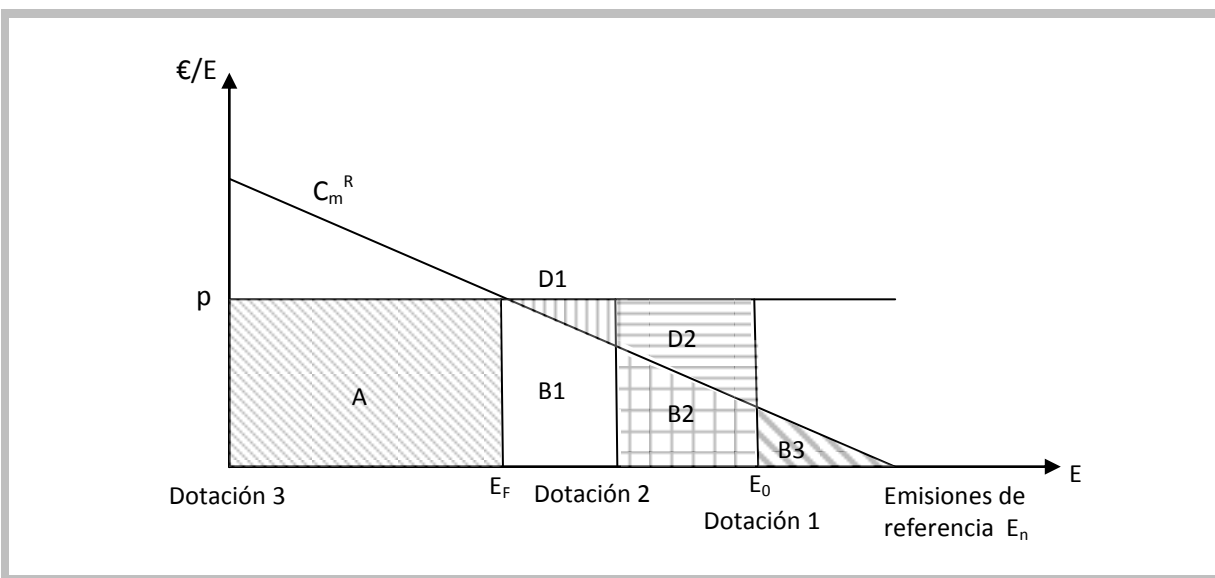


Figura 9.11

Distinguimos tres casos::

- las cuotas son distribuidas gratuitamente por un 70% de las emisiones de referencia (dotación 1);
- las cuotas son atribuidas gratuitamente por un 50% de las emisiones de referencia (dotación 2), el saldo es vendido al precio  $p$  por los poderes públicos;
- no se distribuye ninguna cuota en forma gratuita (dotación 3), pero los Estados ponen en venta la totalidad de las emisiones máximas.

En los tres casos el techo global como así también el costo marginal de reducción  $C_m^R$  son los mismos para cada empresa, y el precio de mercado  $p$  de las cuotas es idéntico. En consecuencia, el nivel óptimo de reducción de emisiones de cada empresa es idéntico en todos los casos. Que sucede con los costos totales  $C$ ?

En el primer caso, la empresa recibe *gratuitamente* una dotación de cuotas equivalente al 70% de sus emisiones de referencias, es decir un valor de  $[A + B1 + B2 + D1 + D2]$ . La

empresa va a reducir sus emisiones hasta su óptimo  $E_I$  correspondiente a la intersección del precio  $p$  y de la curva de costo marginal de reducción de emisiones. Su costo de reducción se va a elevar a  $[B_1 + B_2 + B_3]$ . Va a emplear parcialmente el monto  $A$  de su dotación de cuotas para cubrir sus emisiones al óptimo y va a revender las cuotas no utilizadas por un valor igual a  $[B_1 + B_2 + D_1 + D_2]$ .

Se deduce de esta forma que:

$$\begin{aligned} S_i &= A + B_1 + B_2 + D_1 + D_2 \\ S_F &= D_1 + D_2 - B_3, \\ \text{y entonces } C &= A + B_1 + B_2 + B_3 \end{aligned}$$

En el *segundo caso*, el razonamiento es idéntico, aun con una dotación menor: la empresa recibe gratuitamente una dotación de cuotas equivalente al 50% de sus emisiones de referencia, es decir un valor igual a  $[A + B_1 + D_1]$ . Va a reducir sus emisiones hasta el punto óptimo  $E_F$ . Su costo de abatimiento se va a elevar a  $[B_1 + B_2 + B_3]$ , como en el primer caso. También va a emplear el monto  $A$  de su dotación de cuotas para cubrir emisiones hasta el óptimo y va a revender las cuotas no utilizadas por un monto  $[B_1 + D_1]$ .

De donde se deduce que:

$$\begin{aligned} S_i &= A + B_1 + D_1 \\ S_F &= D_1 - B_2 - B_3, \\ \text{y entonces } C &= A + B_1 + B_2 + B_3 \end{aligned}$$

Finalmente, en el tercer caso, la empresa debe adquirir la totalidad de sus cuotas al precio de mercado y pagar la reducción de sus emisiones hasta el óptimo. Es la configuración que mayor incidencia financiera tiene sobre la empresa. Su costo de abatimiento va siempre a elevarse a  $[B_1 + B_2 + B_3]$  como en los casos 1 y 2. Tendremos en este caso:

$$\begin{aligned} S_i &= 0 \\ S_F &= -A - B_1 - B_2 - B_3, \\ \text{y entonces } C &= A + B_1 + B_2 + B_3 \end{aligned}$$

Vemos de esta forma que en los tres casos, el costo total de la reducción de emisiones imputable a las actividades productivas de la empresa es el mismo, como así también el costo medio por unidad producida. Lo mismo sucede con el costo marginal de reducción en el óptimo. Teóricamente, la elección de las reglas de dotación no tiene influencia sobre las condiciones de oferta de bienes de la empresa emisora de CO<sub>2</sub>, desde el momento que esta empresa está sometida a un programa de cuotas comerciables cuyos elementos fundamentales (techo, perímetro, participantes) son los mismos. Si el mercado es competitivo, esta oferta tomará en cuenta los costos de producción propiamente dichos, a los que se va a agregar el costo de reducción de emisiones generadas por esta producción, costo idéntico en los tres casos considerados para una empresa dada.

Al contrario, lo que tiene una influencia sensible sobre los costos de explotación y las decisiones de gestión, es la *existencia misma de una restricción carbono* que traduce el programa de cuotas: el *precio* de las cuotas es el *valor* de la restricción carbono si este

mercado es eficiente y los costos de transacción son despreciables. Esta es la razón por la cual una instalación no rentable con cuotas que debería comprar desde la primera tonelada emitida tampoco será rentable si todo o una parte de las cuotas correspondientes a su actividad le son atribuidas gratuitamente, desde el momento en que tendrá la libre disponibilidad de las cuotas recibidas y, en particular, la facultad de vender las cuotas no utilizadas en caso de cese de sus actividades. Esta asignación gratuita debe ser vista solamente *como una compensación por la modificación de las reglas de juego introducidas por una autoridad pública* en una economía de mercado.

### 9.4.3 El mercado norteamericano de SO<sub>2</sub> y el mercado europeo de CO<sub>2</sub>

#### A *Características principales y temas destacados*

Muchos mercados de permisos de emisión fueron implementados en las dos últimas décadas. Los dos mayores mercados instalados hasta el presente son el mercado norteamericano referido a las *lluvias ácidas*, un mercado que se aplica en todo el territorio de los Estados Unidos creado por el US Clean Air Act Amendment de 1990, en el que los permisos referidos a las emisiones de SO<sub>2</sub> son comerciados, y el *mercado de EU-ETS*, mercado intereuropeo lanzado en 2005 para posibilitar el comercio de los permisos de emisión de CO<sub>2</sub> en el seno de la Europa de los 15 y luego de los 27 países miembros.

En estos dos mercados llamados en adelante como el *mercado de SO<sub>2</sub>* y el *mercado de CO<sub>2</sub>* respectivamente, los permisos son títulos de propiedad comerciados introducidos en el contexto de una regulación ambiental impuesta por una autoridad regulatoria, la Agencia americana de protección ambiental (EPA) y la Comisión europea (CE) respectivamente, en vista de reducir las emisiones de una sustancia contaminante. La cantidad de títulos de propiedad es calculado para coincidir con los objetivos de reducción de la contaminación determinado previamente (*i.e.* los techos de emisión o *caps*). Inicialmente, las cuotas de emisión son asignadas mayoritariamente en forma gratuita, en una base anual, considerando las emisiones históricas (*i.e. grandfathering*), y pueden ser comercializados entre agentes que participan en el sistema. Para cumplir conforme a la regulación ambiental, una empresa debe ceder al regulador una cierta cantidad de cuotas periódicamente, correspondiente a sus emisiones.

Antes de entrar más profundamente en el mecanismo de estos mercados de permisos, conviene destacar que las sustancias contaminantes consideradas, son diferentes. El SO<sub>2</sub><sup>42</sup>, es un contaminante local, producido por las centrales eléctricas alimentadas por energías fósiles (carbón y petróleo). Los beneficios obtenidos del control de emisiones son por lo tanto percibidos localmente y los daños son causados por un solo sector, en un solo país. El CO<sub>2</sub>, en cambio, es un contaminante global emitido por muchas actividades económicas y diversos sectores. Ello significa que los beneficios vinculados a la reducción de CO<sub>2</sub> son percibidos globalmente, en particular fuera de la Unión europea. De esta forma, la regulación en el caso de las *lluvias ácidas* es aplicada por una autoridad nacional, mientras

---

<sup>42</sup> Conduce a la *contaminación ácida* por  $H_2O + SO_2 \rightarrow H_2SO_3$  (ácido sulfuroso) y  $2H_2O + 2SO_2 + O_2 \rightarrow 2H_2SO_4$  (ácido sulfúrico).

que la regulación del mercado EU-ETS es aplicada por una autoridad que actúa en nombre de los Estados europeos, la Comisión europea, en forma conjunta con las autoridades nacionales de los Estados miembros. La evaluación de la EU-ETS debe hacerse no solamente a nivel de la UE sino también globalmente a nivel mundial. Los libros de referencia para la evaluación de estos dos mercados son Ellerman y *al* (2003a y 2003b), Ellerman y *al* (2010). Esta sección se apoya ampliamente en ambas fuentes.

En el caso de los mercados de SO<sub>2</sub> una ley nacional definió los máximos requeridos: la Ley de Aire Limpio (Clean Air Act Amendment) de 1990 estableció un límite buscando reducir la producción de SO<sub>2</sub> a un nivel absoluto de 10 millones de toneladas por año. También, en el mercado de EU-ETS, el mercado fue creado con el objetivo de alcanzar hacia el año 2012 un objetivo de reducción del 8% de las emisiones respecto a las cifras de 1990, en la zona de la Europa de los 15.

## ***B El mercado de permisos de SO<sub>2</sub>***

### ***Los efectos de las lluvias ácidas sobre el medio ambiente***

La acción nociva de la contaminación ácida actúa sobre la salud, sobre todo en las poblaciones frágiles, el agua, el suelo, los vegetales e incluso puede afectar a los materiales. Las lluvias ácidas hacen que algunos suelos se acidifiquen, efecto que se traduce en una pérdida de elementos minerales nutritivos para los árboles y la vegetación. Los daños más espectaculares imputados a las lluvias ácidas son los sufridos por los lagos acidificados.. Cuando el pH disminuye, se observa una modificación de la flora y de la fauna acuática, con una rarefacción y luego la desaparición de algunas especies de peces. Mientras que la “cantidad total” de la materia viviente se mantiene en gran parte sin cambios, la diversidad de las especies disminuye considerablemente. La acidificación de las aguas ocasiona también una disolución de ciertos metales tóxicos como el aluminio. Cuando la acidez del agua alcanza un cierto nivel, las plantas y los animales desaparecen. Las aves pueden ser particularmente contaminadas a su vez, cuando absorben los minerales tóxicos o se alimentan de peces contaminados.

### ***El “diseño” del mercado de SO<sub>2</sub>***

- La implementación del mercado de permisos fue operada *en dos fases*: una fase de aprendizaje 1995-1999, seguida de una segunda fase todavía en funcionamiento, de 2000 a un horizonte de 30 años. Durante la primera fase, 263 de las unidades generadoras de la mayor parte del SO<sub>2</sub> fueron integradas en el programa, mientras que en la segunda fase casi todas las unidades generadoras de electricidad fueron integradas, 111 de ellas se unieron en forma voluntaria al programa durante la fase 1. Al inicio de la fase 2, el techo absoluto de las emisiones fue revisado a 8,9 millones de toneladas por año hacia el año 2010.
- Deben destacarse los siguientes puntos importantes:
  - Durante la primera fase, las asignaciones iniciales fueron entregadas gratuitamente a las empresas, condición que fue juzgada como necesaria

para hacer que entren en el sistema, pero el monto de las asignaciones gratuitas fue gradualmente reducido, y durante la fase 2 la mayor parte de las asignaciones fueron atribuidas en procesos licitatorios;

- Las asignaciones gratuitas fueron acordadas sobre la base de las emisiones históricas de las instalaciones existentes con anterioridad a 1995 y, una vez acordadas, el nivel de estas asignaciones gratuitas fue definitivo, continúen funcionando o no las instalaciones;
- Ninguna asignación gratuita fue acordada a instalaciones nuevas;
- Los industriales son autorizados a ahorrar asignaciones del año en curso, sean atribuidas gratuitamente o compradas en el mercado. Esta regla de *banking* permite compensar emisiones futuras;
- La *visibilidad* del sistema en su conjunto y las reglas específicas que gobiernan la atribución de asignaciones gratuitas es considerado como un factor de éxito para los industriales, especialmente en el sentido que permite la planificación de las inversiones.

### ***Elementos de evaluación***

En 2007, las emisiones de SO<sub>2</sub> se elevaban a 8,9 millones de toneladas, alcanzando el objetivo del programa antes del límite que se había establecido para el 2010. Desde el 2003, las emisiones de SO<sub>2</sub> estaban en disminución del 38% respecto de su nivel de 1980 (el objetivo de disminución para el 2010 era del 50%) a un costo global inferior al presupuesto inicialmente previsto.

La reducción de las emisiones proviene esencialmente de la aplicación de depuradores de SO<sub>2</sub>, y sobre todo del cambio de la mezcla de combustibles, substituyendo en las centrales eléctricas al habitual carbón muy contaminante de los Apalaches por un carbón con menor tenor de azufre proveniente de Wyoming. Este costo de descontaminación fue menor que el previsto a priori. Según Burtraw y ali (2000) *“El modelo de comando y control, con imposición de la tecnología, habría ocasionado 2,4 a 2,5 mil millones de dólares de gastos por año. El programa actual no cuesta más que mil millones de dólares”*.

La reducción de las emisiones está, sin embargo, lejos de ser uniforme: en el plano geográfico, el 90% proviene de 11 Estados y 32% proviene de 30 unidades de producción situadas en el Medio Oeste que representan solo el 3% de la capacidad d instalada.

El mercado de SO<sub>2</sub> permitió intercambiar eficazmente los derechos a contaminar, conduciendo de hecho a una igualación de los costos marginales de abatimiento con los costos marginales de los daños, costo revelado por los mecanismos de mercado. La eficacia financiera del mercado de SO<sub>2</sub> se puede apreciar por el volumen comercializado y la liquidez del mercado. De hecho esta eficacia, fue apareciendo progresivamente con el aumento de permisos acordado mediante licitaciones, y la multiplicación de instrumentos financieros (opciones, “swaps”, “forwards”, y “futuros”). Con esta situación, Sanin (2009) puso en evidencia una regionalización del comercio. El mercado de permisos de emisiones de SO<sub>2</sub>, igual que el mercado eléctrico, esta caracterizado por un fuerte componente de transacciones locales. La dimensión nacional solo aparece cuando los desequilibrios locales (debidos particularmente a un alza de la demanda de electricidad) incitan a buscar un mejor



precio fuera de la región. En estos casos, las empresas prefieren tratar con actores puramente financieros presentes a escala nacional (por ejemplo, bancos que tomen posiciones especulativas sobre el mercado).

### ***C El mercado de permisos de CO<sub>2</sub>***

Las emisiones de CO<sub>2</sub> provienen esquemáticamente por mitades de las centrales que producen energía, y de otros sectores de procesos de producción industriales y del transporte.

En el plano geográfico, las emisiones históricas provienen de los países industriales, pero un país como China pasó a ser el segundo emisor en valores absolutos en el año 2009, mientras que Indonesia pasó al tercer lugar como consecuencia de la deforestación.

Los compromisos de los diferentes países en un programa de limitaciones de gases de efecto invernadero son muy diferentes y no es posible hablar de un enfoque unificado, aún si, como hemos visto, el clima aparece por naturaleza como un bien público universal.

Es en este contexto que la Unión europea se comprometió unilateralmente en un proceso de limitación de sus emisiones de CO<sub>2</sub> con la creación de un mercado de permisos.

#### ***El “diseño” del mercado de CO<sub>2</sub>***

La creación de este mercado de permisos por la Unión europea fue operada *en tres fases*: una fase de aprendizaje, 2005-2007, seguida de una segunda fase, 2008-2012, y finalmente una tercera fase 2013-2020.

Los sectores involucrados fueron el sector eléctrico, y también el acero, el cemento, la cal, la cerámica, el papel, el vidrio... es decir casi el 40% de las emisiones de CO<sub>2</sub> de la UE. 11.500 instalaciones, y 2 Gt equivalentes de CO<sub>2</sub> por año. Recordemos que el objetivo de las dos primeras fases consistió en alcanzar hacia el año 2012, una reducción del 8% de las emisiones respecto a las cifras de 1990. Para el mercado EU-ETS, la unidad CO<sub>2</sub> fue bautizada EUA (EUropean Allowances). Solo las unidades de producción de una cierta dimensión fueron incluidas en el programa. Por otra parte, el EU-ETS fue progresivamente ampliado a 25 países en la fase I a 27 países en las fases II y III, siendo el objetivo alcanzar una reducción del 21% en 2020 respecto a las emisiones de 2005.

Las características principales de esta mecanismo son las siguientes:

- durante las dos primeras fases, las asignaciones iniciales fueron asignadas casi exclusivamente en forma gratuita a las empresas, condición juzgada necesaria para hacerlas entrar en el sistema, pero contrariamente al mercado de SO<sub>2</sub>, el tema de las asignaciones gratuitas continua siendo un tema mayor de debate durante la fase III;
- en la fase III, el sector eléctrico ya no dispondrá de asignaciones gratuitas (salvo excepciones limitadas en diez nuevos Estados miembros). En el otro extremo, los sectores considerados “expuestos” recibirán hasta el 100% de un “benchmark” basado en el 10% de las instalaciones más eficientes en materia de emisiones;

- las asignaciones gratuitas fueron acordadas inicialmente sobre la base de las emisiones históricas y para la fase II sobre la base de las emisiones del periodo 2005-2007;
- el cierre de una instalación ocasiona *ipso facto* la pérdida de sus asignaciones gratuitas y las nuevas instalaciones reciben asignaciones gratuitas determinadas en base a un *benchmark* tecnológico;
- los industriales no fueron autorizados en la fase I a ahorrar asignaciones del periodo en curso (*banking*) para compensar emisiones futuras; no obstante, pueden obtener préstamos de las asignaciones del año siguiente para cubrir las emisiones del año en curso; el *banking* es autorizado en las fases II y III;
- es posible revender en el mercado de CO<sub>2</sub> las reducciones de emisiones obtenidas fuera de la UE ( a través del *Mecanismo de Desarrollo Limpio*); estas posibilidades son enmarcadas en complejas reglas destinadas especialmente a limitar las reducciones no adicionales (que se obtendrían de todas formas);
- la complejidad del mercado de CO<sub>2</sub> respecto al de SO<sub>2</sub> proviene de la dimensión internacional del problema, y del impacto potencial de una política unilateral sobre la competitividad de los diferentes sectores.

#### ***D Aspectos técnicos y desarrollo del mercado EU-ETS (2005-2010)***

El sistema europeo EU-ETS domina ampliamente el mercado global de CO<sub>2</sub>: en 2008, el nivel de las transacciones se estimó en alrededor de 63 G€ y el crecimiento de este mercado, expresado en volumen, en cantidad de transacciones o en valor, prosigue.

Por otra parte, el nivel del precio del CO<sub>2</sub> ha pasado a ser un elemento importante de la política energética de los Estados y de las grandes compañías, e inclusive una preocupación general de la política industrial y económica.

Resulta útil proponer un análisis cronológico comentado del desarrollo de este mercado:

##### ***Fase I (2005-2007)***

Esta primera fase está caracterizada por la incertidumbre y las ineficacias que se pueden esperar de un nuevo mercado. En efecto, este debía “encontrar sus marcas” tanto en términos de actores del mercado como en la dinámica de la fijación de precios. Las grandes instituciones financieras y los intermediarios debían organizar sus operaciones, fueran intercambios organizados a través de bolsas, intercambios OTC (*Over the Counter: bilaterales*), comprendida la contractualización y la implementación de la documentación jurídica correspondiente.

El precio fue fijado en principio en 8 €/t, para subir en pocos meses a 20 €/t, con un pico de 30 €/t en abril de 2006. Durante la primera mitad de la fase I (llamada “fase de prueba”), los precios de las fases I y II (es decir relativos a transacciones correspondientes a vencimientos anteriores o posteriores a 2007 respectivamente) *evolucionaron en forma*

*paralela*, con precios en la fase II inferiores a los precios de la fase I, suponiendo el mercado que el sistema sería más “largo”<sup>43</sup> (excedentario) con posterioridad a 2007.

Varias razones pueden explicar el alto nivel de los precios al inicio del periodo, y particularmente:

- la *liquidez* del mercado estaba limitada, habida cuenta de la demora de aplicación, particularmente en algunos países de Europa del Este,
- la falta de percepción por parte de los actores respecto a la situación larga o corta en permisos de parte de mercado en general y de las grandes sociedades en particular;
- la verificación de los permisos adquiridos se hacía *una vez al año*, por lo que las instalaciones con posiciones largas no tenían incentivos a vender sus permisos (“wait and see”) y las instalaciones cortas se veían obligadas a pensar en constituir su cobertura y por lo tanto a pasar las órdenes correspondientes;
- la situación de los precios sobre el mercado de la energía favorecía al carbón para la producción de electricidad, y por lo tanto el *precio teórico del CO2* a ser alcanzado para ocasionar la conversión de las centrales del carbón al gas natural era elevado (ver Cuadro 9.2).

Sin embargo, en ocasión de la primera *publicación de datos reales* para los Estados en abril de 2006, se pudo apreciar que las emisiones efectivas eran significativamente más bajas que las previstas y los precios de los EUA cayeron más del 50% para subir luego rápidamente, pero sin volver a alcanzar el nivel anterior..

Cuando se hizo evidente que la fase I sería larga y que no habría transmisión posible de permisos hacia la fase II, los industriales comenzaron a vender sus excedentes, llevando el precio casi a cero. En ese momento, los precios del EUA para la fase II alcanzaban los 15 €/t, precio que evolucionó hacia un nivel de 20-25 €/t hasta el comienzo de la fase II.

### ***Fase II (2008-20012)***

La principal modificación regulatoria en esta etapa es la posibilidad, desde el comienzo de la fase II, de *transferir los permisos de una fase a otra* (banking). Los precios de fase II se alinearon sobre un nivel normal, correspondiente a los principales determinantes de este mercado, que son: las publicaciones de los datos reales, las (eventuales) modificaciones regulatorias y los *nuevos flujos* del mercado<sup>44</sup>.

La figura 9.13 ilustra de forma sintética los principales elementos susceptibles de orientar el precio.

---

<sup>43</sup> Se utilizarán aquí las denominaciones usuales del mercado: “largo” significa que el mercado o un actor del mercado tiene más permisos que los que necesita e inversamente “corto” cuando tiene menos permisos que los requeridos.

<sup>44</sup> Como ejemplo reciente, durante la jornada del 11 de mayo de 2010, el precio pasó brutalmente de 15 a 16 €/t sobre la única base de una declaración de la Dirección General DG Clima de la Comisión europea estimando en el futuro un precio de los permisos de 30 €/t.

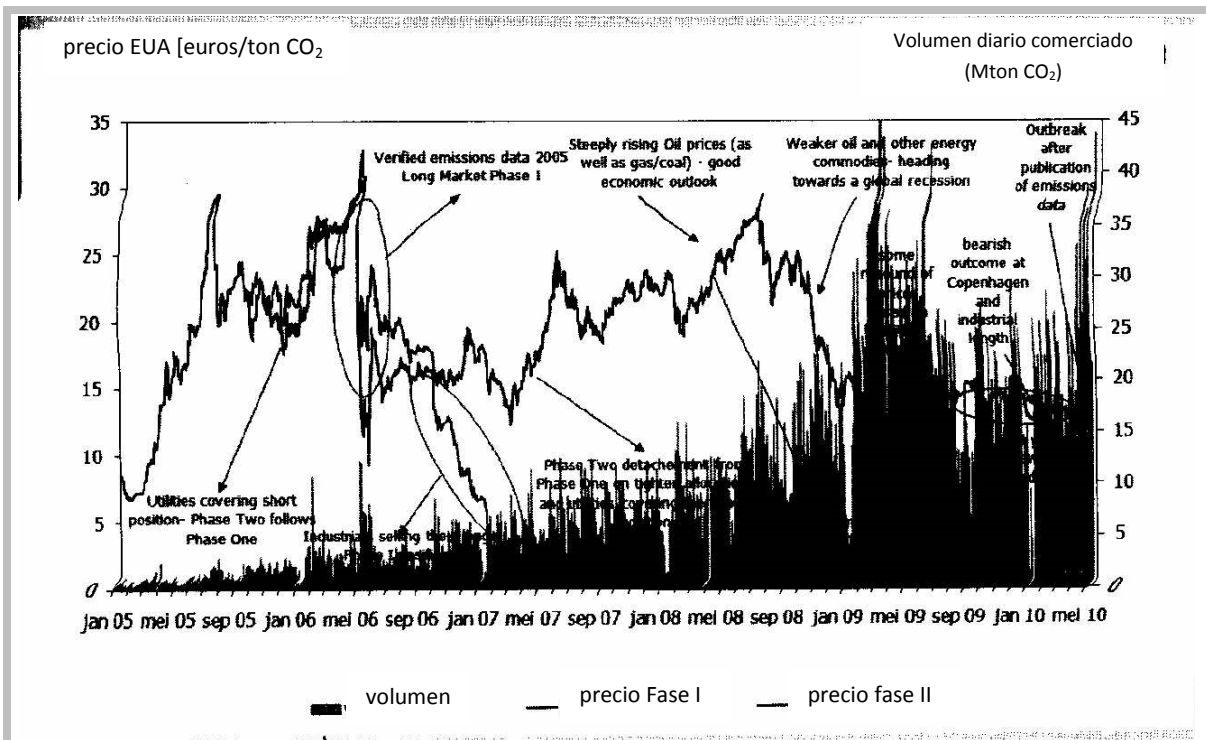


Figura 9.12

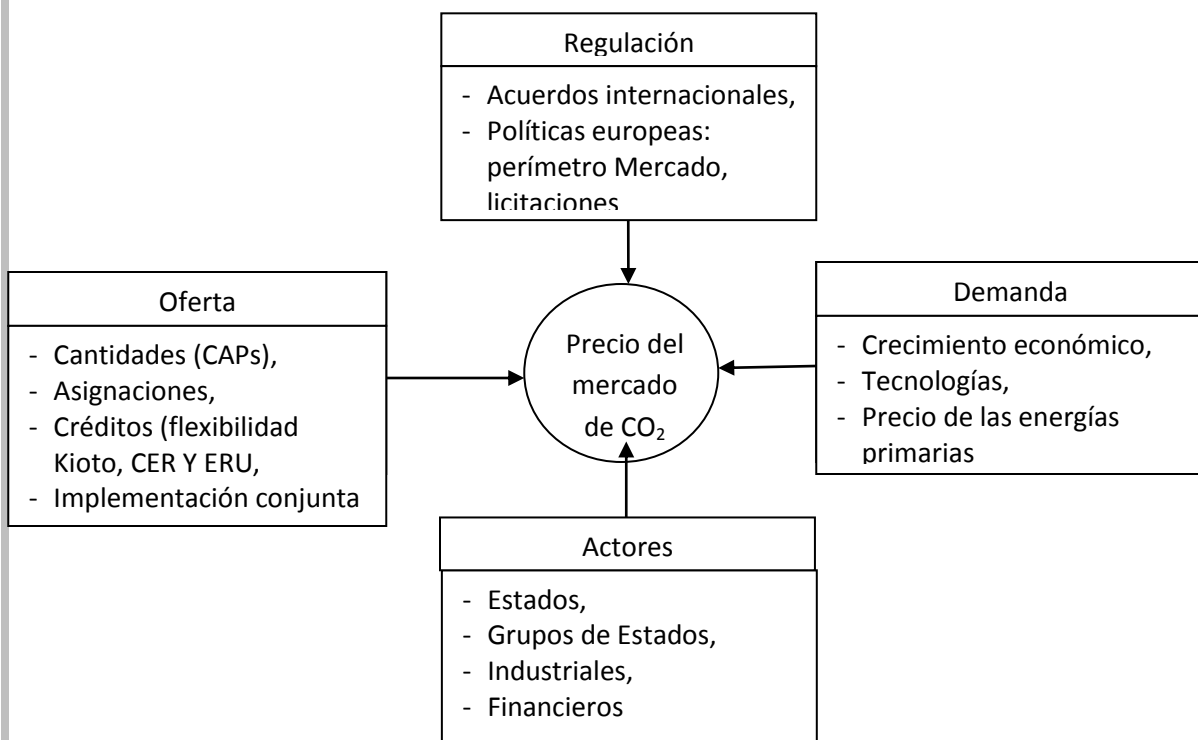


Figura 9.13  
Determinantes del precio de los EUA

## Los principales determinantes del precio: primeras constataciones

A lo largo del tiempo, los *métodos de previsión* del estado real del mercado fueron mejorando y, si bien la publicación anual de los datos reales de emisiones continúa siendo una información importante, ocasionando por otra parte un sobre crecimiento temporal de la volatilidad en ese momento, ya no afecta *estructuralmente* al mercado, como era el caso al inicio de las operaciones (2006, por ej.).

Las *decisiones regulatorias* (reales o esperadas), siempre constituyen uno de los *drivers* importantes del precio, en particular porque los precios de las fases II y III estarán en adelante vinculados por la posibilidad ilimitada de *banking*.

Los diferentes *precios de la energía* probablemente son uno de los determinantes más importantes en el corto plazo, habida cuenta de la posibilidad de *substitución* entre combustibles del carbón al gas en las centrales eléctricas (ver Cuadro). Sin embargo, este *disparador* del mercado de CO<sub>2</sub>, que liga el precio del carbón y el del gas natural, solo juega si el precio del gas es superior al del carbón para la producción de electricidad o, en todo caso, si estos dos precios fluctúan relativamente uno respecto del otro. De esta forma, por ejemplo, luego de 2009, teniendo en cuenta los muy bajos niveles de precios del gas natural, todas las capacidades técnicas de *substitución* hacia el gas en las centrales parecen haber sido activadas.

Las *condiciones meteorológicas* también pueden influenciar los precios de los permisos de emisión. El análisis del mercado muestra que este determinante es significativo sobre todo cuando se presentan situaciones “anormales” (temperaturas inferiores o superiores a la media) durante un periodo relativamente prolongado, por ejemplo de algunos meses.

La *crisis económica* de 2009 también jugó un papel muy importante, modificando completamente el contexto económico general y el equilibrio oferta – demanda, particularmente actuando sobre la demanda industrial en las industrias pesadas (acero, cemento,...). De esta forma, antes de esta crisis, los analistas preveían precios en la fase II evolucionando entre 30 € y 80 € hacia fines de 2012, en un mercado que se suponía iba a ser corto.

Por otra parte, una directiva europea de 2004 permite “importar” sobre el mercado europeo los créditos emitidos por el mecanismo de flexibilidad del MDL de Kioto (créditos CER), y utilizarlos como derechos de emisión equivalentes a los EUA. Tenemos que destacar que los propietarios de estos “CER importados” pueden utilizarlos directamente para cumplir con sus obligaciones (CER “primarios”), o venderlos. Existe un mercado de CER (llamado “secundario”), afectado por una deducción respecto a los EUA (por la menor dimensión del mercado y la inferior liquidez respecto al EU-ETS).

También se constató que las necesidades de financiamiento de algunas empresas involucradas los llevó a vender sus permisos, que eran manifiestamente excedentarios respecto a su nivel de actividad (ver Cuadro).

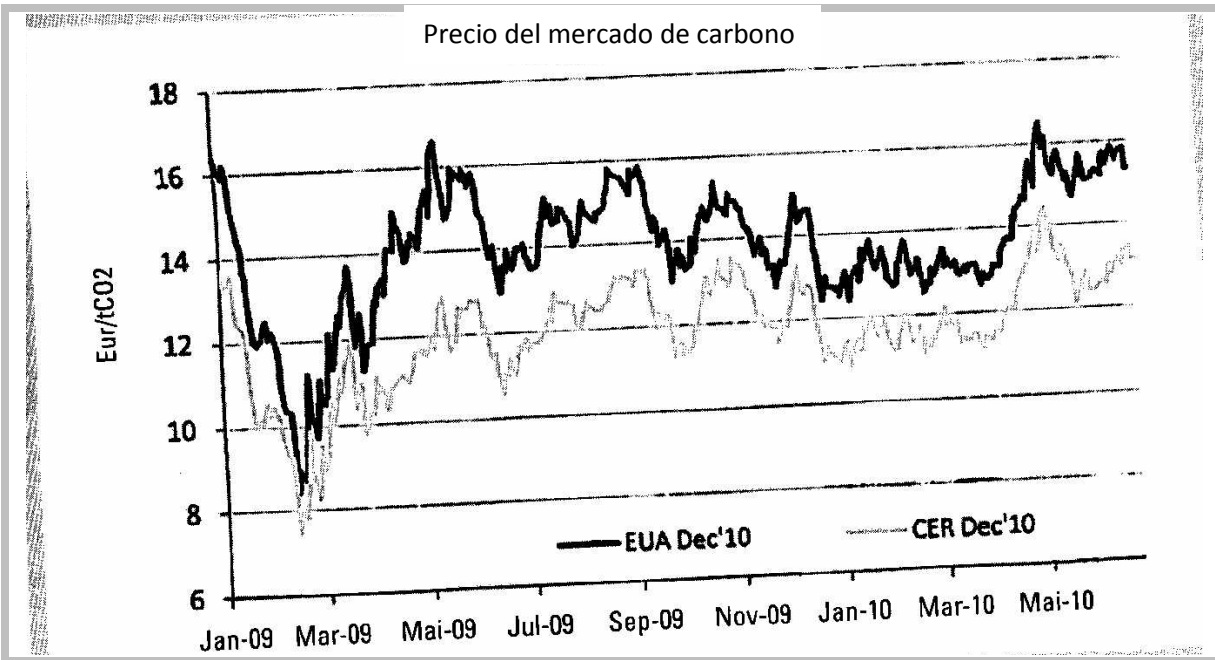


Figura 9.14

### Fase III (2013-2020)

Como ya hemos señalado anteriormente, la principal modificación regulatoria respecto a las fases precedentes reside en la *limitación sectorial de cuotas gratuitas*: se estima que al menos 50% de los permisos serán atribuidos mediante licitaciones en 2013<sup>45</sup>, de los cuales el 100% de los permisos correspondientes al sector eléctrico.

La compulsa de precios para los otros sectores industriales, dependerá de su grado de exposición a la competencia internacional, y por lo tanto del fenómeno denominado *fugas de carbono (carbón leakage)* (ver el ejemplo numérico de esta problemática en la sección 10.6).

El *proyecto* de texto reglamentario sobre las licitaciones publicado por la Comisión europea en abril de 2011 define el marco de la nueva regulación. En la tabla 9.11 se resumen sus principales aspectos.

Tabla 9.11 Licitaciones		
Temas	Proposición UE (mayo 2010)	Debates
Plataformas licitatorias	<i>Preferencia</i> por una plataforma centralizada, pero posibilidad para cada Estado miembro de organizar su propia plataforma.	4 Estados miembros se <i>opusieron</i> a una plataforma común hasta 2015 (AI, UK, P, Esp). Existe el riesgo de tener más de 5 plataformas

<sup>45</sup> A título comparativo, durante la fase II, solamente Alemania y Gran Bretaña introdujeron este sistema de compulsa de precios.

Temas	Proposición UE (mayo 2010)	Debates
Frecuencia	Al menos semanal. Esquema a armonizar por la UE entre las (eventuales) diferentes plataformas.	Deseo de ver <i>distribuidas</i> las plataformas en el transcurso del año.
Estructura	<i>Precio uniforme</i> , ofertas cerradas.	Enfoque común de la compulsa de precios con aplicación desde la fase I.
Volúmenes previos a 2013	A determinar por un anexo a la decisión reglamentaria.	La propuesta actual no fija volúmenes de licitación previos a 2013. Es sin embargo uno de los determinantes esenciales de precios de la fase II. Es necesaria una evaluación de las necesidades.
Precio mínimo	Las licitaciones se anulan si los precios resultantes son significativamente inferiores al precio de mercado.	No es cierto que haya un “precio piso”, pero si un procedimiento para proteger las licitaciones de las “fallas del mercado”.

Sobre este punto debemos destacar los siguientes aspectos:

- varios Estados desean tener *su plataforma propia* para las licitaciones, lo que hace temer por la multiplicación de estos instrumentos y de los procedimientos asociados a ellos, creando de esta forma una *volatilidad elevada y artificial*<sup>46</sup>;
- otro elemento importante susceptible de pesar, en un sentido o el otro, sobre los precios es la *fecha de inicio* del sistema de licitaciones: este momento va a determinar las cantidades de permisos que podrán llegar al mercado y, en función de su adecuación a los niveles de emisión, conducir a precios más altos o más bajos, en todo caso para lo que resta del periodo de la fase II.

## CUADRO 9.2

### *Algunas características técnicas del mercado EU-ETS*

#### **1 La mezcla de combustión**

El sector de la producción de electricidad es uno de los más afectados por el mercado de CO<sub>2</sub> de Europa. Los productores tienen la posibilidad de quemar, en algunas de sus centrales, carbón o gas natural. El precio de mercado del CO<sub>2</sub> es uno de los elementos que condicionan esta “substitución”.

Si llamamos respectivamente:

<sup>46</sup> Como en el campo de la transmisión eléctrica, por ejemplo, (ver sección 5.3.4), la falta de unidad europea para la implementación de los instrumentos necesarios podría ocasionar una disminución de su eficacia.

- $p_g$  y  $p_c$  al costo (en €/MWh) del MWh eléctrico producido por una central de gas y una de carbón respectivamente;
- $E_g$  y  $E_c$  los niveles de emisión de CO2 correspondientes (en t/MWh);
- $p_{CO_2}$  el precio del mercado de CO2 (€/t), la ecuación (1) nos da el precio de equilibrio del CO2 para el problema de la sustitución.

$$p_g + E_g \cdot p_{CO_2} = p_c + E_c \cdot p_{CO_2} \quad (1)$$

con:

$$E_c > E_g$$

tenemos:

$$(p_g - p_c) = p_{CO_2}(E_c - E_g) > 0 \quad (2)$$

donde  $(p_g - p_c)$  es el *spread*  $\Delta p(t)$  entre el precio del Mercado del gas y el del carbón, teniendo en cuenta el rendimiento térmico medio de las centrales donde son respectivamente quemados.

Tendremos entonces:

$$p_{CO_2} = \frac{\Delta p(t)}{K} \text{ con } K = (E_c - E_g)$$

Podemos constatar entonces que cuanto mayor es el precio del gas natural, mayor tiene que ser el precio del CO2 requerido para producir la “sustitución”, e inversamente. Esta relación teórica no se ha visto siempre verificada por el mercado (fig. 9.15).

El análisis se puede afinar tomando en cuenta el rendimiento térmico *medio* de las centrales, y los valores *extremos* de las tecnologías consideradas. Se obtiene de esta forma un nivel de *substitución mínimo* –cuando la central a gas más eficaz reemplaza a la central de carbón menos eficaz-, y un nivel de *substitución máximo* cuando la central a gas menos eficaz reemplaza a la central a carbón más eficaz. En principio, si la disminución de las emisiones de CO2 debe hacerse por una sustitución gas-carbón, el precio del CO2 debería ubicarse entre estos dos extremos.

Destacamos que si  $p_c > p_g$ ,  $\Delta p(t) < 0$  y el precio del mercado de permisos del CO2 debería ser como máximo nulo, lo que no es el caso: otros factores intervienen en la fijación de este precio (fig. 9.16).

Otros sectores, como el cemento, tienen la misma posibilidad de cambiar el combustible (ver sección 10.6). Su situación de (relativa) exposición a la competencia internacional debería ocasionar la persistencia de mantener cuotas gratis para este sector y de esta forma, influir sobre sus operaciones.



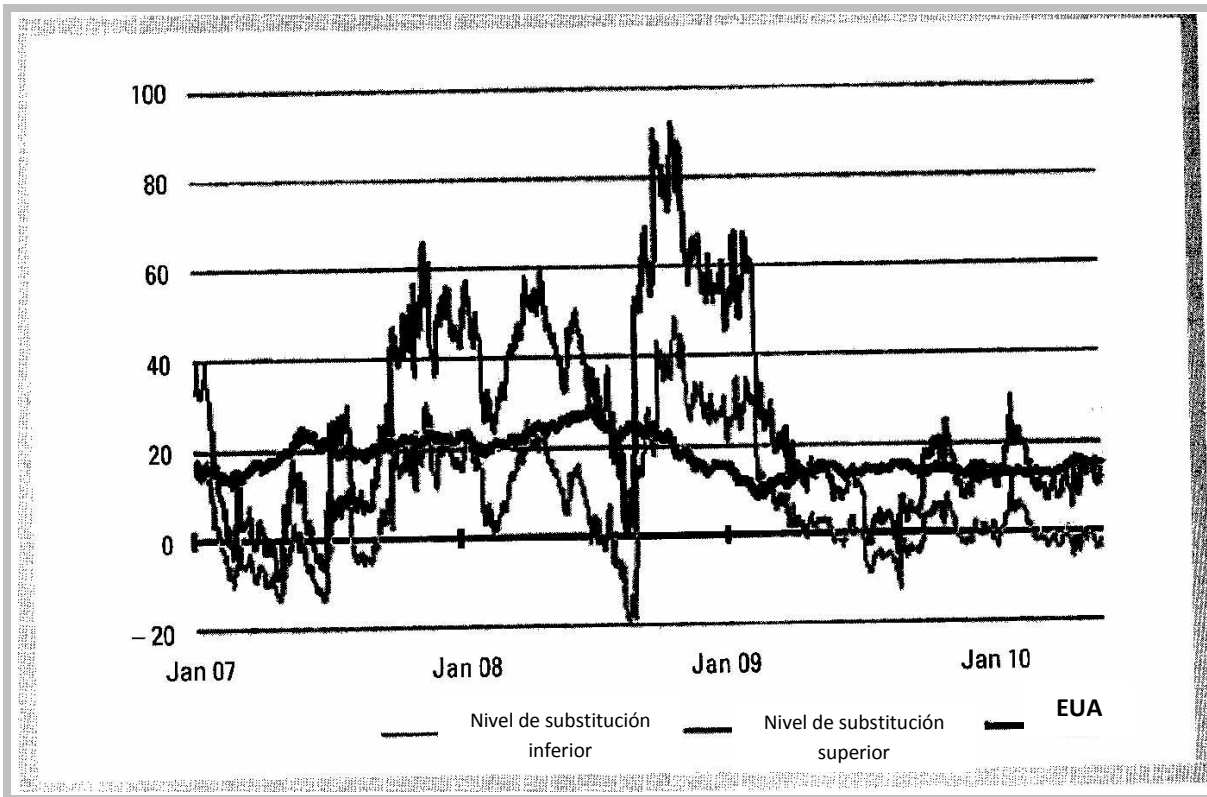


Figura 9.15

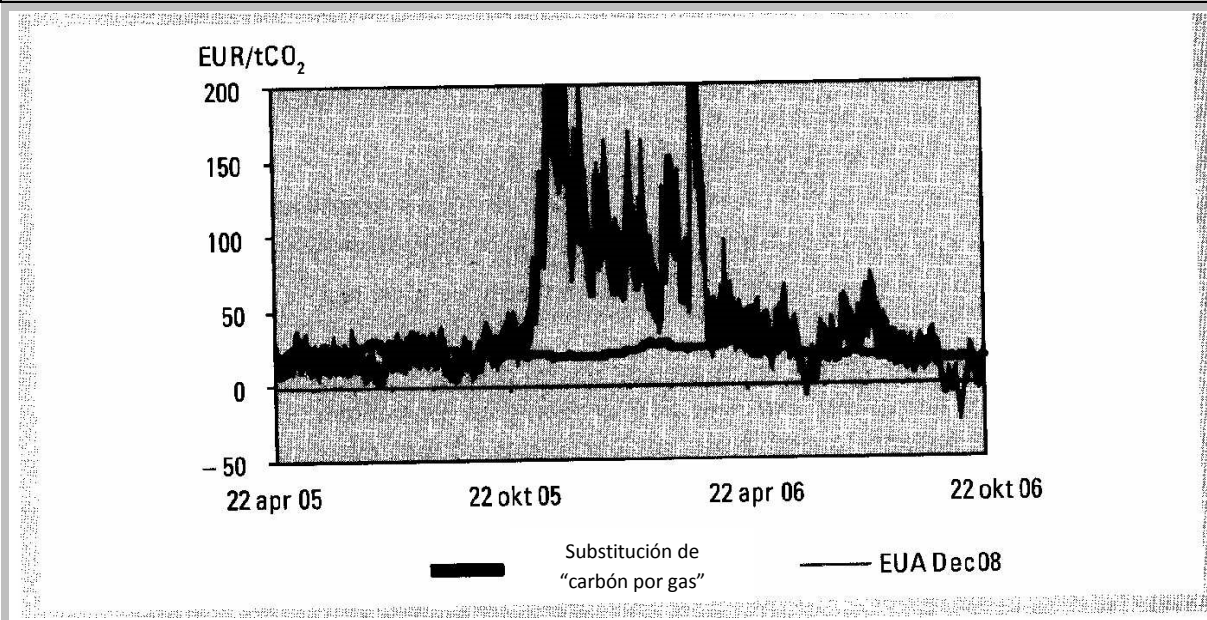


Figura 9.16

## 2 Las relaciones intertemporales

La cuota de emisiones es un bien almacenable. Entre su precio instantáneo (*spot*)  $p_s(t)$  y su precio  $p_{FW}^T(t)$  *forward* con periodo de madurez  $T$  se puede aplicar la relación siguiente (ver sección 2.5.3):

$$p_{FW}^T(t) = p_s(t) \exp[(r - y)(T - t)]$$

siendo  $r$  = tasa de interés prevaeciente entre  $t$  y  $T$   
 $y$  = "convenience yield"

Siendo el costo "de almacenamiento" nulo, el único costo de conservación de un permiso será  $r_0$  (tasas sin riesgo), que es el interés intrínseco de disponer en todo momento de un permiso que no estando definido se supondrá igual a cero.

Sin embargo, las imperfecciones del mercado EU-ETS, y especialmente las incertidumbres relativas a la fase III, generan una prima de riesgo  $\pi$  afectando a  $r_0$ :

$$r = r_0 + \pi(T, t)$$

donde  $r_0$  es la tasa sin riesgo durante el periodo  $(T - t)$ .

### 3 La volatilidad

El periodo inicial de funcionamiento del mercado EU-ETS estuvo caracterizado por una fuerte volatilidad, en particular por causa del *crash* de los precios de 30 a casi 0 €/t en 2006. La volatilidad máxima para la segunda fase fue muy inferior y actualmente es comparable a la de los otros *commodities*, lo que puede explicarse por el hecho que los certificados de la fase II (2008-2012) pueden ser transferidos a la fase III (2013-2020), lo que no sucedía en la fase I.

Para la mayor parte de estos se observa que las opciones de madurez más alejadas presentan precios menos volátiles. En el caso del producto EU-ETS se comprueba que la curva de Samuelson (ver capítulo 2) es más bien plana (fig. 9.17).

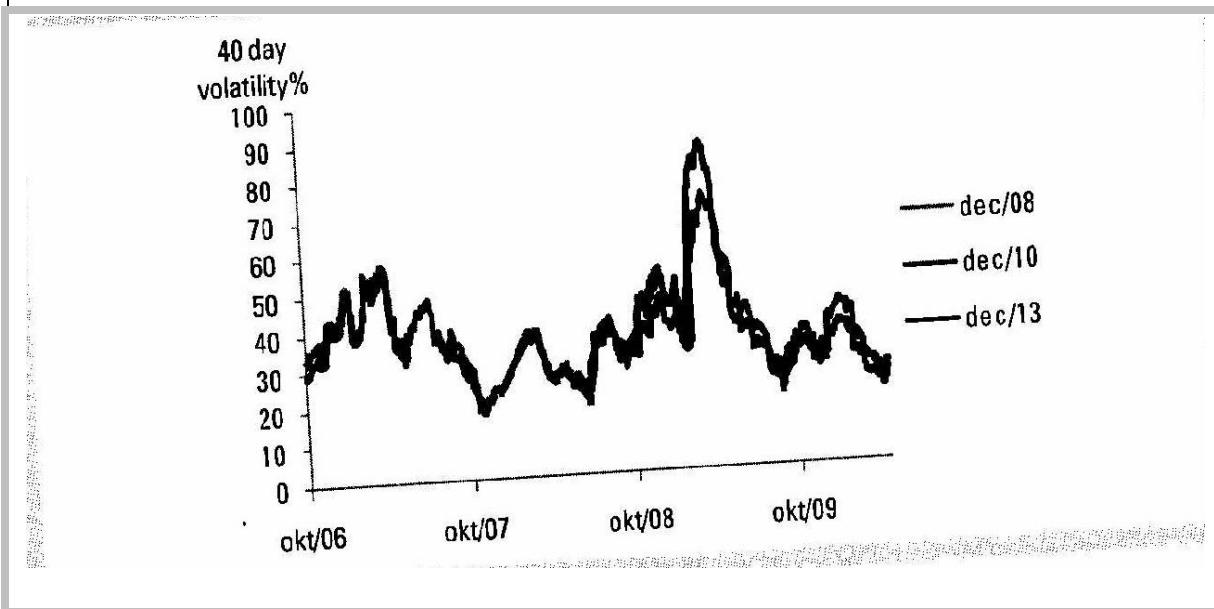


Figura 9.17

En realidad, la cuota de emisión es un *bien particular* que se puede definir como situándose entre un *commodity* y un *producto financiero* y cuya disponibilidad no se requiere “en continuo” sino *solamente una vez al año* (en el momento del control). Entre tanto, cada actor puede optimizar su portafolio de permisos de diferentes maneras. Por otra parte, los costos de transacción son bajos y, como se indicó anteriormente, los costos de almacenarlos son nulos.

## 9.5 PERSPECTIVAS

Es ciertamente muy difícil trazar una perspectiva general en todos sus aspectos (económicos, políticos, diplomáticos y tecnológicos), especialmente luego de la conclusión a medias tinta de la muy mediatizada cumbre de Copenhague.

Nos limitaremos por lo tanto a presentar aquí las principales constataciones y las preguntas que continúan presentándose:

La *regulación climática* actual, resultante esencialmente de los acuerdos alcanzados en Kioto, presenta incontestables debilidades.

- En primer lugar, el protocolo es una *regulación internacional* pero no involucra a todos los países. Aplica el “principio de la responsabilidad común pero diferenciada” introducido por la CMNUCC en 1992, y por lo tanto pone en cabeza de los países industriales las medidas de reducción, en la medida en la que son estos países los que han estado en el origen de las emisiones producidas hasta ahora. Como no todos los países participan en el esfuerzo requerido, las industrias intensivas en carbono presentan el riesgo de ser instaladas en los países que no se ven obligados a reducir sus emisiones, provocando deslocalizaciones y aumento de las emisiones de estos últimos (*carbon leakage*).
- Los Estados Unidos han rechazado la ratificación del protocolo para protestar contra la no participación de los países emergentes en la lucha contra el cambio climático y la China, India y los países en desarrollo lo han firmado *sin que se les impongan obligaciones*, ya que no son parte del anexo I de la CMNUCC. El único texto internacional que hoy reglamenta las emisiones de GEI se encuentra así en una situación paradójica: *no cubre las emisiones de los dos mayores emisores* (Estados Unidos y China).
- Por otra parte, la eficacia de un tratado internacional como el protocolo depende de los incentivos o restricciones que prevé para respetar estos objetivos. Visto de esta forma, el protocolo no está exento de reproches. De esta forma, la elección del año 1990 como referencia aventaja a los países llamados *en transición* hacia una economía de mercado. Por ejemplo, Rusia y Ucrania están autorizados a emitir, en 2008-2012, tantos GEI como lo hicieron en 1990 mientras que sus niveles de emisiones actuales son notablemente inferiores. Esta buena performance aparente se debe al derrumbe económico que siguió al fin de la Unión Soviética y su desindustrialización. Esta tuvo como consecuencia una fuerte disminución de la emisión des GEI en las antiguas repúblicas federadas de la URSS. Rusia y Ucrania se encuentran de esta forma encabezando una cantidad de créditos llamados “aire caliente” (*hot air*) que podrían vender a otros países sobre los mercados

interestatales para ayudarlos a alcanzar sus objetivos. Esta situación podría desacreditar los mecanismos de Kioto, ya que sería posible comprar créditos que *no participan* en el esfuerzo efectivo de reducción de emisiones de GEI para compensar sus propias faltas.

- En forma mas general, muchos observadores internacionales están hoy de acuerdo en pensar que el protocolo sufre de *muchas insuficiencias*, entre ellas procedimientos *terriblemente complejos* (aprobación en el MDL, por ejemplo), textos en algunos casos *ambiguos*, que reflejan los diferentes enfoques entre los Estados firmantes (primacía del imperativo ambiental o preservación del comercio internacional; el desarrollo es un derecho?, etc.).

Es un resultado clásico en la teoría de la política económica que la *cooperación* entre los Estados conduce, en la mayor parte de los casos, a un suplemento del bienestar. También la teoría establece (J. Pisani-Ferry y *ali*, 2009) que la posibilidad de aplicación efectiva de estas cooperaciones se aleja generalmente de este *first best*.

Varios analistas se plantean la cuestión de saber si las Naciones Unidas son la organización mejor posicionada para decidir los principios, la naturaleza y la aplicación de las medidas necesarias: el marco del G20, que incluye a China, Brasil, la India y Rusia no sería más pertinente si el fenómeno que se intenta controlar tiene la importancia y sobre todo la urgencia que se le atribuye? Este marco sería sin duda más eficaz que la pesada máquina de las ONU (D. Schrag, 2010). De igual forma, los *objetivos cuantificados* son los *mejores incentivos*, cuando son conocidas las dificultades para realizar mediciones confiables de los resultados de las acciones comprendidas (cf. por ejemplo, D. Schrag, Harvard University Center for Environment, abril 2010).

### **Cuáles son las reformas requeridas? Cuáles pueden ser otros eventuales enfoques?**

- Muchas mejoras *técnicas* deberían poder ser aportadas a los mecanismos existentes, especialmente para lograr una mayor *simplicidad y visibilidad* a mediano plazo. Este último punto es particularmente importante si se quiere utilizar y generalizar el *mercado* como herramienta efectiva para la realización de los objetivos al mínimo costo (EU-ETS hoy, otro mañana).
- Si Europa desea proseguir su política basada esencialmente en la anticipación y la *ejemplaridad* (que hay que vigilar que no se confunda con aislamiento), el tema de la *tasa de ajuste* en las fronteras también merece ser analizada en términos económicos, antes que en términos estrictamente políticos (Ph. Aghion, D. Gros, 2010).
- El problema es evidentemente *global*. Pero se pueden distinguir *dos tipos* de internacionalizaciones: simplificando, la “de la OMC” y el mercado, o la del “G20” y de los enfoques multilaterales y sectoriales, o cualquier combinación coherente y eficaz de ambos.
- El segundo enfoque tiene por cierto sus riesgos (J. Tirole, 2010), pero el concepto de NAMAS (National Appropriate Mitigation Actions) podría reservar una mejor implicación de los países verdaderamente emergentes en este camino (recordemos que casi el 70% de los proyectos MDL se realizan en China, India y Brasil).

- Muchos de estos puntos (cuyos remedios son complejos...) tendrías que ser objeto idealmente de encuentros previos a las sucesivas COP (COP 16 en Cancún, COP 17 en Doha...).

Finalmente, podemos pensar que aunque todos los países participaran en la implementación del protocolo y que este fuera plenamente respetado, las emisiones globales de GEI continuarían creciendo, tan “modestas” son las exigencias del protocolo y de corto plazo, frente a los desafíos que se enfrentan. Recordaremos particularmente que el *objetivo operativo* oficialmente establecido por el GIEC consiste en reducir las emisiones *mundiales* de CO<sub>2</sub> “de 50% a 85%” respecto a las producidas en el año 2000. La cuestión que se puede plantear es la factibilidad real de este objetivo en base a la situación actual, que de hecho se fija un objetivo del 5% en 2012 solamente para los *países desarrollados*, e incluso aún para una parte de las emisiones. Hoy en día pocas cosas son previstas para el post 2012 y lo esencial consiste en renegociar para las décadas siguientes, en especial los objetivos de reducción por país. Es el desafío de las negociaciones en curso actualmente. Luego de la COP13 en Bali en 2007, las Partes habían acordado una hoja de ruta para la negociación de un acuerdo post-Kioto a partir de la COP15, a fines de 2009, en Copenhague. El tema sigue pendiente.

\*

Como acabamos de ver, los *parámetros de la problemática son numerosos*, por lo tanto a menudo *identificados en forma incompleta* o mas generalmente todavía poco a mal *calibrados*. Es de alto interés poder visualizar y simular sus interrelaciones. Este tipo de ejercicios es el que se propone en la sección 10.6.

### CUADRO 9.3

#### Calculo económico público y precio del CO<sub>2</sub> en universo con incertidumbre Retorno sobre le lay de Hotelling<sup>47</sup>

1. Consideremos una economía en la cual un hogar representativo tiene como objetivo maximizar *la suma* de la utilidad inmediata (periodo 0) y del valor actualizado de la utilidad esperada en una fecha futura (periodo 1) para cada uno de sus integrantes. El “tamaño” del hogar es  $l_0$  en periodo 0 y  $l_1$  en periodo 1. La tasa de *preferencia por el presente* es, con un factor de actualización de la utilidad entre las fechas 0 y 1, igual a  $e^{\rho}$ . En el óptimo económico, resultante a priori de una optimización bajo diversas restricciones, el consumo total del hogar es  $c_0$  en periodo 0 y  $c_1$  en periodo 1, siendo  $c_1$  una variable aleatoria.

Sin disminuir la generalidad de los resultados, se considera una función de utilidad isoelástica<sup>48</sup>, la utilidad de un miembro del hogar en periodo  $t$ , con  $t = 0$  o  $1$ , siendo en este caso  $\frac{1}{1-\alpha} \left( \frac{c_t}{l_t} \right)^{1-\alpha}$ .

Esta función de utilidad tiene la ventaja de presentar un índice relativo de aversión al riesgo constante e igual a  $\alpha$ . En el óptimo económico, la *suma esperada de las utilidades* será entonces:

<sup>47</sup> O. Durand-Lasserve, A. Piern y Y. Smeers, en base a “Uncertain long rub emissions targts, CO2 price and global energy transition a general equilibrium approach” (*Energy Police* 38, 2010).

<sup>48</sup> La publicación original considera una función de utilidad logarítmica que corresponde a un caso limite de función isoelástica cuando  $\alpha$  tiende a 1.

$$\frac{l_0}{1-\alpha} \left( \frac{c_0}{l_0} \right)^{1-\alpha} + \frac{e^{-p} l_1}{1-\alpha} Esp \left( \left( \frac{c_1}{l_1} \right)^{1-\alpha} \right)$$

2. Consideremos ahora un proyecto marginal consistente en utilizar en la fecha 0 una tonelada suplementaria – respecto a la que sería óptima – de un stock de *recursos agotables* del que dispone el hogar. Este stock se supone utilizado íntegramente en los dos periodos, producir una tonelada adicional en el periodo 0 implica entonces producir una tonelada de menos en el periodo 1. Este pequeño proyecto, situado en el margen del óptimo, debe ser neutro desde el punto de vista de la utilidad del hogar, sino habría sido óptimo consumir una tonelada de mas o una tonelada de menos en el periodo 0, lo que implicaría que el óptimo considerado no sería uno. En otras palabras, se trata de un proyecto cuya realización no modifica la suma de las utilidades esperadas.

El stock en cuestión puede ser constituido por un recurso fósil como el petróleo, el proyecto marginal generará entonces un flujo de tesorería igual al beneficio marginal generado por la producción petrolera en el periodo 0 y un flujo de tesorería negativo igual a (menos) el beneficio marginal generado por la producción petrolera en el periodo 1.

Este stock también puede representar por ejemplo la cantidad máxima de CO<sub>2</sub> que puede ser emitida durante los dos periodos, con eventualmente una cuota por periodo y una posibilidad de “banking” entre los periodos. En este caso, que mantendremos a continuación, el proyecto considerado genera un flujo de tesorería igual al precio  $p_0$  del permiso de emisión de una tonelada de CO<sub>2</sub> en el periodo 0 y un flujo igual y opuesto al precio  $p_1$  del permiso de emisión de una tonelada de CO<sub>2</sub> en el periodo 1, siendo el precio  $p_1$  una variable aleatoria. El proyecto marginal no modifica la suma de las utilidades esperadas en el óptimo, por lo que debemos tener:

$$\frac{l_0}{1-\alpha} \left( \frac{c_0 + p_0}{l_0} \right)^{1-\alpha} + \frac{l_1 e^{-p}}{1-\alpha} Esp \left( \left( \frac{c_1 - p_1}{l_1} \right)^{1-\alpha} \right) = \frac{l_0}{1-\alpha} \left( \frac{c_0}{l_0} \right)^{1-\alpha} + \frac{l_1 e^{-p}}{1-\alpha} Esp \left( \left( \frac{c_1}{l_1} \right)^{1-\alpha} \right)$$

o por un desarrollo limitado al primer orden del miembro de izquierda:

$$p_0 \left( \frac{c_0}{l_0} \right)^{1-\alpha} - e^{-p} Esp \left( p_1 \left( \frac{c_1}{l_1} \right)^{1-\alpha} \right) = 0 \quad (1)$$

Destacamos  $g$  como la tasa de crecimiento (incierto) del consume final por habitante, con  $e^g = \frac{c_1/l_1}{c_0/l_0}$ , la ecuación (1) se escribirá como sigue:

$$p_0 = Esp \quad p_1 e^{-p-\alpha g} \quad (2)$$

Si no existe *incertidumbre*, la ecuación (2) se puede escribir de la siguiente forma  $p_1 = p_0 e^{\rho+\alpha g}$ , y el precio de los permisos de emisión crece al ritmo de la tasa de actualización social  $\rho + \alpha g$ , *conformemente a la regla de Hotelling clásica*.

Mas generalmente, *en presencia de incertidumbre*, el precio de los permisos de emisión en el periodo 0 es la esperanza del valor de su precio en el periodo 1 actualizado a la tasa social correspondiente.

## BIBLIOGRAFIA

- Arbour, J.M., y Lavallee, S., *Droit international de l'environnement*, Cwansville (Quebec), Bruselas, Editions Yvon Blais, Bruylant, 2006.
- Bureau, D., Godard, O., Hourcade, j.c., Henry, C., Lipietz, A., *Fiscalité de l'environnement*, Paris, La Documentation Française, 1998.
- Burtrow, D., "Innovation Under the Tradable Sulphur Dioxide Emission Permits Program in the U.S. Electricity Sector", Discussion Paper dp-00-38, Resources For the Future, 2000.
- Chanely, H., "Environnements géologiques et activités humaines", Paris, Vuibert, 2002.
- Delaunay, J., « Halte a la croissance – Enquête sur le Club de Rome », Paris, Fayard, 1972.
- Denis, B., « Les monstres froids a l'épreuve du réchauffement de la planète – Etats et acteurs transnationaux dans le processus politique lie aux changements climatiques », in *Annuaire français des relations internationales*, Bruselas, Bruylant, 2003, p. 776 a 790.
- Ellerman, A.D., Harrison, D. y Joskow, P.L., « Emissions Trading Experience, Lessons and Considerations for Greenhouse Gases », Washington D.C. Pew Center for Global Climate Change, 2003.
- Ellerman, A.D., "Ex Post Evaluation of Tradable Permits: The U.S. SO<sub>2</sub> Cap-and-Trade Program" informe de estudio de caso bajo el programa para la *Ex Post Evaluation of Tradable Permits: Methodological and Policy Issues*, conducido por la National Policies Division of the Environmental Directorate de la OCDE, 2003.
- Ellerman, A.D., Convery, F.J., y de Perthuis, Ch., *Pricing Carbon: The European Union Emmission Trading Scheme*, Cambridge University Press, 2010.
- GIEC, Balance 2007 de los cambios climáticos: Informe de síntesis, Ginebra, GIEC, 2008.
- Godard, O., "Unilateral European post-Kioto climate policy and economic adjustment at EU borders", Ecole Polytechnique, Paris, 2007.
- Grill, Ph., *Microeconomie II*, Dunod
- Isner, R., y Neuhooff, K., "Border Tax Adjustments: A Feasible Way to Address Nonparticipation in Emission Trading" Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0409, 2004.
- Jonas, H., *Le principe responsabilité – Une éthique pour la civilisation technologique*, Paris, Editions du Cerf, 1993.
- Naciones Unidas, *Informe de la conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo*, Rio de Janeiro, 3-14 de junio 1992, volumen I, resoluciones adoptadas por la conferencia.
- Naciones Unidas, *Informe de la conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo*, Rio de Janeiro, 3-14 de junio 1992, volumen II, actas de la conferencia.
- Naciones Unidas, *Informe de la conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo*, Rio de Janeiro, 3-14 de junio 1992, volumen III, alocuciones pronunciadas por los jefes de Estado o de gobierno en la cumbre de la conferencia.
- Pallemaerts, M. "Le cadre international et européen des politiques de lutte contre les changements climatiques », Centro de Investigaciones e informaciones sociopolíticas (CRISP), *Courier hebdomadaire* n° 1858-1859, 2004.
- Pisani-Ferry, J. y al., *Politique économique*, De Boeck, 2009.
- Prieur, M., y Doumbe-Bille, S., *Recueil francophone des traites et textes internationaux en droit de l'environnement*, Bruselas, Bruylant 1998.

Pyndick, R. y Rubinfeld, D., *Micro-economics*, Pearson Ed., 2005.

Sassi, O., Crassous, R., Hourcade, J.C., Gitz, V., Waisman, H. y Guivarch, C., « ImaclimR : a modelling framework to simulate sustainable development pathways », a publicarse en el *International Journal of Global Environmental Issues*, 2007.

Scep, Matthews, W.H., “Man’s impact on the global environment assessment and recommendations for action”, Report of the Study of Critical Environmental Problems, financiado por el Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MIT Press, 1970.

Schrag, D. y *al.*, *Environment at Harvard*, Primavera-Verano, 2010.



**EJEMPLOS Y ESTUDIOS DE CASO**

10.1	Los equilibrios de la regulación	674
10.2	La competencia oligopólica	692
10.3	Los efectos de la no convexidad	709
10.4	Exploración – producción	717
10.5	La inversión marginal	729
10.6	Mercado de permiso de emisiones	738
10.7	Una eólica en Portugal	754
10.8	Las capacidades de reserva	758
10.9	Energía eólica	764
	Anexo: Los parámetros financieros para la selección de las inversiones	770

## 10.1 LOS EQUILIBRIOS DE LA REGULACIÓN EN UN SISTEMA ELÉCTRICO INTEGRADO<sup>1</sup>

Nos proponemos comparar varias técnicas de regulación aplicadas a un sistema eléctrico simple, en base al nivel del excedente colectivo (productor más consumidor), que estas permitan alcanzar:

- la tarificación al costo marginal que por definición conducirá al excedente máximo;
- la tarificación del monopolio sin restricciones;
- la teoría de Ramsey-Boiteux;
- la regulación de "price-cap";
- una regulación de "cost-plus", por *costos totales distribuidos*;
- la práctica de un precio máximo.

El excedente  $S$  se calculará en el equilibrio económico correspondiente a cada una de estas técnicas. Será necesario por lo tanto definir y calcular este equilibrio.

El equilibrio económico es un estado en el cual existe un sistema de precios que iguala la oferta y la demanda de bienes y servicios.

Algunos equilibrios son el resultado de cálculos de optimización sobre el excedente colectivo  $S$ , o sobre el beneficio  $\pi$ .

En nuestro caso:

- los métodos 1 y 3 de la lista anterior conducen a equilibrios resultantes de la optimización del excedente colectivo;
- los métodos 2 y 4 son equilibrios resultantes de la optimización de los beneficios del operador;
- el método 5 es un simple equilibrio, que no se deriva de un cálculo de optimización.

### *El excedente colectivo*

El excedente colectivo  $S$  es la suma del excedente del productor  $S_p$  y del excedente del consumidor  $S_c$ .

La cantidad que se trata de maximizar para alcanzar (o acercarse) el óptimo económico es  $S = S_c + S_p$ , que se calcula mediante las siguientes ecuaciones:

$$S_c = \int_0^{q_0} p(q) dq - p_0 q_0$$
$$S_p = p_0 q_0 - \int_0^{q_0} C_m(q) dq$$

---

<sup>1</sup> Con Jacqueline Boucher

$$S = S_c + S_p$$

que es máximo cuando el bien o servicio propuesto es vendido a su costo marginal de producción .

### ***El modelo utilizado***

La descripción y la comparación de diferentes modos puros de regulación serán conducidos sobre la base de un modelo simple constituido por un sistema de producción , transmisión y distribución de electricidad en el cual las pérdidas son despreciables y que esta caracterizado por:

- dos segmentos de mercado que presentan funciones de demanda inversa lineales:

$$p_1 = a_1 - b_1 q_1$$

$$p_2 = a_2 - b_2 q_2$$

- un costo de distribución sobre el mercado 1 igual a  $d$ ;
- un costo fijo de transmisión igual a  $K_T$ ;
- un costo de producción , formado por una parte fija  $K_G$  y un costo variable igual a  $c$  por cada unidad producida.

Este modelo será calibrado para las necesidades del cálculo numérico, en una unidad monetaria cualquiera, igual a  $E$ , y por los siguientes parámetros:

- $p_1 = 3 \text{ E/kWh}$ , cuando  $q_1 = 30 \text{ TWh}$ ;
- $p_2 = 2 \text{ E/kWh}$ , cuando  $q_2 = 20 \text{ TWh}$ ;
- las elasticidades en el punto de referencia son:

$$e_1 = 0,125 \text{ para el segmento 1;}$$

$$e_2 = 0,25 \text{ para el segmento 2;}$$

de donde se obtiene:

$$|e_1| = 0,125 = \left| \frac{dq_1}{dp_1} \right| \cdot \frac{p_1}{q_1} = \frac{1}{b_1} \cdot \frac{3}{30} \Rightarrow b_1 = 0,8$$

$$|e_2| = 0,25 = \left| \frac{dq_2}{dp_2} \right| \cdot \frac{p_2}{q_2} = \frac{1}{b_2} \cdot \frac{2}{20} \Rightarrow b_2 = 0,4$$

$$3 = a_1 - 30b_1 \Rightarrow a_1 = 27$$

$$2 = a_2 - 20b_2 \Rightarrow a_2 = 10$$

y las funciones de demanda inversa se pueden escribir de la siguiente manera:

$$p_1 = 27 - 0,8q_1$$

$$p_2 = 10 - 0,4q_2$$

Por otra parte:

- el costo variable de distribución sobre el mercado 1 es  $d = 1 \text{ E/kWh}$
- el costo variable de producción es  $c = 2 \text{ E/kWh}$ ;
- $K_G = 70$  y  $K_T = 20$

### 10.1.1 Tarificación al costo marginal: $p = C_m$

En este método, se *obliga* al operador monopólico a tarificar en base a su costo marginal, con el objeto de maximizar el excedente total  $S$ .

El equilibrio será por lo tanto la solución de un problema de maximización:

$$\text{Max } S$$

$$q_1, q_2$$

con:

$$S = \left[ \int_0^{q_1} (a_1 - b_1 z) dz + \int_0^{q_2} (a_2 - b_2 z) dz \right] - (c + d)q_1 - cq_2 - K_G - K_T$$

Las condiciones de optimalidad son:

$$\frac{\partial S}{\partial q_1} = 0 : a_1 - b_1 q_1 = c + d \Rightarrow p_1 = c + d$$

$$\frac{\partial S}{\partial q_2} = 0 : a_2 - b_2 q_2 = c + d \Rightarrow p_2 = c$$

y se puede ver, en cada segmento, el precio es igual al costo marginal.

Numéricamente, el modelo provee los datos siguientes:

Punto de equilibrio:

- del segmento 1:  $27 - 0,8q_1 = 3 \Rightarrow q_1 = 30$  y por lo tanto  $p_1 = 3$
- del segmento 2 :  $10 - 0,4q_2 = 2 \Rightarrow q_2 = 20$  y por lo tanto  $p_2 = 2$

Bienestar de los consumidores:

- del segmento 1 :  $\int_0^{30} (27 - 0,8z) dz = 27 \times 30 - 0,8 \frac{30^2}{2} = 450$
- del segmento 2 :  $\int_0^{20} (10 - 0,4z) dz = 10 \times 20 - 0,4 \frac{20^2}{2} = 120$

El *bienestar total* será por lo tanto igual a 570 y el costo variable de *producción* es igual a  $2x(20 + 30) = 100$ . El costo variable de *distribución* es igual a  $1 \times 30 = 30$  y el costo variable total será entonces igual a 130.

A partir de estos valores, el excedente colectivo se calculará de la siguiente forma:

$$S = 570 - 130 - 90 = 350 \text{ E}$$

Este valor es el *máximo del excedente colectivo alcanzable en el sistema dado*, valor respecto del cual deberán compararse los excedentes colectivos alcanzados por los otros métodos de regulación.

Como el modelo es del tipo de rendimientos crecientes<sup>2</sup>, el *beneficio* que obtendrá el monopolio obligado de esta forma a tarificar a su costo marginal será negativo (en este caso  $-90 \text{ E}$  cf. anexo 1). Este desequilibrio presupuestario es el que deberá ser cubierto por subsidios para respetar una regla pura de tarificación al costo marginal.

### 10.1.2 El equilibrio de monopolio

Se puede hacer una primera comparación con el caso precedente (donde el monopolio está restringido) calculando el punto de equilibrio correspondiente a un *comportamiento espontáneo* (es decir no restringido ni regulado) de monopolio. Esta maximización será la resultante de la maximización del beneficio  $\pi$  del monopolio.

El equilibrio se define de la siguiente forma:

$$\text{Max } \pi \\ q_1, q_2$$

con:

$$\pi = (a_1 - b_1 q_1) q_1 + (a_2 - b_2 q_2) q_2 - (c + d) q_1 - c q_2 - K_G - K_T$$

Las condiciones de optimalidad son:

---

<sup>2</sup> Existen costos fijos y los costos variables son lineales: el  $C_m$  es por lo tanto una recta horizontal y el  $C_M$  una hipérbola que admite a esta horizontal como asíntota.

$$\frac{\partial \pi}{\partial q_1} = 0 \Rightarrow q_1 \frac{a_1 - (c + d)}{2b_1}$$

$$\frac{\partial S}{\partial q_2} = 0 \Rightarrow q_2 \frac{a_2 - c}{2b_2}$$

El cálculo numérico muestra que, en este caso, el beneficio del monopolio es máximo ( $\pi = 130$ ) y que el bienestar total de los dos segmentos de consumo es mínimo (395), como así también el excedente colectivo (240) (cf. anexo 1).

### 10.1.3 La tarificación de Ramsey – Boiteux

El principio de este método consiste en tarificar a un precio de equilibrio que permita maximizar el excedente colectivo, bajo la condición sin embargo que el operador, que está en situación de rendimientos crecientes, se mantenga en posición *de equilibrar sus cuentas*.

El equilibrio será entonces la solución del problema:

$$\begin{aligned} & \text{Max } S \\ & q_1, q_2 \end{aligned}$$

bajo la condición de restricción presupuestaria:

$$\pi \geq 0, \text{ con}$$

$$(a_1 - b_1 q_1)q_1 + (a_2 - b_2 q_2)q_2 - (c + d)q_1 - cq_2 - K_G - K_T \geq 0$$

El lagrangiano asociado a esta condición es:

$$L = a_1 q_1 - b_1 \frac{q_1^2}{2} - (c + d)q_1 + \lambda (a_1 - b_1 q_1)q_1 - (c + d)q_1 + a_2 q_2 - b_2 \frac{q_2^2}{2} - cq_2 + \lambda (a_2 - b_2 q_2)q_2 - cq_2 - \lambda(K_G + K_T)$$

Las condiciones de optimalidad son:

$$\frac{\partial L}{\partial q_1} = 0 \Rightarrow q_1 \frac{a_1 - (c + d)}{b_1} \cdot \frac{1 + \lambda}{1 + 2\lambda}$$

$$\frac{\partial L}{\partial q_2} = 0 \Rightarrow q_2 \frac{a_2 - c}{2b_2} \cdot \frac{1 + \lambda}{1 + 2\lambda}$$

Se obtiene  $\lambda$  resolviendo la ecuación de segundo grado en  $\lambda$  (cf. indicaciones en anexo 2). Se determinan luego las cantidades  $q_1$  y  $q_2$  de equilibrio sobre la base del valor de  $\lambda$  y por lo tanto, mediante las funciones de demanda, los precios  $p_1$  y  $p_2$  y como consecuencia el equilibrio.

En el caso particular de nuestro modelo, el cálculo numérico muestra que el resultado de esta ecuación será:

$$520 \lambda^2 - 520\lambda - 90 = 0 \text{ siendo } \lambda = 0,1504^{34}$$

Se puede calcular a partir de este resultado el equilibrio de Ramsey – Boiteux:

$$q_1 = 30 \cdot \frac{1 + 0,1504}{1 + (2 \cdot 0,1504)} = 26,53 \Rightarrow p_1 = 27 - 0,8 \cdot 26,53 = 5,78$$

con el mismo método  $q_2 = 17,69$ , lo que permite calcular  $p_2 = 2,93$

El anexo 1 muestra también que el bienestar de los consumidores será igual a 549,09 y que, siendo el costo de producción igual a 114,97, el excedente colectivo será igual a 344,12.

Por supuesto, por construcción, el beneficio  $\pi$  del operador será nulo.

#### 10.1.4 La regulación de “price-cap”

En este caso se busca limitar el ingreso global que el operador puede obtener con sus ventas en diferentes mercados. El sistema estará definido por:

- el valor global del cap (en este caso,  $\beta$ );
- los “coeficientes”  $\alpha_i$  aplicados a los diferentes mercados, cada uno de ellos limitando el precio  $p_i$  aplicado sobre el mercado  $i$ .

El operador buscará maximizar su beneficio  $\pi$  y el equilibrio económico resultante debe ser buscado, por lo tanto, como solución del óptimo:

$$\begin{aligned} &Max \pi \\ &q_1, q_2 \end{aligned}$$

con:

$$\pi = (a_1 - b_1 q_1) q_1 + (a_2 - b_2 q_2) q_2 - (c + d) q_1 - c q_2 - K_G - K_T$$

bajo la condición de respetar los cap’s en cada uno de los dos mercados considerados en el modelo y de respetar el cap global, que se puede escribir como:

$$\alpha_1(a_1 - b_1 q_1) + \alpha_2(a_2 - b_2 q_2) \leq \beta$$

<sup>3</sup> El otro valor numérico de  $\lambda$  conduce a un valor de  $S$  que no se considera económicamente

<sup>4</sup> Para recordar el significado económico de este  $\lambda$  es que si el Estado subvenciona a la firma que pierde en competencia de 1000 E en las cercanías del punto de equilibrio, el excedente colectivo aumentará en 150,4 E.  $\lambda$  es por lo tanto una medida del “rendimiento social” de la inyección de medios públicos en una actividad regulada.

El lagrangiano asociado se escribe de la siguiente forma<sup>5</sup>:

$$L = a_1q_1 - b_1q_1^2 + \mu\alpha_1(a_1 - b_1q_1) + a_2q_2 - b_2q_2^2 + \mu\alpha_2(a_2 - b_2q_2) + (c + d)q_1 - cq_2 - \mu\beta$$

Las condiciones de optimalidad son las siguientes:

$$\frac{\partial L}{\partial q_1} = 0 \Rightarrow q_1 \frac{a_1 - (c + d)}{2b_1} - \mu \frac{\alpha_1}{2}$$

$$\frac{\partial L}{\partial q_2} = 0 \Rightarrow q_2 \frac{a_2 - c}{2b_2} - \mu \frac{\alpha_2}{2}$$

La determinación de  $\mu$  es casi inmediata reemplazando los valores de  $q_1$  y  $q_2$  en la expresión anterior y suponiendo que esta está saturada ( $=\beta$ ): encontramos:

$$\mu = \frac{2}{b_1\alpha_1^2 + b_2\alpha_2^2} \left[ \beta - \alpha_1 \frac{a_1 + (c + d)}{2} - \alpha_2 \frac{a_2 + c}{2} \right]$$

Lo que permite calcular  $q_1$  y  $q_2$  para las condiciones de optimalidad y por lo tanto de equilibrio.

En el cálculo numérico consideramos dos casos:

- Primer caso: la regulación por “price-cap” es considerada generalmente como un método puramente pragmático de limitación de precios. La mayor parte del tiempo esto es efectivamente así. Existe sin embargo un caso en el cual es posible hacer un vínculo con la teoría de los excedentes: si se utiliza como “peso”  $\alpha_i$  en los diferentes mercados a las cantidades correspondientes a un equilibrio Ramsey-Boiteux, el equilibrio de “Price-cap” será un equilibrio de Ramsey-Boiteux, es decir un “second best” desde el punto de vista de la maximización del excedente colectivo<sup>6</sup>.

Consideramos en principio el siguiente caso particular que se define como:

$$\alpha_1 = q_1^R$$

$$\alpha_2 = q_2^R$$

$$\beta = p_1^R q_1^R + p_2^R q_2^R$$

Calculamos  $\mu = -0,87$  y despejando resolvemos:

<sup>5</sup> Los términos en *itálica* corresponden al beneficio del monopolio sin restricciones, como fue maximizado en 10.1.2. El equilibrio de monopolio puede interpretarse por lo tanto como un “caso limite” de la regulación por cap’s, donde  $\mu \rightarrow 0$  o  $\beta \rightarrow \infty$  y  $\alpha_i \rightarrow 0$

<sup>6</sup> La formalización de esta proposición se desarrolla en el anexo B.



$$q_1 = 26,53 ; p_1 = 5,78$$

$$q_2 = 17,69 ; p_2 = 2,93$$

valores iguales a los encontrados en el cálculo directo del equilibrio de Ramsey-Boiteux.

- Segundo caso: otro coeficiente  $\alpha_1$  y otro cap  $\beta$ .

En el anexo 1 se puede ver una demostración de los cálculos del bienestar total del consumidor, del costo de producción, del beneficio del operador y del excedente colectivo, cuando cada uno de los coeficientes  $\alpha_i$  varía para un cap global  $\beta$  dado como así también cuando este último parámetro también varía.

En cada situación, el caso particular descrito arriba (caso n° 1) es subrayado en negrita y se ve que el sistema de caps definido numéricamente por los parámetros de Ramsey-Boiteux es, de alguna forma, un “equilibrio-pivot” entre el beneficio de producción y el valor del excedente colectivo: el sistema de coeficiente al “de Ramsey-Boiteux” maximiza el excedente a beneficio nulo, los otros sistemas se caracterizan ya sea por beneficios positivos y excedentes inferiores, o por pérdidas y excedentes superiores.

### 10.1.5 Regulación de cost-plus

En este caso, el equilibrio económico se calcula como tal, sin que sea el resultado de cualquier tipo de maximización (del beneficio o del excedente).

El tema que se plantea consiste en distribuir los costos fijos de las actividades en los diferentes productos.

Seleccionemos, para ello, uno de los *tres métodos usualmente empleados*: los costos fijos se distribuyen en función de las cantidades vendidas sobre cada segmento del mercado<sup>7</sup>.

Los precios se escribirán de la siguiente manera:

$$p_1 = (c + d) + K \frac{\gamma_1}{\gamma_1 q_1 + \gamma_2 q_2}$$

$$p_2 = (c + d) + K \frac{\gamma_2}{\gamma_2 q_1 + \gamma_1 q_2}$$

donde  $K = K_G + K_T$ , es la suma de los costos fijos y  $\gamma_1$  y  $\gamma_2$  son los coeficientes de distribución de estos costos según las cantidades.

<sup>7</sup> Los otros dos métodos son los siguientes:

- La distribución en función de los ingresos;
- La distribución en función de los costos atribuibles (costos variables)

Las condiciones de equilibrio son entonces:

$$(c + d) + K \frac{\gamma_1}{\gamma_1 q_1 + \gamma_1 q_2} = a_1 - b_1 q_1$$

$$c + K \frac{\gamma_2}{\gamma_2 q_1 + \gamma_2 q_2} = a_2 - b_2 q_2$$

si definimos  $t = \gamma_1 q_1 + \gamma_2 q_2$ , este sistema admite las siguientes soluciones:

$$q_1 = \frac{a_1 - (c + d)}{b_1} - \frac{K \gamma_1}{b_1 t}$$

$$q_2 = \frac{a_2 - (c + d)}{b_2} - \frac{K \gamma_2}{b_2 t}$$

siendo  $t$  solución de la ecuación de segundo grado:

$$t^2 - \left[ \gamma_1 \frac{a_1 - (c + d)}{b_1} + \gamma_2 \frac{a_2 - c}{b_2} \right] t + K \left[ \frac{\gamma_1^2}{b_1} + \frac{\gamma_2^2}{b_2} \right] = 0$$

Para el cálculo numérico del equilibrio supondremos  $\gamma_1 = \gamma_2 = 1$ , es decir que los costos fijos se distribuyen *proporcionalmente* a la energía vendida, lo que corresponde a una *tarificación al costo medio*.

En esta hipótesis simplificada, encontramos:

$$t^2 - 50t + 337,5 = 0, \text{ y } t = 41,95 \text{ y;}$$

$$q_1 = 27,32 \rightarrow p_1 = 5,14$$

$$q_2 = 14,64 \rightarrow p_2 = 4,15$$

El otro valor de  $t$ , que lleva a calcular precios negativos se descarta como económicamente no significativo en este ejemplo.

El cálculo del anexo 1 muestra que el bienestar total es 542,6, el costo variable total 111,23, el beneficio del productor, por definición es nulo (ya que simplemente se cubren todos los costos) y el excedente global de 341,37.

Se verifica esencialmente que, para un mismo beneficio económico nulo para el operador, el excedente colectivo es superior en el caso de un sistema Ramsey-Boiteux, respecto al sistema de "cost-plus": 344,12 contra 341,38.

### 10.1.6 La práctica de un precio máximo (competencia potencial)

La traducción analítica de un problema de precios máximos corresponde al siguiente óptimo: el operador maximiza su beneficio  $\pi$ , teniendo como restricción la necesidad de hacer que *cualquier competidor que entre en el mercado solo pueda registrar pérdidas* y como hipótesis, que el operador existente *continúa pase lo que pase, a mantener su nivel inicial de producción*.<sup>8</sup>

El equilibrio será por lo tanto la solución del siguiente óptimo:

$$\begin{array}{l} \text{Max } \pi \\ q_1, q_2 \end{array}$$

con:

$$\pi = p_1 q_1 + p_2 q_2 - (c + d)q_1 - c q_2 - K_T - K_G$$

bajo la condición que:

$$\begin{array}{l} \text{Max } \pi' \leq 0 \\ q'_1, q'_2 \end{array}$$

$$\text{con } \pi' = \left[ a_1 - b_1(q_1 + q'_1)q'_1 + a_2 - b_2(q_2 + q'_2)q'_2 - (c' + d')q'_1 - c'q'_2 - K'_T - K'_G \right]$$

siendo  $\pi'$  el beneficio posible para un potencial ingresante que colocaría las cantidades  $q'_1$  y  $q'_2$ , en cada uno de los mercados, siendo sus costos  $c'$ ,  $d'$ ,  $K'_T$ , y  $K'_G$

Numéricamente, resulta ilustrativo simular para diferentes niveles de costos fijos y costos variables del nuevo ingresante, comparados con los costos de la firma existente, *el limite a partir del cual esta última tendrá que renunciar a su precio de monopolio* para practicar precisamente un “precio limite” que impida al potencial ingresante realizar un beneficio positivo.

Para el ejemplo elegido:

- si la firma existente y el nuevo ingresante tienen las mismas estructuras de costos, el ingresante sufrirá una pérdida de (-35), aun si la firma existente tarifca en monopolio sin restricciones (no regulado);

---

<sup>8</sup> La marcha de cálculo es diferente del cálculo de un equilibrio de Cournot, por ej:

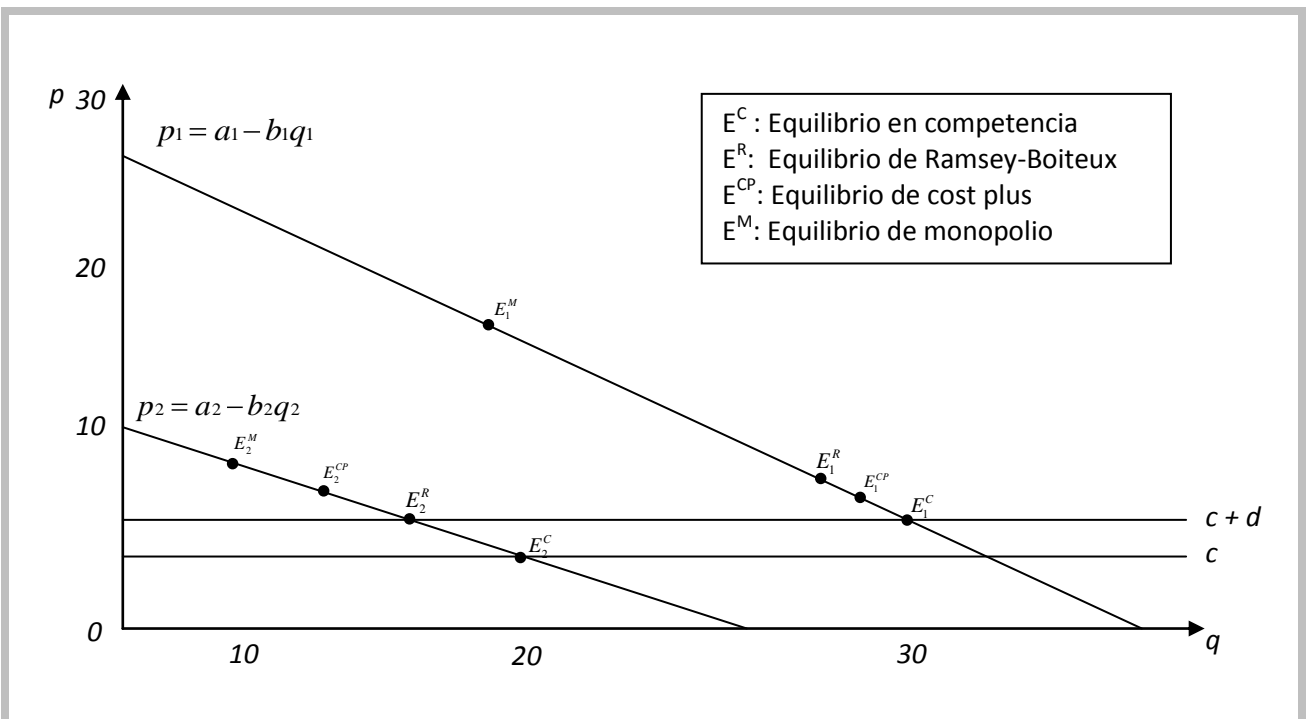
- Cournot: los dos operadores en competencia oligopólica maximizan “al mismo tiempo” (simultáneamente) sus ventajas;
- Precio limite: se trata de maximizar el beneficio bajo a restricción de una limitación de los ingresos del potencial entrante.

- si el costo proporcional del nuevo ingresante es el mismo que el del operador existente, el ingresante deberá disponer de costos fijos al menos dos veces menores para obligar a la firma instalada a quitar la tarificación de monopolio sin restricciones;
- finalmente, si suponemos un ingresante sin costos fijos de producción y costos proporcionales idénticos, podemos ver que el operador existente deberá adoptar precios límites inferiores a los precios de monopolio ( $10,24 < 15$ ;  $4,41 < 6$ , respectivamente) para contener el beneficio del entrante, encontrándose por esta situación un incremento del excedente colectivo (310 contra 240).

La figura 10.1 propone una vista general del posicionamiento de cuatro equilibrios entre aquellos que fueron estudiados.

Verificamos particularmente que:

- el equilibrio de competencia corresponde a la intersección de las funciones de demanda inversas y a los costos marginales sobre cada segmento;
- el equilibrio de Ramsey-Boiteux conduce a precios más ventajosos que el equilibrio de “cost-plus” para el segmento 2 y que es a la inversa en el segmento 1;
- que los precios de “cost-plus” no tienen en cuenta las elasticidades respectivas de ambos mercados;
- que el “mark-up” de los precios de monopolio en el segmento 1 respecto a los precios en el segmento 2 es importante.



**Figura 10.1**  
Situación de equilibrio en los dos mercados

**ANEXO 1**  
**SÍNTESIS Y SIMULACIONES NUMÉRICAS**

**Tabla comparativa**

<b>Método</b>	<b>Optimo - Equilibrio</b>	<b>Bienestar total</b>	<b>Excedente</b>	<b>Beneficio de productores</b>	<b>Comentario</b>
Costo marginal	Opt (max S)	570	350	-90	$\pi < 0$
Monopolio sin restricción	Opt (max $\pi$ )	395	240	130	$\pi$ max S min
Ramsey-Boiteux	Opt (max S scq $\pi \leq 0$ )	549	344	0	$\pi = 0$
Price-caps <sup>(1)</sup>	Opt (max $\pi$ ) $p_i < \alpha_i$	549	344	0	
Cost plus (FDC)	Equilibrio	543	341	0	$\pi = 0$ pero S < RB

<sup>(1)</sup> En el caso que el peso del cap = Ramsey – Boiteux (si no cf. tabla numérica)

## Caracterización de las diferentes formas de equilibrio

	q1	q2	p1	p2	bienestar segmento 1	bienestar segmento 2	bienestar total	costo variable	costo fijo	costo total	beneficio productor	excedente	
Tarifacion al costo marginal	30.00	20.00	3.00	2.00	450.00	120.00	570.00	130.00	90.00	220.00	-90.00	350.00	
Tarifacion a la Ramsey	26.53	17.69	5.78	2.93	434.78	114.30	549.08	114.97	90.00	204.97	0.00	344.11	
	3.47	2.31	24.22	9.07	88.86	22.06	110.92	15.03	90.00	105.03	0.00	5.89	no retener
Distribucion total de costos	27.32	14.64	5.15	4.15	439.08	103.52	542.60	111.23	90.00	201.23	0.00	341.37	
	16.01	-7.97	14.19	13.19	329.81	-92.41	237.40	32.10	90.00	122.10	0.00	115.30	no retener
Tarifacion de monopolio	15.00	10.00	15.00	6.00	315.00	80.00	395.00	65.00	90.00	155.00	130.00	240.00	
q1 = demanda del segmento 1													
p1 = precio del segmento 1													
q2 = demanda del segmento 2													
p2 = precio del segmento 2													

## Efectos de una modificación de Price-cap

Modificacion del coeficiente asociado al precio del segmento 2 para un cap dado															
26.53	5.00	204.97	-0.78	25.32	11.95	6.74	5.22	427.22	90.92	518.14	99.85	90.00	189.85	43.24	328.29
26.53	10.00	204.97	-0.84	26.13	14.19	6.10	4.32	432.39	101.65	534.04	106.78	90.00	196.78	23.88	337.26
<b>26.53</b>	<b>17.69</b>	<b>204.97</b>	<b>-0.87</b>	<b>26.53</b>	<b>17.69</b>	<b>5.78</b>	<b>2.93</b>	<b>434.78</b>	<b>114.30</b>	<b>549.08</b>	<b>114.97</b>	<b>90.00</b>	<b>204.97</b>	<b>0.00</b>	<b>344.11</b>
26.53	20.00	204.97	-0.83	26.48	18.66	5.81	2.54	434.50	116.95	551.45	116.76	90.00	206.76	-5.47	344.69
26.53	25.00	204.97	-0.77	26.19	20.55	6.05	1.78	432.77	121.03	553.80	119.67	90.00	209.67	-14.68	344.13
Modificacion del coeficiente asociado al precio del segmento 1 para un cap dado															
15.00	17.69	204.97	-0.83	21.20	17.31	10.04	3.07	392.64	113.18	505.82	98.23	90.00	188.23	77.84	317.59
20.00	17.69	204.97	-0.90	24.04	17.99	7.77	2.80	417.90	115.18	533.08	108.10	90.00	198.10	39.10	334.98
<b>26.53</b>	<b>17.69</b>	<b>204.97</b>	<b>-0.87</b>	<b>26.53</b>	<b>17.69</b>	<b>5.78</b>	<b>2.93</b>	<b>434.78</b>	<b>114.30</b>	<b>549.08</b>	<b>114.97</b>	<b>90.00</b>	<b>204.97</b>	<b>0.00</b>	<b>344.11</b>
30.00	17.69	204.97	-0.83	27.47	17.35	5.03	3.06	439.82	113.29	553.11	117.09	90.00	207.09	-15.91	346.02
35.00	17.69	204.97	-0.77	28.50	16.82	4.20	3.27	444.59	111.62	556.21	119.13	90.00	209.13	-34.33	347.08
Modificacion del cap															
26.53	17.69	160.00	-1.00	28.26	18.84	4.39	2.46	443.59	117.42	561.01	122.48	90.00	212.48	-42.02	348.53
26.53	17.69	180.00	-0.94	27.49	18.33	5.01	2.67	439.96	116.10	556.06	119.14	90.00	209.14	-22.60	346.92
<b>26.53</b>	<b>17.69</b>	<b>204.97</b>	<b>-0.87</b>	<b>26.53</b>	<b>17.69</b>	<b>5.78</b>	<b>2.93</b>	<b>434.78</b>	<b>114.30</b>	<b>549.08</b>	<b>114.97</b>	<b>90.00</b>	<b>204.97</b>	<b>0.00</b>	<b>344.11</b>
26.53	17.69	220.00	-0.83	25.95	17.30	6.24	3.08	431.29	113.14	544.43	112.45	90.00	202.45	12.74	341.98
26.53	17.69	240.00	-0.77	25.18	16.79	6.86	3.29	426.25	111.51	537.76	109.11	90.00	199.11	28.67	338.65
La linea en negrita representa un cap equivalente a una tarifa Ramsey															

## Análisis del equilibrio correspondiente al precio límite por diferentes tecnologías del ingresante

a1,a2	27	10	lambda**2	-90	q													
b1,b2	0,8	0,4	lambda	720														
c+d;c	3	2	term indep	-560														
c'+d'; c'	3	2																
KT+KG	90																	
KT' + KG'	90																	
<b>CASO 1: igual tecnología del ingresante y la empresa que está en el mercado</b>																		
			lambda	q1	q2	p1	p2	beneficio de la empresa en plaza	beneficio del nuevo entrante	bienestar s1	bienestar s2	bienestar total	costo variable	costo fijo	costo total	excedente		
se descarta (p < 0)		sol 1	7,13	49,19	32,79	-12,35	-3,12	-1012,95	0,00	360,29	112,86	473,15	213,15	90,00	303,15	170,00		
se descarta (beneficio no max)		sol 2	0,87	10,81	7,21	18,35	7,12	112,85	0,00	245,16	61,69	306,85	46,85	90,00	136,85	170,00		
<b>sol a retener</b>		<b>monopolio</b>	<b>0,00</b>	<b>15,00</b>	<b>10,00</b>	<b>15,00</b>	<b>6,00</b>	<b>130,00</b>	<b>-35,00</b>	<b>315,00</b>	<b>80,00</b>	<b>395,00</b>	<b>65,00</b>	<b>90,00</b>	<b>155,00</b>	<b>240,00</b>		
a1,a2	27	10	lambda**2	-20	q													
b1,b2	0,8	0,4	lambda	160														
c+d;c	3	2	term indep	560														
c'+d'; c'	3	2																
KT+KG	90																	
KT' + KG'	20																	
<b>CASO 2: tecnología del ingresante sin costo fijo de producción</b>																		
			lambda	q1	q2	p1	p2	beneficio de la empresa en plaza	beneficio del nuevo entrante	bienestar s1	bienestar s2	bienestar total	costo variable	costo fijo	costo total	excedente		
se descarta (p < 0)		sol 1	10,63	39,05	26,03	-4,24	-0,41	-435,44	0,00	444,41	124,79	569,20	169,20	90,00	259,20	310,00		
<b>sol a retener</b>		<b>sol 2</b>	<b>-2,63</b>	<b>20,95</b>	<b>13,97</b>	<b>10,24</b>	<b>4,41</b>	<b>95,34</b>	<b>0,00</b>	<b>390,14</b>	<b>100,67</b>	<b>490,81</b>	<b>90,80</b>	<b>90,00</b>	<b>180,80</b>	<b>310,01</b>		
se descarta (beneficio entrante > 0)		monopolio	0,00	15,00	10,00	15,00	6,00	130,00	35,00	315,00	80,00	395,00	65,00	90,00	155,00	240,00		

## ANEXO 2

### INDICACIONES SOBRE ALGUNOS DESARROLLOS ANALITICOS

#### *Equilibrio de Ramsey - Boiteux*

Recordamos las condiciones de optimalidad:

$$\frac{\partial L}{\partial q_1} = 0 \Rightarrow q_1 = \frac{a_1 - (c + d)}{b_1} x \frac{1 + \lambda}{1 + 2\lambda} \quad (1)$$

$$\frac{\partial L}{\partial q_2} = 0 \Rightarrow q_2 = \frac{a_2 - c}{b_2} x \frac{1 + \lambda}{1 + 2\lambda} \quad (2)$$

Determinación de  $I$ :

La restricción saturada se escribe de la siguiente manera:

$$(a_1 - b_1 q_1) q_1 + (a_2 - b_2 q_2) q_2 - (c + d) q_1 - c q_2 = K_G + K_T \quad (3)$$

Si trasladamos (1) y (2) en (3), obtenemos la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} & [a_1(1 - 2\lambda) - a_1(1 + \lambda) + (c + d)(1 + \lambda)] \frac{1}{1 + 2\lambda} x \frac{a_1 - (c + d)}{b_1} + \\ & + [a_2(1 - 2\lambda) - a_2(1 + \lambda) + c(1 + \lambda)] \frac{1}{1 + 2\lambda} x \frac{a_2 - c}{b_2} - \\ & - (c + d) \frac{a_1 - (c + d)}{b_1} - c \left( \frac{a_2 - c}{b_2} \right) = (K_G + K_T) x \frac{1 + 2\lambda}{1 + \lambda} \end{aligned}$$

Con algunas manipulaciones (despejamos  $\lambda$ , multiplicamos por  $(1 + \lambda)(1 + 2\lambda)$ ), obtenemos la siguiente expresión:

$$\lambda^2 \left\{ \frac{a_1 - (c + d)}{b_1} + \frac{(a_2 - c)^2}{b_2} - 4(K_G + K_T) \right\} +$$

La determinación de  $\lambda$  llevada a las expresiones de  $q_1$  y  $q_2$  derivadas de las condiciones de optimalidad (ecuaciones 1 y 2), permite calcular  $q_1$  y  $q_2$  y, vía la ecuación de demanda inversa  $p_1$  y  $p_2$ , y por lo tanto el equilibrio.



### *Equilibrio de precios máximos*

Se expresan los beneficios  $\pi$  de la firma existente y  $\pi'$  el potencial ingresante. Se trata de maximizar  $\pi$  bajo la condición que el máximo de  $\pi'$  sea nulo.

La solución del problema en  $\pi'$  es la siguiente:

$$\frac{\partial \pi'}{\partial q_1} = a_1 - b_1(q_1 + q'_1) - b_1 q'_1 - (c' + d') = 0$$

$$\frac{\partial \pi'}{\partial q_2} = a_2 - b_2(q_2 + q'_2) - b_2 q'_2 - c' = 0$$

de donde podemos deducir:

$$q'_1 = \frac{a_1 - (c' + d')}{2b_1} - \frac{q_1}{2}$$

$$q'_2 = \frac{a_2 - c'}{2b_2} - \frac{q_2}{2}$$

Podemos de esta forma reescribir el problema de la optimización de  $p$  de la siguiente forma:

$$\text{Max } p_1 q_1 + p_2 q_2 - (c + d)q_1 - c q_2$$

con las siguientes condiciones:

$$\left\{ a_1 - b_1 \left[ q_1 + \frac{a_1 - (c' + d')}{2b_1} - \frac{q_1}{2} \right] \right\} \left[ \frac{a_1 - (c' + d')}{2b_1} - \frac{q_1}{2} \right] +$$

$$+ \left[ a_2 - b_2 \left( \frac{a_2 - (c' + d')}{2b_2} - \frac{q_2}{2} \right) \right] \left( \frac{a_2 - c'}{2b_2} - \frac{q_2}{2} \right) -$$

$$-(c' + d') \left[ \frac{a_1 - (c' + d')}{2b_1} - \frac{q_1}{2} \right] - c' \left( \frac{a_2 - c'}{2b_2} - \frac{q_2}{2} \right) - K'_T - K'_G \leq 0$$

Expresando las condiciones de optimalidad y luego de realizar algunas operaciones podemos deducir:

$$q_1 = \frac{2 a_1 - (c + d) - \lambda a_1 - (c' + d')}{(4 - \lambda)b_1} \quad (1)$$

$$q_2 = \frac{2 a_2 - c - \lambda a_2 - c'}{(4 - \lambda)b_2} \quad (2)$$

Se trata de determinar  $\lambda$ . Se pueden presentar dos casos:

Primer caso: la restricción es satisfecha con la igualdad en el óptimo (es decir el beneficio máximo  $\pi$  del ingresante es igual a 0).

En este caso, se demuestra que  $\lambda$  se determina por la ecuación de segundo grado:

$$\lambda^2 - [-K'_T + K'_G] + \lambda [8K'_T + K'_G] + \frac{1}{b_1} a_1 - 2(c' + d') + (c + d)^2 + \frac{1}{b_2} a_2 - 2c' + c)^2 - 16K'_T + K'_G = 0$$

con lo que obtenemos  $\lambda$  y por lo tanto  $q_1$  y  $q_2$  mediante las ecuaciones (1) y (2), y luego, con las funciones de demanda obtenemos  $p_1$  y  $p_2$  y por lo tanto el equilibrio.

Segundo caso: la restricción no es satisfecha con la igualdad en el óptimo.

En este caso  $\lambda = 0$  (la restricción del beneficio  $\pi < 0$  del ingresante no cambia el beneficio de la compañía existente) y tenemos entonces:

$$q_1 = \frac{1}{2} \left[ \frac{a_1 - (c + d)}{b_1} \right]$$
$$q_2 = \frac{1}{2} \left[ \frac{a_2 - c}{b_2} \right]$$

Se puede verificar cual de estos dos casos conduce al óptimo  $\pi$

**ANEXO 3**  
**EQUILIBRIOS DE RAMSEY-BOITEUX Y DE “PRICE-CAPS”**

Podemos demostrar que si utilizamos como coeficiente de los caps  $\alpha_i$  en los diferentes mercados las cantidades correspondientes a un equilibrio Ramsey-Boiteux, el equilibrio de “price-caps” es un equilibrio Ramsey-Boiteux.

**Definición de los equilibrios**

- “Price-caps”

$$\begin{aligned} & \text{Max} \left[ \sum_i \int_0^{q_i} p_i(q_i) q_i - C(q) \right] \\ & \text{con} \sum_i \alpha_i p_i(q_i) - C(q) \geq 0 \end{aligned}$$

- Ramsey-Boiteux

$$\begin{aligned} & \text{Max} \left[ \sum_i \int_0^{q_i} p_i(z) dz - C(q) \right] \\ & \text{con} \sum_i \alpha_i p_i(q_i) - C(q) \geq 0 \end{aligned}$$

**Condiciones de optimalidad**

- “Price-caps”

$$\frac{\partial L}{\partial q_i} = p_i + q_i \frac{\partial p_i}{\partial q_i} - \frac{\partial C}{\partial q_i} + \mu \alpha_i \frac{\partial p_i}{\partial q_i} = 0 \quad (1)$$

- Ramsey - Boiteux

$$\frac{\partial L}{\partial q_i} = p_i - \frac{\partial C}{\partial q_i} + \lambda \left[ p_i + q_i \frac{\partial p_i}{\partial q_i} - \frac{\partial C}{\partial q_i} \right] = 0$$

o también:

$$(1 + \lambda) \left[ p_i - \frac{\partial C}{\partial q_i} \right] + \lambda \frac{\partial p_i}{\partial q_i} q_i = 0$$

y

$$\left[ p_i - \frac{\partial C}{\partial q_i} \right] + \frac{\lambda}{1 + \lambda} \left[ \frac{\partial p_i}{\partial q_i} q_i \right] = 0 \quad (2)$$

La similitud de las ecuaciones (1) y (2) muestra que si elegimos los coeficientes de caps tales que  $\alpha_i = q_i^R$  y el cap  $\beta = \sum p_i^R q_i^R$  entonces el equilibrio de caps es un equilibrio Ramsey-Boiteux. Este resultado es particularmente utilizado por Laffont J.J. y Tirole J. en “Competition in telecommunications”, MIT Press, 2000, p. 66-67.

## 10.2 LA COMPETENCIA OLIGOPÓLICA EN EL MERCADO ELÉCTRICO EL MODELO DE STACKELBERG<sup>9</sup>

En un ambiente cada vez más abierto a la competencia, las oportunidades de inversión pueden presentarse en algunos mercados. Sin embargo, estas inversiones no debería ser consentidas si no se trata de operaciones *sostenibles*, es decir si los ingresos que se obtienen permiten por lo menos cubrir el costo marginal de largo plazo.

El modelo que presentamos en este punto tiene como objeto visualizar los fenómenos mas importantes en el análisis de sostenibilidad de las inversiones realizadas por nuevos ingresantes en mercados históricamente dominados por operadores existentes. Se trata de un *modelo estilizado* que permite entender algunos mecanismos de mercado, pero que corresponden, dentro de estos principios, a situaciones reales.

Se verá que tratar el problema en términos de puros de *estrategias* del operador histórico y del nuevo ingresante conduce a identificar rápidamente los límites de este enfoque. El concepto de equilibrio de Stackelberg se introduce para ofrecer un marco conceptual al análisis.

El juego de equilibrio es aplicado a dos situaciones de inversión de largo plazo en mercados eléctricos y analizado en términos de sostenibilidad para eventuales nuevos ingresantes.

### 10.2.1 Descripción del mercado

Consideramos la evolución de un mercado eléctrico sobre varios años ( $t = 0, \dots, T$ ). Para simplificar el enfoque, consideramos un mercado perfectamente homogenero con un solo producto, la energía total consumida anualmente en base. Llamamos  $Q_t$  al volumen total de energía consumida en el año  $t$ , a un precio  $p_t$  idéntico para todos los clientes. La demanda  $Q_t$  del año  $t$  es satisfecha, por una parte, por la producción del o de los operadores históricos, también llamados *existentes* y, por otra parte, por el ingreso de *potenciales nuevos entrantes* en el mercado. Llamamos  $q_{t,e}$  y  $q_{t,n}$  las producciones respectivas de los existentes y de los nuevos entrantes en el año  $t$ .

#### *La demanda*

Suponemos, para fijar ideas, un mercado mayorista  $Q_0 = 400$  TWh en el momento  $T = 0$ . El precio asociado a esta demanda es  $p_0 = 40$  €/MWh. Suponemos también que la elasticidad

---

<sup>9</sup> Jacqueline Boucher

de la demanda respecto al precio en el punto precio-demanda ( $p_{0,ref} = 40$ ;  $Q_{0,ref} = 400$ ) es igual a  $\varepsilon = -0,2$  (se trata de un valor que encontramos frecuentemente en la literatura para calificar a una elasticidad de corto a mediano plazo en los mercados eléctricos).

Para simplificar el problema, trabajaremos con una función de demanda linealizada cuya construcción explicamos en el anexo 1:

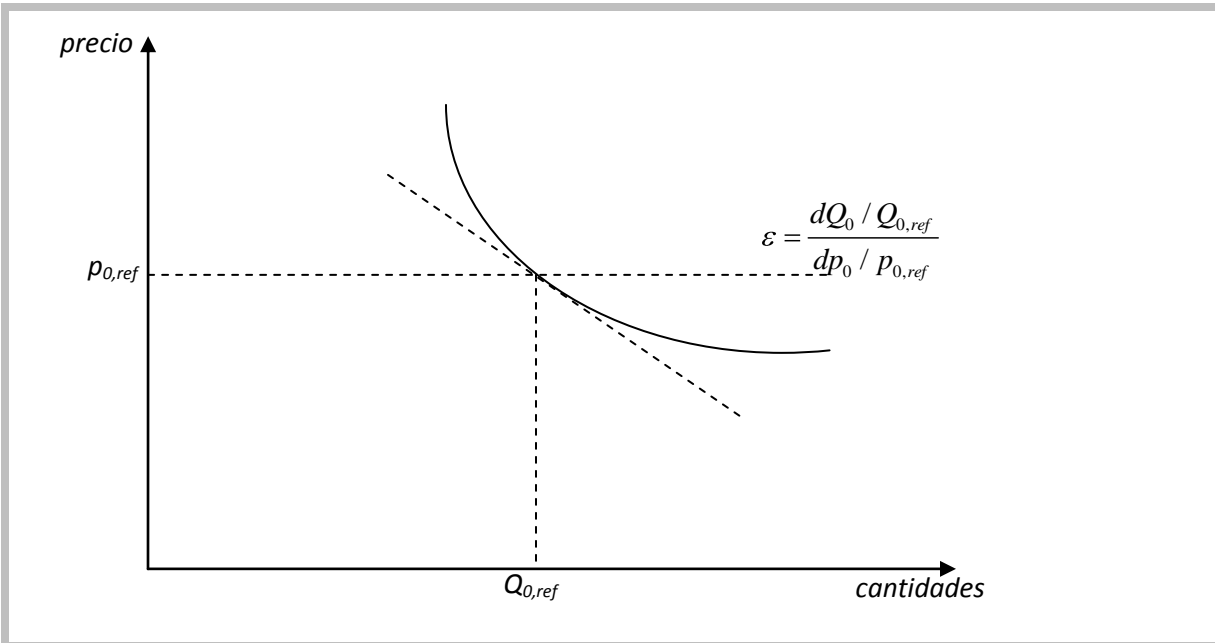


Figura 10.2

$$p_0 = a_0 - b_0 Q_0 = 240 - 0,5 Q_0$$

Verificamos que esta función hace corresponder un precio de 40 €/MWh, con una demanda de 400 TWh.

Suponemos este mercado en crecimiento con *un aumento anual* de 8 TWh (el mercado incremental), para un precio de referencia constante de 40 €/MWh. A precio constante la demanda aumenta entonces 8 TWh por año para todo el periodo. Esta hipótesis de crecimiento conduce a la evolución siguiente del sistema de demanda. Suponemos en principio que la pendiente  $b_0$  no se modifica de un año al otro ( $b_0 = b_t \forall t$ ). Ello implica, a precio constante,  $p_{t+1} = p_t$ , un aumento del consumo anual  $\Delta Q = 8$  TWh, sea:

$$Q_{t+1} = Q_t + \Delta Q$$

$$\frac{a_{t+1} - p_{t+1}}{b} = \frac{a_t - p_t}{b} + \Delta Q$$

$$a_{t+1} = a_t + b \Delta Q$$

lo que nos lleva a las funciones de demanda de corto plazo (ver fig. 10.3)

$$p_0 = a_0 - bQ_0 = 240 - 0,5Q_0$$

$$p_1 = a_1 - bQ_1 = 244 - 0,5Q_1$$

$$p_2 = a_2 - bQ_2 = 248 - 0,5Q_2$$

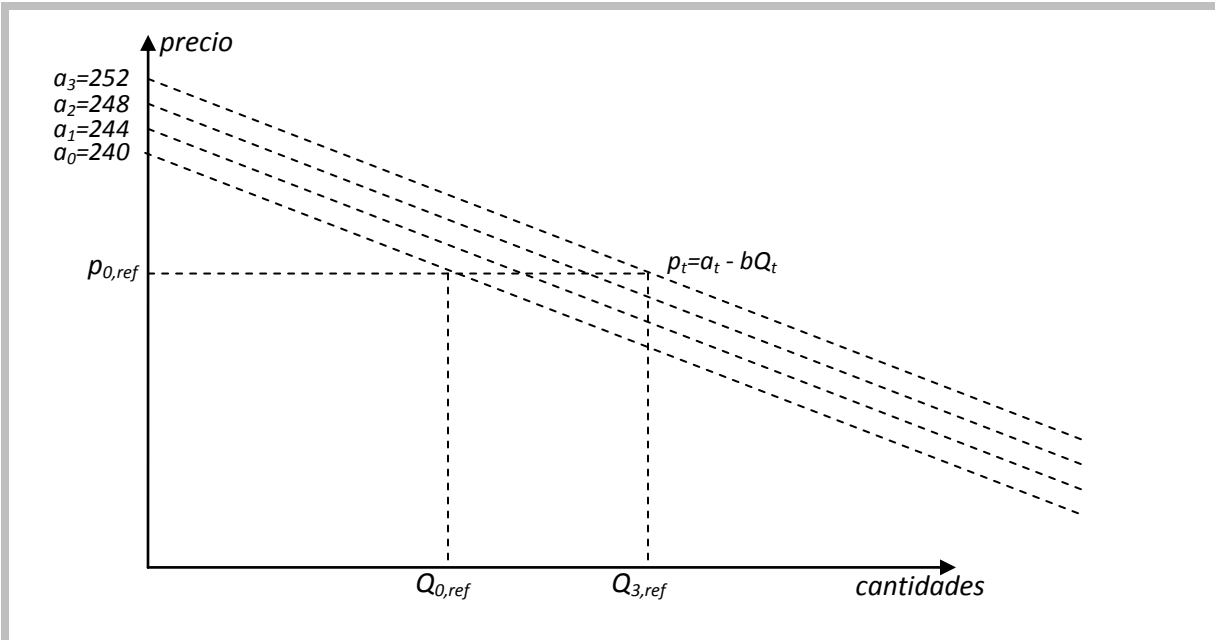


Figura 10.3

### *Oferta del operador dominante*

El productor *existente* está dispuesto a entregar 400 TWh al precio de referencia del mercado en el año 0 igual a 40 €/MWh durante todo el periodo. Para evitar la intervención de las autoridades regulatorias, este productor se supone que está dispuesto a detener cualquier inversión de crecimiento en el mercado, para permitir a otros agentes entrar y “disminuir” de esta forma su posición dominante.

### *Oferta de los nuevos entrantes*

Consideramos una pequeña cantidad exógena de nuevos entrantes. Tienen un costo marginal de largo plazo  $c_e^{LP}$  igual a 50 €/MWh, con el cual se supone que entran en el mercado.

## 10.2.2 Análisis de corto plazo

### *“El dilema del dominante”*

En el periodo 1, un precio de 50 €/MWh implica un nivel de demanda que satisfaga la siguiente expresión:

$$p_1 = 50 = 244 - 0,5Q_1$$

A este nivel de precio, la cantidad demandada será de 388 TWh, lo que no deja ningún lugar a los nuevos entrantes ya que el operador histórico puede asegurar por si mismos una cantidad superior (los 400 TWh actuales) a un precio inferior (su precio actual que es igual a 40 €/MWh) (figuras 10.4 y 10.5).

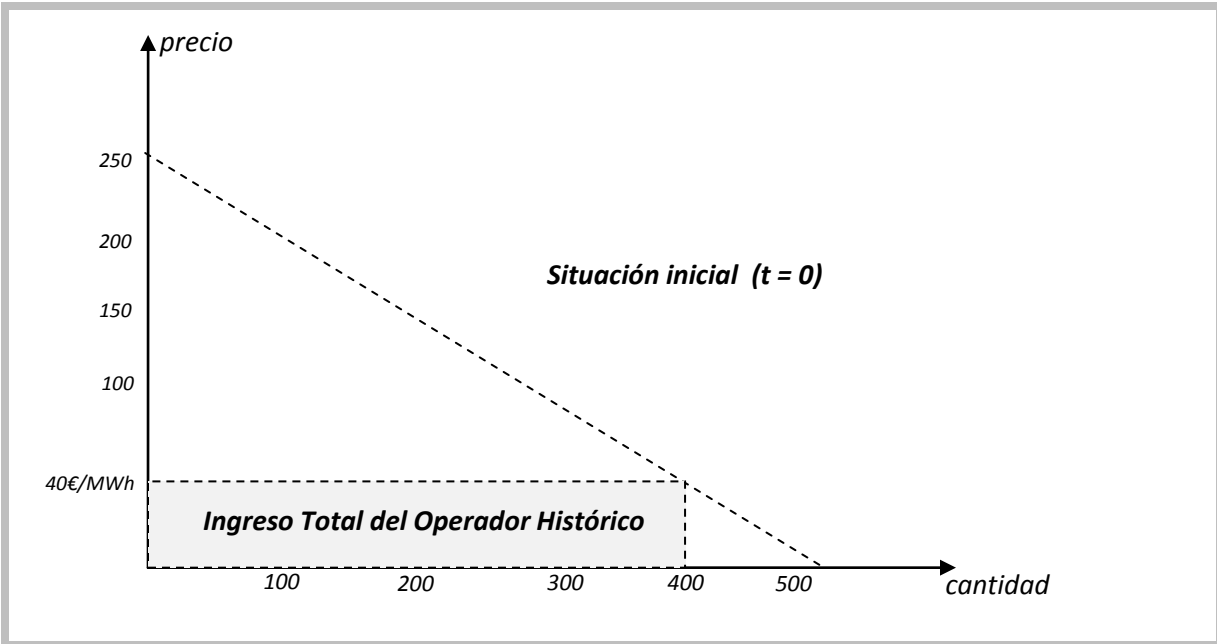


Figura 10.4

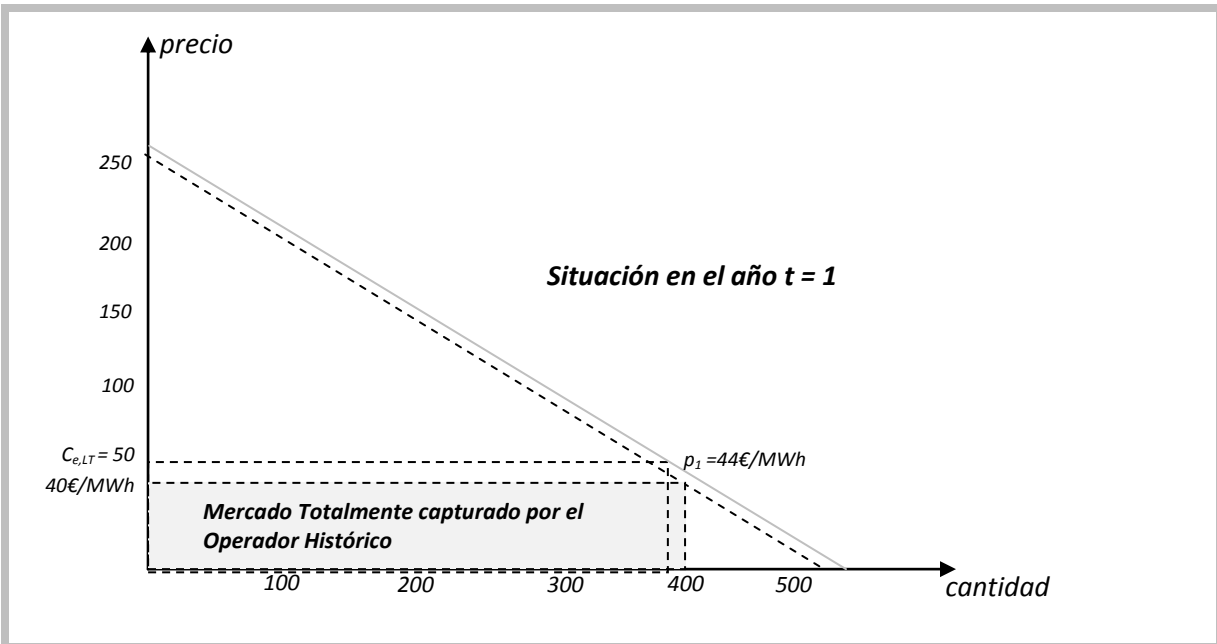
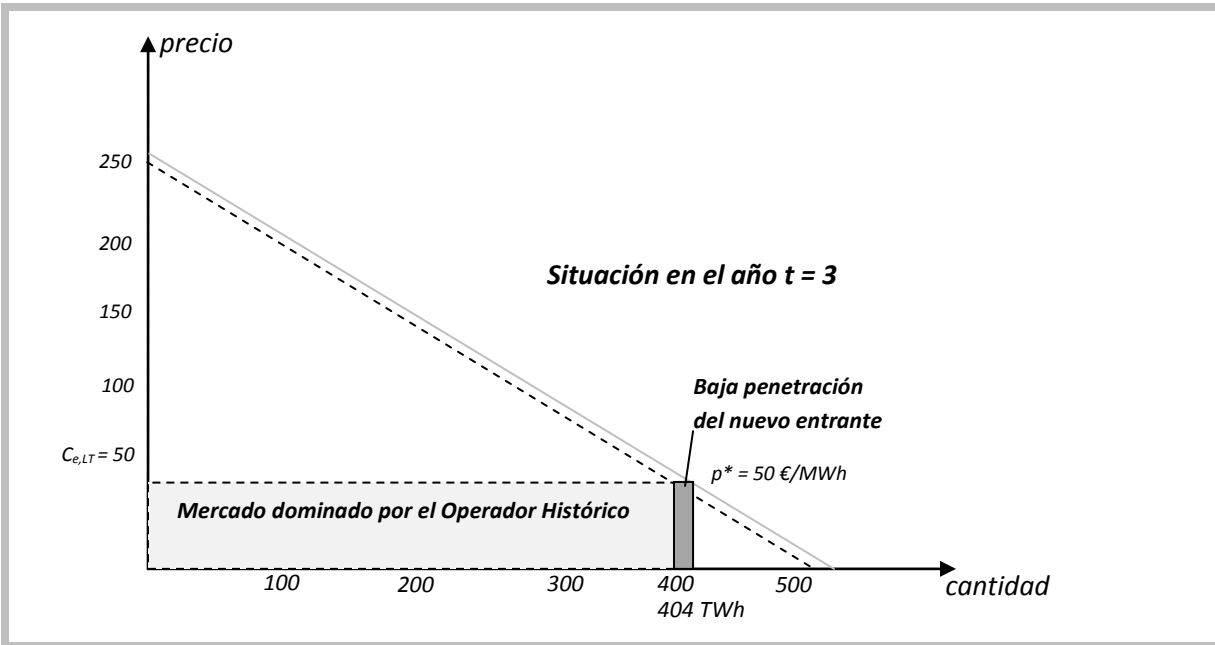


Figura 10.5



**Figura 10.6**

Para un precio de 50 €/MWh en el año 3, los entrantes estarán presentes en el mercado incremental, que se desarrolló en competencia en 4 TWh. Destacamos que para un precio que se mantuvo constante (tal que en el año 0 el precio es igual a 40 €/MWh), el mercado incremental se supone que pasa de 0 a 24 TWh entre el año 0 y el año 3. El ingreso de un nuevo operador solo es posible mediante un aumento substancial del precio, que tiene como consecuencia una contracción del mercado incremental a 4 TWh en lugar de 24 TWh. Ello corresponde a una seria contracción, donde el *operador existente* se beneficia plenamente por medio del aumento de precios (fig. 10.6)

El *operador existente* podría considerar que al precio  $c_e^{LP}$  del nuevo entrante, renuncia a un beneficio importante sin invertir. Se encuentra por lo tanto entre *dos estrategias contradictorias*: a) no invertir, para evitar la amenaza de acciones de las autoridades regulatorias y/o de las autoridades de la competencia, b) invertir para beneficiarse de un precio mayor. Necesita sin embargo el precio fijado por el costo marginal del nuevo entrante ( $c_e^{LP} = 50$  €/TWh) para capturar los beneficios sin ser acusado de hacer aumentar unilateralmente el precio. Existe entonces *interés en reducir tanto como sea posible la parte del nuevo entrante, sin por ello anularla*.

Este problema no existe si *el entrante es más eficaz que el operador existente*. En este caso, el nuevo entrante alinea su precio con el del *operador existente*. La estrategia es sostenible: los entrantes invierten para capturar el mercado incremental y no son acusados de beneficiarse de una posición dominante que no tienen. El *operador histórico* no puede bajar sus precios, salvo que mejore su rendimiento operativo (costo).



### ***Equilibrio de Stackelberg***

A través de un equilibrio llamado de Stackelberg, que el dilema entre “no invertir para evitar las represalias del regulador” e “invertir para aprovechar el mayor precio resultante de la entrada de un competidor menos eficiente” puede modelizarse. Se trata de un equilibrio en el cual un jugador o grupo de jugadores, los *líderes* (en este ejemplo, los operadores históricos) deciden primero su volumen de producción, e intentan de esta forma influenciar el equilibrio hacia una solución que le resulte favorable. Esto supone que los *líderes saben cómo van a reaccionar los seguidores* (en este ejemplo, los nuevos entrantes) ajustando “lo mejor posible” su producción sobre la parte de mercado que les dejan disponibles los líderes. Algunos desarrollos más técnicos, como así también las relaciones en el equilibrio, se pueden ver en los anexos (anexo 2 para el oligopolio llamado de Cournot, y anexo 3 para el de Stackelberg).

Supongamos un ingresante con un costo marginal de largo plazo  $c_{NE}^{LP}$  (por ejemplo 50 €/MWh) en un mercado donde el operador histórico tiene un costo marginal de largo plazo  $c_e^{LP}$  (por ejemplo 40 €/MWh).

Si tenemos  $q_{1,e}$  como la producción del operador histórico existente y  $q_{1,NE}$  la del nuevo entrante, después de invertir. El nuevo entrante no ingresa con su costo marginal de largo plazo, pero aprovecho el hecho que es pequeño y que puede hacer subir los precios sin correr el riesgo de ser advertido por el regulador.

En la etapa de *seguidor* del juego, el nuevo entrante va a maximizar su beneficio, teniendo en cuenta la decisión explícita del operador histórico en una primera etapa. Esta maximización del beneficio se opera por lo tanto respecto a una función de demanda *residual* inversa, dada por (fig. 10.7):

$$p_1(q_{1,NE}, q_{1,e}) = (a_1 - bq_{1,e}) - bq_{1,NE}$$

Para facilitar la lectura, omitiremos a continuación el índice referido al año. El nuevo entrante maximiza en el año 1 la expresión:

$$\max \pi_{NE}(q_{NE}, q_e) = pq_{NE} - c_{NE}^{LP}q_{NE} = a - b(q_e + q_{NE})q_{NE} - c_{NE}^{LP}q_{NE}$$

Podemos calcular por lo tanto la función de reacción  $q_{NE}(q_e)$  del entrante a la producción  $q_e$  del operador existente. Este último, si anticipa correctamente la reacción del nuevo entrante determinará entonces su incentivo a invertir, teniendo en cuenta su reacción, maximizando su propio beneficio:

$$\max \pi_e(q_e) = pq_e - c_e^{LP}q_e = a - b(q_e + q_{NE}(q_e))q_e - c_e^{LP}q_e$$

La solución analítica a este sistema se puede apreciar en el anexo 3.

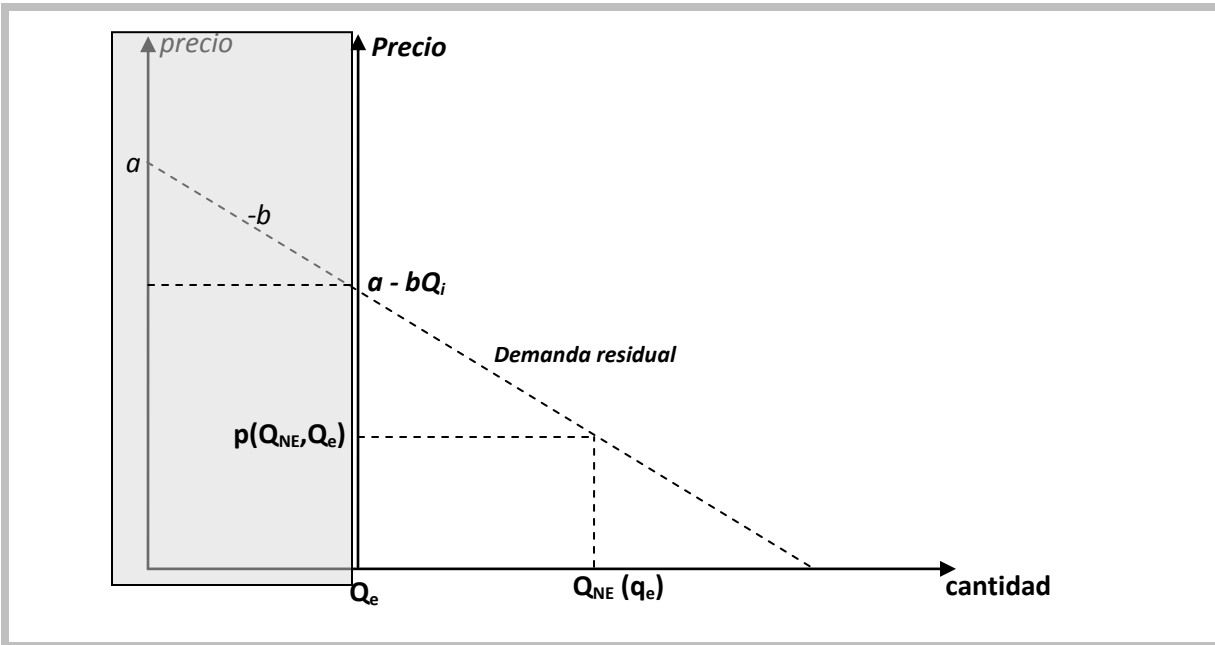


Figura 10.7

Utilizando las expresiones (10) y (11) del anexo, se demuestra que el *operador existente* tendrá tendencia, con los datos supuestos para el año  $t = 1$ , no a invertir, sino a reducir su producción a 213 TWh para hacer subir los precios. El entrante por su parte, podrá colocar 87 TWh, completando una producción total de 300 MWh.

Esto es poco realista, ya que el regulador no puede tolerar que el *operador existente* reduzca su producción en esta forma. El precio (93,5 €) también resulta excesivo para una producción de 300 TWh. Por otra parte, se puede suponer que una función de demanda afín, calibrada a 400 TWh, sin duda ya no será válida para 300 TWh (fig. 10.8).

### *Teniendo en cuenta el “temor al regulador”*

El *operador histórico* no reducirá su producción. Supondremos entonces que la optimización del *operador histórico* se realiza bajo la siguiente restricción:

$$q_{1,e} \geq 400 \text{ TWh}$$

es decir su producción actual, sin disminuir su capacidad. Obtendremos entonces aplicando (6):

$$q_{1,e} \geq 400 \text{ TWh}$$

$$q_{e,NE} = \frac{a_1 - bq_{1,e} - c_{NE}^{LP}}{2b} = \frac{244 - (0,5 \times 400) - 50}{1} < 0$$

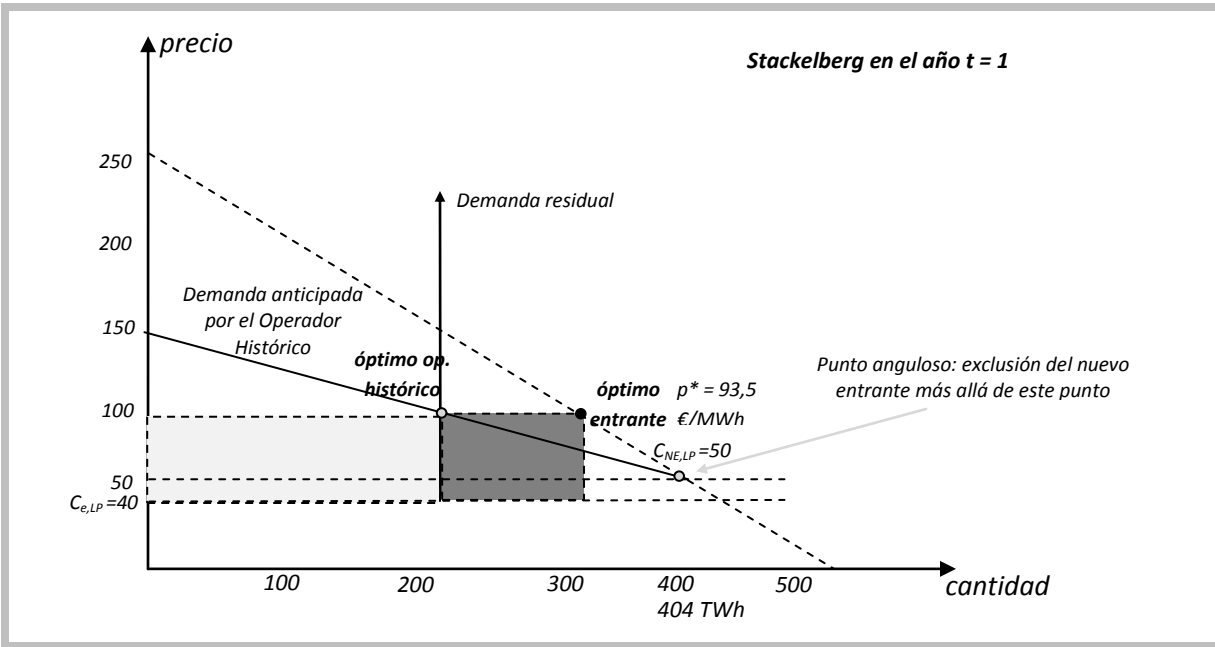


Figura 10.8

En esta situación, el nuevo entrante no invierte y el *operador existente* mantiene su producción de 400 TWh, que vende a un precio de 44 €/MWh. Al cabo de tres años, el crecimiento de la demanda es suficiente para justificar la entrada de un nuevo operador, que invertirá entonces en forma sostenible por 2 TWh (solamente) y venderá a un precio de 51 €/MWh.

### Análisis de largo plazo

La misión fundamental de estos resultados extremos (reducción de capacidad y precio de equilibrio de Stackelberg, en una versión sin modelización al “temor al regulador”) es que las hipótesis realizadas sobre la función de demanda y el comportamiento monopolístico, no son compatibles con una situación realista. Para un *operador histórico* en posición de monopolio, el precio de equilibrio no puede ser 40 €/MWh si sus costos marginales son 40 €/MWh y la elasticidad de la demanda igual a  $-0,2$ .

Para convencernos de ello, podemos escribir las condiciones de equilibrio del monopolio en el año 0. Para un punto de equilibrio ( $p_0 = 40$ ,  $Q_0 = 400$ ) en  $t = 0$ , tendremos:

$$p_0 = 40 = a_0 - (b \times 400) \quad (\text{función de la demanda})$$

$$Q_0 = 400 = \frac{a_0 - c_e^{LP}}{2b} \quad (\text{óptimo del monopolio})$$

$$b = \frac{400}{400\varepsilon} = -\frac{p_0}{\varepsilon Q_0} \quad (\text{pendiente de la demanda vs. elasticidad})$$

En estas condiciones se obtiene luego de realizar algunas operaciones la relación:

$$c_e^{LP} = 40 \left( 1 + \frac{1}{\varepsilon} \right)$$

Tenemos que tener entonces una elasticidad mayor (en valor absoluto) que 1 para que la hipótesis del monopolio sea compatible con un costo  $c_e^{LP} > 0$  y un punto de equilibrio ( $p_0 = 40$ ,  $Q_0 = 400$ ). Una hipótesis de elasticidad igual o mayor que 1 (en valor absoluto) corresponde de hecho a una elasticidad de *largo plazo*, lo que resulta más realista cuando consideramos entrantes mas allá de los tres años.

Es necesario por lo tanto adoptar una perspectiva de largo plazo en el análisis. Consideremos entonces dos situaciones que describan dos grandes mercados, por ejemplo Francia y Alemania.

### ***Una sola empresa presente en el largo plazo (Francia)***

Supongamos que  $c_e^{LP} = 40$  €/MWh y que la presión regulatoria hasta ahora obligó al operador histórico a no alejarse demasiado de un precio cercano a su costo marginal. Consideremos una elasticidad de largo plazo. Obtendremos (ver anexo 1) una función de demanda en el año 0:

$$p_0 = 80 - 0,1Q_0$$

La función de demanda media a diez años se calcula a partir del crecimiento de 8 TWh/año, durante diez años. A precios de largo plazo  $p^{LP}$  constante, supone una demanda de largo plazo igual a  $Q^{LP} = 480$  TWh. Si conservamos la misma pendiente para la función de demanda, equivale a:

$$p^{LP} = a^{LP} - bQ^{LP} = 88 - 0,1 Q^{LP}$$

El *operador histórico* va a considerar positivamente a un nuevo entrante que le permita argumentar que el *precio de mercado es ahora de 50 €/MWh o más*. De esta forma podrá ejercer su poder de mercado, haciendo constatar que el mercado se ha transformado en más competitivo. Aplicando el modelo de Stackelberg (10-11) al caso de un solo entrante, encontramos:

$$q_e^{LP} = 290$$

$$q_{NE}^{LP} = 45$$

El volumen total producido cae drásticamente bajo el nivel de los 400 TWh. No hay por lo tanto posibilidad para el nuevo entrante, lo que resulta lógico, ya que a un precio de 50 €/MWh, la demanda de largo plazo se establecerá en:

$$p^{LP} = 50 = 88 - 0,1 Q^{LP} \rightarrow Q^{LP} = 380 < 400$$

Ninguna política para favorecer nuevos entrantes es sostenible en el largo plazo con una elasticidad de -1.

La razón para ello es simple: el mercado de largo plazo no soporta el precio de 50 €/MWh con las hipótesis planteadas. La razón de la no sostenibilidad no está ligada a la estrategia de los entrantes: si la elasticidad de largo plazo es efectivamente de -1, no hay lugar para este precio en las hipótesis planteadas.

### ***Varias empresas presentes en el largo plazo (Alemania)***

Consideremos ahora cuatro *operadores históricos* en el mercado. Una competencia a la Cournot en este oligopolio estilizado conduce a (ver ecuación (4) en el anexo 2):

$$Q_0 = q_{0,e} = \frac{4}{5} x \frac{a - c_e}{b}$$

siendo  $q_{0,i}$ , la producción total de las cuatro firma en el oligopolio.

Partiendo de una producción total  $Q_0 = q_{0,e}$  del oligopolio de 400 TWh en el año 0, podemos escribir el sistema de ecuaciones que definen el equilibrio:

$$\begin{aligned} p_0 = 40 &= a_0 - (bx400) && \text{(función de la demanda)} \\ Q_0 = 400 &= \frac{4}{5} x \frac{a_0 - c_e}{b} && \text{(óptimo del monopolio)} \\ b = \frac{400}{400\varepsilon} &= -\frac{p_0}{\varepsilon Q_0} && \text{(pendiente de la demanda vs. elasticidad)} \end{aligned}$$

Utilizando el mismo razonamiento que anteriormente, obtenemos la relación:

$$c_e = p \left( 1 + \frac{1}{4\varepsilon} \right)$$

Tomando nuevamente  $\varepsilon = -1$ , obtenemos un costo marginal  $c_e = 30$ . La función de demanda resultante para el año 0 estará entonces definida por la expresión:

$$p_0 = 80 - 0,1Q_0$$

Utilizando el mismo razonamiento que para el caso de un solo *operador existente*, la demanda a largo plazo se puede expresar como:

$$p^{LP} = a^{LP} - bQ^{LP} = 88 - 0,1 Q^{LP}$$

En este caso también, con una elasticidad de la demanda de -1, se puede demostrar que no hay lugar para contratos a 50 €/MWh.

## Observaciones

A corto plazo, el operador eléctrico puede hacer subir sus precios. A largo plazo, ello es más incierto. Los resultados obtenidos vienen directamente de la combinación de dos hechos: una elasticidad igual a -1, aceptada comúnmente en el mercado eléctrico de largo plazo, y una tecnología 25% más cara para el nuevo ingresante que para el operador *existente*.

Sin embargo es posible penetrar el mercado incremental *siendo menos eficaz que el operador histórico*, pero no es necesario ser “demasiado ineficaz”. Supongamos en efecto que una tecnología sea solamente 10% más cara que el costo actual del operador histórico, es decir 44 €/MWh. Para que el nuevo ingresante penetre en el mercado en forma sostenible, es necesario que el precio se establezca al menos a su nivel de costo marginal. A este precio, tendremos:

$$c_{NE}^{LP} = 44 = p^{LP} = 88 - 0,1Q^{LP} \Rightarrow Q^{LP} = 440$$

tendremos un mercado incremental de 40 TWh en el largo plazo. Por debajo de ese precio, el nuevo entrante no será sostenible. Retomemos ahora los casos estilizados precedentes para estas nuevas hipótesis.

### Un solo operador histórico con un nuevo ingresante a 44 €/MWh

La solución del modelo de Stackelberg da:

$$q_e^{LP} = 260$$
$$q_{NE}^{LP} = 90$$

Como hemos hecho precedentemente, comprobamos para el operador histórico un incentivo a reducir su producción. La producción total llega a 350 TWh, lo que puede no ser aceptable para las autoridades (fig. 10.9).

Supongamos que el operador *existente* se vea obligado a mantener su producción en 400 TWh. Tendremos para el nuevo entrante una solución de largo plazo  $q_{NE}^{LP} = 20$  TWh.

Esta última solución es sostenible, ya que el operador histórico no desea incrementar su producción.

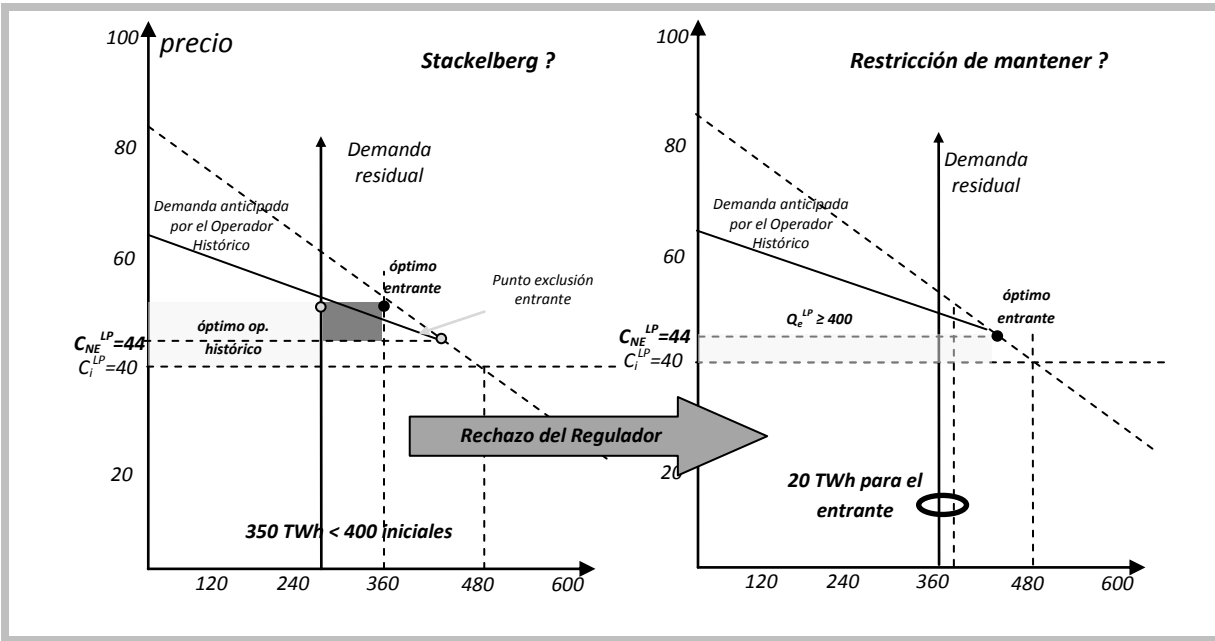


Figura 10.9

### Varios operadores históricos con un nuevo ingresante a 44 €/MWh

Retomando el modelo de Stackelberg, donde el líder funciona como un oligopolio con cuatro operadores. Partiendo de las relaciones (10) y (11) establecidas en el anexo 3, obtenemos para las producciones de los entrantes y de los *existentes* los siguientes resultados:

- Caso de un solo nuevo entrante: en este caso en la etapa *seguidor* del equilibrio de Stackelberg, obtenemos:

$$\begin{aligned}
 q_e^{LP} &= 416 \\
 q_{NE}^{LP} &= 12 \\
 p^{LP} &= 45,20
 \end{aligned}$$

Esta solución es sostenible ya que la producción inicial supera los 400 TWh iniciales, y el nuevo entrante puede invertir durablemente en una capacidad que le va a permitir producir 12 TWh, con un precio que se mantiene por encima de su costo marginal.

- Caso de varios nuevos entrantes: cuando dos (o más) nuevos entrantes se reparten la segunda etapa del juego de Stackelberg, la situación ya no es sostenible. En efecto, la condición (11) da para nuevos entrantes un resultado negativo. Estos están impedidos de penetrar este mercado: los *operadores existentes* tienen suficientes incentivos para invertir hasta que el precio caiga a 44 €/MWh excluyendo cualquier inversión nueva de parte de nuevos entrantes. Esto sucede cuando  $q_e^{LP}$  asciende a 440 TWh (fig. 10.10).

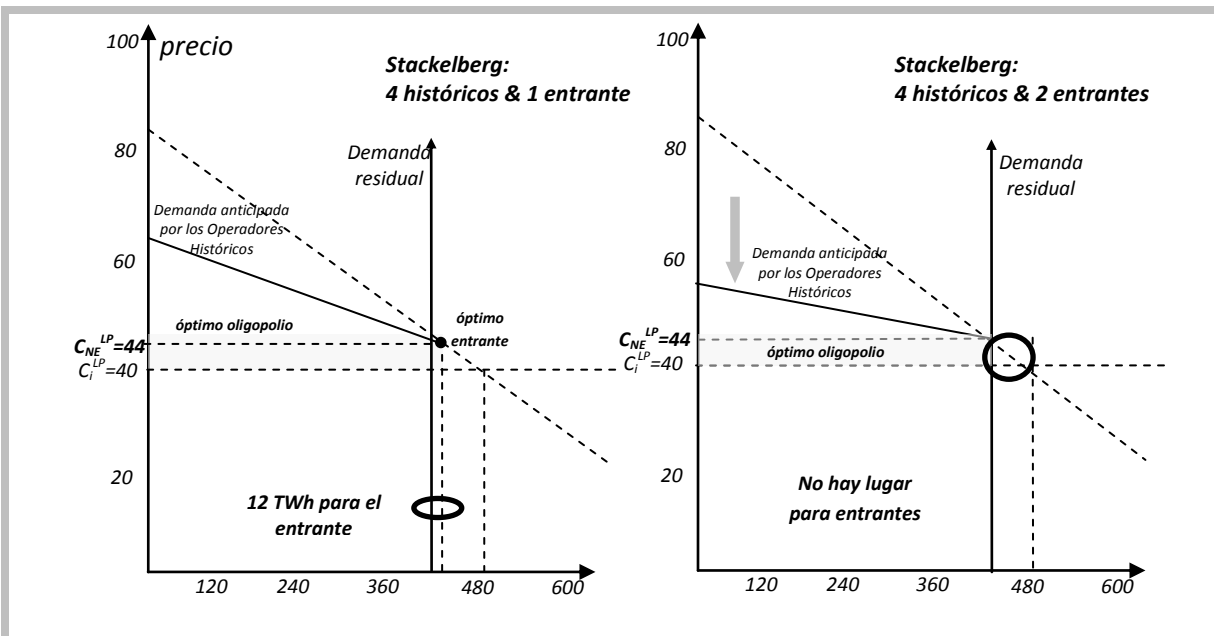


Figura 10.10

### Conclusiones:

Los ejemplos discutidos dependen de las magnitudes numéricas y solo tienen un valor ilustrativo. Podemos sin embargo obtener algunas conclusiones generales:

- Es efectivamente posible entrar en un mercado siendo *menos eficiente* que el operador histórico. Ello se puede explicar por dos fenómenos: en principio, la entrada “facilita la vida” del *operador histórico* respecto al regulador y a las autoridades de la competencia. En segundo lugar, el entrante permite al *operador histórico* beneficiarse de un precio mayor desde el momento que puede evocar un mercado más competitivo. El *operador histórico* tiene un doble incentivo para dejar un cierto lugar a un nuevo entrante.
- Para penetrar en el mercado, *el nuevo entrante no debe ser demasiado ineficiente*. En efecto, a largo plazo, el mayor precio impuesto por un nuevo entrante podría reducir el tamaño del mercado y dar un incentivo económico al *operador histórico* a mantener su monopolio. Tenemos por lo tanto dos incentivos contradictorios. Desde el punto de vista institucional, el mercado quedará menos concentrado después de la entrada y el *operador histórico* tendrá una situación más aliviada frente a las autoridades regulatorias y de la competencia. Desde el punto de vista económico sin embargo, el *operador histórico* tiene incentivos para no dejar lugar al entrante. El equilibrio no es sostenible.
- Es por lo tanto esencial, comprender la posición competitiva del entrante respecto al *operador histórico*. No se puede decir nada si no se comprende su *nivel de eficiencia, es decir sus costos*. El nivel de eficiencia puede diferir según el mercado geográfico (lo que es evidente), pero también el *eléctrico* (base, semi base o punta). Como lo muestran los ejemplos, también resulta esencial *comprender reamente el*



*mercado* para plantear las buenas hipótesis sobre el tipo de competencia que prevalecerá.

## ANEXO 1

### APROXIMACIÓN LINEAL DE LA FUNCIÓN DE DEMANDA

Para construir la aproximación lineal de la función de demanda pasando por el punto de referencia, partimos de la definición de elasticidad en ese punto:

$$\varepsilon = \frac{\frac{dQ_0}{Q_{0,ref}}}{\frac{dp_0}{p_{0,ref}}}$$

Deducimos la pendiente de la función de demanda linealizada escribiendo:

$$\left. \frac{dp_0}{dQ_0} \right|_{ref} = \frac{p_{0,ref}}{\varepsilon - Q_{0,ref}} \leq 0$$

Y obtenemos la ecuación de función de la demanda linealizada escribiendo:

$$(p_0 - p_{0,ref}) = \frac{dp_0}{dQ_{0,ref}} (Q_0 - Q_{0,ref})$$

o también:

$$p_0 = \left( p_{0,ref} - \frac{dp_0}{dQ_{0,ref}} \right) + \frac{dp_0}{dQ_{0,ref}} Q_0$$

### Calibración de la función de demanda de corto plazo

Luego de substituir por la expresión de la elasticidad en el punto de referencia, la función de demanda linealizada en el punto de referencia, para el año  $t = 0$  es:

$$\begin{aligned} p_0 &= p_{0,ref} \left( 1 - \frac{1}{\varepsilon} \right) + \frac{dp_0}{\varepsilon Q_{0,ref}} Q_0 \\ &= a_0 - b_0 Q_0 \\ &= 240 - 0,5 Q_0 \end{aligned}$$

donde hemos conservado el precio de referencia 40 €/MWh, una demanda de referencia de 400 TWh, y una elasticidad igual a -0,2 para la demanda de corto plazo.

## Calibración de la función de demanda de largo plazo

En este caso retenemos  $\varepsilon = -1$ , y encontramos la función de demanda para el año 0:

$$\begin{aligned} p_0 &= a_0 - b_0 Q_0 \\ &= p_{0,ref} \left( 1 - \frac{1}{\varepsilon} \right) + \frac{dp_0}{\varepsilon Q_{0,ref}} Q_0 \\ &= 40 \left( 1 - \frac{1}{-1} \right) + \frac{40}{-1 \times 400} Q_0 \\ &= 80 - 0,1 Q_0 \end{aligned}$$

## ANEXO 2

### COMPETENCIA A LA COURNOT

Siendo  $n$  la cantidad de competidores, supuestos idénticos en términos de costos ( $c$  es su costo marginal común).

La función de demanda será la siguiente:

$$p = a - bQ = a - b \sum_f^n q_f \quad (1)$$

donde  $q_f$  representa la cantidad producida por la empresa  $f$ ;  $q_f^*$  es “la cantidad producida en el punto de equilibrio de Cournot por la empresa  $f$ . Por simetría entre los productores, podemos escribir:

$$q_f^* = \frac{Q^*}{n}, \forall f \quad (2)$$

Donde  $Q^*$  es la producción total en el equilibrio.

Cada  $q_f^*$  maximiza el beneficio del productor  $f$ , para una producción dada  $q_j^*, j \neq f$  de los otros agentes. A partir de ello  $q_j^*$  es solución de:

$$\max \pi_{f,qf}(q_f | q_{j \neq f}^*) = pq_f - cq_f = \left[ a - b \left( q_f + \sum_{j \neq f}^n q_j^* \right) \right] q_f - cq_f \quad (3)$$

La cantidad de equilibrio  $q_f^*$  se obtiene anulando la condición de primer orden:

$$a - 2bq_f^* - b \sum_{j \neq f} q_j^* - c = 0$$

es decir, por la simetría (2) entre los productores:

$$a - b \frac{n+1}{n} Q^* - c = 0 \quad (4)$$

En el equilibrio se obtiene, por lo tanto, una cantidad total:

$$Q^* = \frac{n}{n+1} \frac{a-c}{b} \Rightarrow q_f^* = \frac{a-c}{(n+1)b}, \forall f$$

Podemos ver que volvemos a encontrar la producción de monopolio  $\frac{a-c}{2b}$  para el caso de  $n=1$ .

### ANEXO 3

#### EL EQUILIBRIO DE STACKELBERG

Supongamos un oligopolio de productores históricos compuesto por  $m$  miembros actuando “a la Cournot”, y  $n$  entrantes actuando sobre el *mercado residual* dejado por el oligopolio. Supondremos también que:

- los miembros históricos del oligopolio son idénticos en costo. Es decir que  $c_e$  es su costo marginal;
- los nuevos entrantes son también idénticos en costo, siendo  $c_{NE}$  es su costo marginal;

Sabemos que  $q_j$  es la producción total de los operadores históricos. El oligopolio de nuevos entrantes esta entonces frente a una función de demanda residual:

$$p = (a - bq_e) - bq_{NE} \quad (5)$$

Usando la expresión (4) del anexo 2, obtenemos la producción del conjunto de nuevos entrantes mediante:

$$q_{NE}^*(q_i) = \frac{n}{n+1} \frac{(a - bq_e) - c_{NE}}{b} \quad (6)$$

donde  $(a - bq_e)$  reemplaza  $a$  en la expresión del equilibrio de Cournot.

Los operadores históricos, también en situación de oligopolio, enfrenta a una demanda que anticipa la reacción de los nuevos entrantes, que podemos escribir como:

$$p = \left[ a - bq_{NE}^*(q_e) \right] - bq_e \quad (7)$$

Sustituyendo (7) en la expresión (6), y luego de efectuar los cálculos correspondientes, obtenemos:

$$\begin{aligned} p &= a - b \frac{n}{n+1} \frac{(a - bq_e) - c_{NE}}{b} - bq_e \\ &= a - \frac{n}{n+1} a + \frac{nc_e}{n+1} + b \frac{n}{n+1} + bq_e \\ &= \left( \frac{a + nc_{NE}}{n+1} \right) - \left( \frac{b}{n+1} \right) q_e \\ &= (a') - (b')q_e \end{aligned} \quad (8)$$

Utilizando de nuevo la formula (4), el oligopolio de  $n$  operadores históricos producirá mediando la demanda residual definida por (8):

$$q_e^* = \frac{m}{m+1} x \frac{(a') - c_e}{(b')} = \frac{m}{m+1} \frac{\frac{a + nc_{NE}}{n+1} - c_e}{\frac{b}{n+1}} \quad (9)$$

La producción total de los operadores históricos se obtiene entonces mediante la siguiente relación:

$$q_e^* = \frac{m}{m+1} x \frac{a + nc_{NE} - (n+1)c_e}{b} \quad (10)$$

Después de substituir esta expresión en la solución del equilibrio para los nuevos entrantes, obtenemos:

$$q_{NE}^* = \frac{n}{n+1} x \frac{a - (nm + m + 1)c_{NE} + m(n+1)c_e}{b(n+1)} \quad (11)$$

Podemos destacar que estas dos expresiones presentan las “buenas señales” para los respectivos valores de participación asociados a los costos marginales. Si el costo  $c_e$  de los operadores históricos aumenta, entonces la producción disminuye, mientras que las de los nuevos entrantes aumenta. El mismo tipo de fenómeno se produce si  $c_{NE}$  varía. La producción de los *operadores históricos* y de los oligopolios entrantes alcanza entonces:

$$q_e^* + q_{NE}^* = \frac{(m + n + nm)a - m(n+1)c_e - c_{NE}}{b(m+1)(n+1)} \quad (12)$$

y el precio de equilibrio estará dado por:

$$p^* = \frac{a + m(n+1)c_e + c_{NE}}{(m+1)(n+1)} \quad (13)$$

### 10.3 EFECTOS DE NO-CONVEXIDAD, EJEMPLOS SOBRE PARQUES ELEMENTALES

En la sección 5.2.3, evocamos el efecto en la formación de precios de diferentes fenómenos de no convexidad, que caracterizan a los sistemas de producción de electricidad.

En esta sección se ilustra este fenómeno mediante el análisis detallado de las curvas de costos en parques de maquinas elementales.

#### 10.3.1 Los conceptos: un ejemplo con tres Centrales<sup>10</sup>

Consideramos tres Centrales: A,B y C, caracterizada cada una por dos unidades de potencia de 100 MW; cada Central dispone como máximo, por lo tanto, de 200 MW. Los costos de las Centrales se pueden ver en la Tabla 10.1:

**Tabla 10.1**

Costos	Unidades	Centrales		
		A	B	C
Costo variable (€/MWh)	1 (100 MW)	65	40	25
Costo variable (€/MWh)	2 (100 MW)	110	90	35
Costo fijo arranque (€)		0	6000	8000

Se describe generalmente el funcionamiento de las Centrales solamente por su costo variable de funcionamiento. La tabla muestra que estos *costos variables pueden ser convexos*. Aquí, presentan rendimientos de escala decrecientes (central A: el costo de la unidad A2, 110, es mayor que el de la unidad A1: 65, Central B: 90 es mayor que 40 y Central C: 35 es mayor que 25). También suele describirse el funcionamiento del *sistema* formado por las tres Centrales siguiendo “el orden de merito” de las mismas, y por lo tanto de sus diferentes unidades. Si desestimamos los costos de arranque, tendremos:

**Tabla 10.2**

	C1	C2	B1	A1	B2	A2
Costo variable	25	35	40	65	90	110
Unidad	100	100	100	100	100	100
Producción posible	100	200	300	400	500	600

<sup>10</sup> Con Yves Smeers, de Gribik, Hogan y Pope: “Market-clearing electricity prices and energy uplift” (Harvard Electricity Policy Group, WP, 2007).

Este orden de merito es el que prevalecería en una *economía convexa*, es decir sin costos fijos de arranque en nuestro ejemplo.

Al tomar en cuenta los costos de arranque, tenemos que construir cuatro *curvas de costo total* de la cual elegiremos por intervalos los valores mínimos para definir el orden de merito. Consideramos los siguientes casos a los que llamaremos “curvas”.

1) *No arrancan ni B ni C. El orden de meritos es por lo tanto el siguiente:*

**Tabla 10.3**

	<b>A1</b>	<b>A2</b>
Costo marginal	65	110
Costo total	De 0 a 6500	De 6500 a 17500

2) *Arranca B, pero no arranca C.*

**Tabla 10.4**

	<b>B1</b>	<b>A1</b>	<b>B2</b>	<b>A2</b>
Costo marginal	40	65	90	110
Costo fijo	6000			
Costo total	De 6000 a 10000	De 10000 a 16500	De 16500 a 25500	De 25500 a 36500

3) *Arranca C, pero no arranca B*

**Tabla 10.5**

	<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>A1</b>	<b>A2</b>
Costo marginal	25	35	65	110
Costo fijo	8000			
Costo total	De 8000 a 10500	De 10500 a 14000	De 14000 a 20500	De 20500 a 31500

4) *Arrancan B y C*

5)

**Tabla 10.6**

	<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>B1</b>	<b>A1</b>	<b>B2</b>	<b>A2</b>
Costo marginal	25	35	40	65	90	110
Costo fijo	14000					
Costo total	De 14000 a 16500	De 16500 a 20000	De 20000 a 24000	De 24000 a 30500	De 30500 a 39500	De 39500 a 50500

Si elegimos el costo mínimo, vamos a encontrar (fig. 10.11):

*Entre 0 y 100 MW:*

- la curva 1 (no arrancaron ni B ni C) nos da el costo mínimo;
- el costo total es  $65q$  y el costo marginal 65.

Entre 100 y 200 MW:

la curva 1 (no arrancaron ni B ni C) es *inicialmente* mínima, pero la curva 3 (arrancó C) es menor cuando  $q = 200$ . Existe por lo tanto un punto  $q^*$  tal que:

- de 100 a  $q^*$ :  
el costo total es  $6500 + 110 (q-100)$  (curva 1)  
el costo marginal es 110 (unidad A2)
- de  $q^*$  a 200:  
el costo total es  $10500 + 35 (q-100)$  (curva 2)  
el costo marginal es 35;
- $q^*$  será igual a:  
 $6500 + 110 (q^*-100) = 10500 + 35 (q^* - 100)$  o  $75 (q^* - 100) = 4000$  o  
 $q^* - 100 = 4000/75 = 53,3$

Entre 200 y 300 MW:

la curva 1 ya no se toma en cuenta (no se puede producir más allá de 200 MW con esta curva). La curva 3 (ya arrancó C) pasa a ser dominante:

el costo total es  $8000 + 25 \times 100 + 35 \times 100 + 65 (q - 200)$ :  
el costo marginal es 65

Entre 300 y 400 MW:

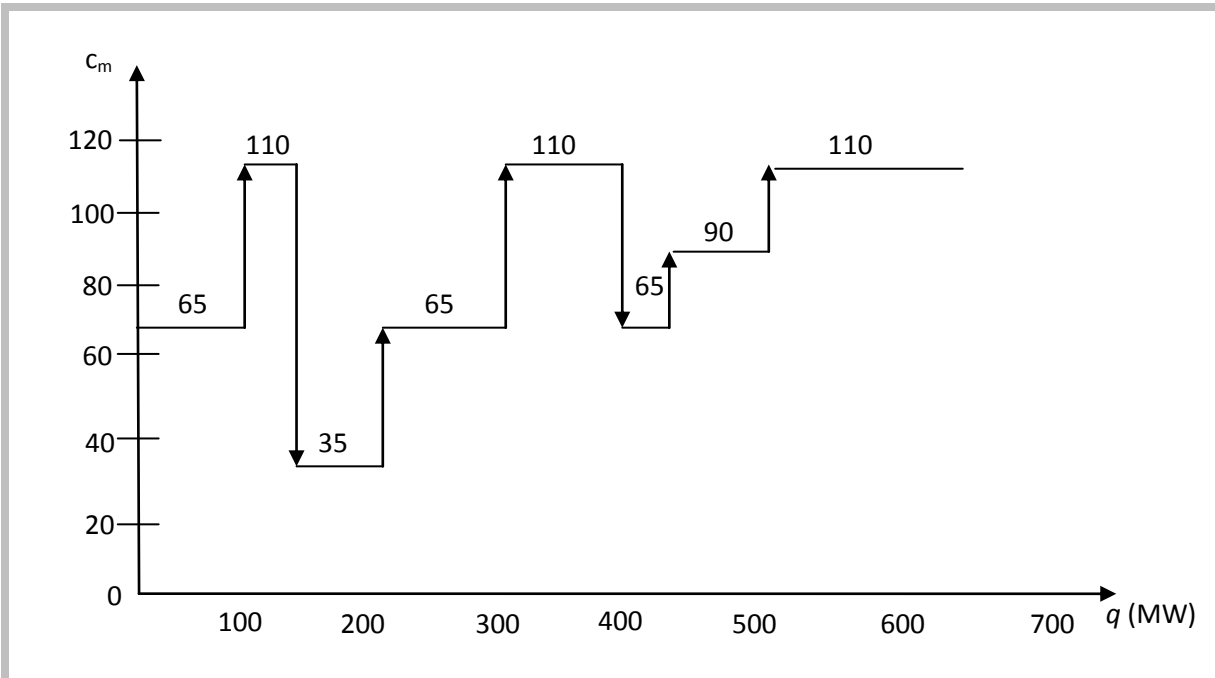
la curva 1 ya quedó descartada. La curva 3 (ya arrancó C) pasa a ser dominante hasta 300 MW, pero la curva 4 (arrancaron B y C) domina a partir de 400 MW. Existe por lo tanto un punto  $q^*$  tal que:

- de 300 a  $q^*$ : el costo total es  $20500 + q^*$  y el costo marginal es 110;
- de  $q^*$  a 400: el costo total es  $24000 + 65 (q - 300)$ , y el costo marginal es 65;
- $q^*$  será igual a :  $20500 + 110 (q^* - 300) = 24000 + 65 (q^* - 300)$ , o  
 $45 (q^* - 300) = 3500$  o  $q^* - 300 = 3500/45 = 77,8$

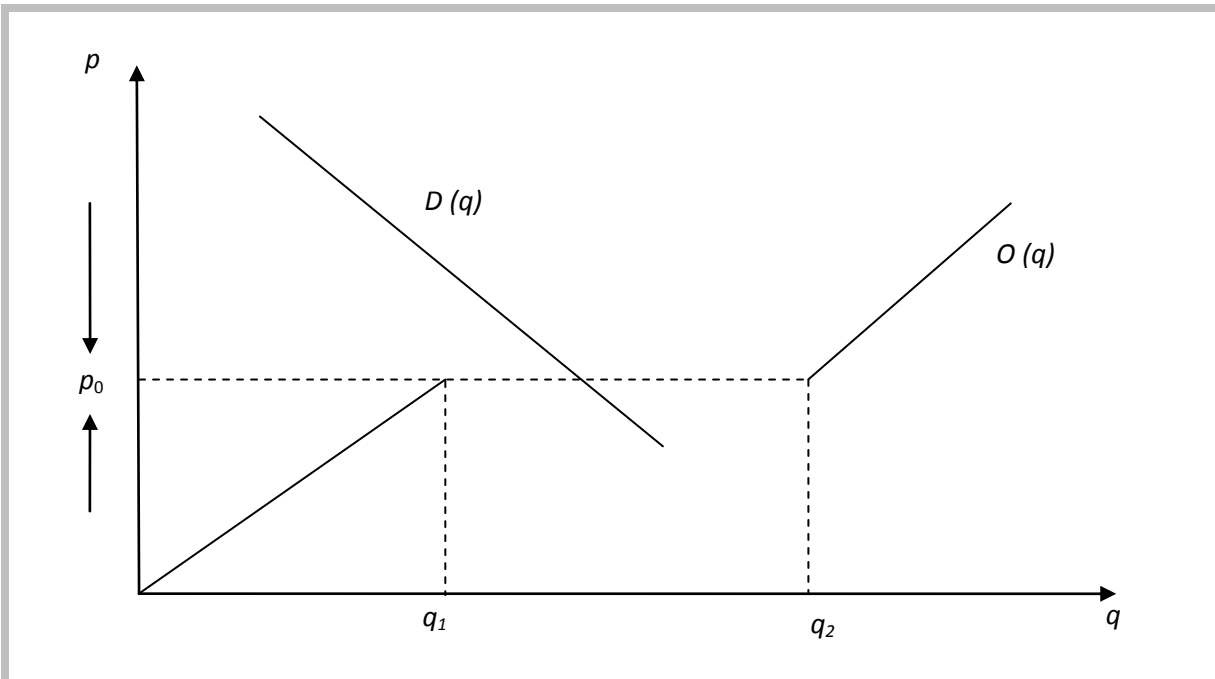
Para  $q > 400$  MW:

solo la curva 4 (arrancaron B y C) es pertinente, las otras curvas no permiten sobrepasar los 400 MW. Los costos marginales son: 90 entre 400 y 500 MW, y 110 entre 500 y 600 MW (fig. 10.11).

La curva de costo marginal del sistema se aleja fuertemente de las hipótesis estándar de la teoría microeconómica, pero también de la forma de costo marginal de una unidad de producción .



**Figura 10.11**  
Curva de costos marginales



**Figura 10.12**



Esta forma de la curva de costos marginales esta relacionada con las discontinuidades de la curva de oferta, que pueden impedir la existencia de un equilibrio<sup>11</sup>. (fig. 10.12)

Efectivamente existe discontinuidad de la curva de oferta en  $p_0$ :

$$\lim_{p \rightarrow p_0^-} q(p) = q_1$$

$$\lim_{p \rightarrow p_0^+} q(p) = q_2$$

y por lo tanto impide la intersección entre la función de oferta y la función de demanda.

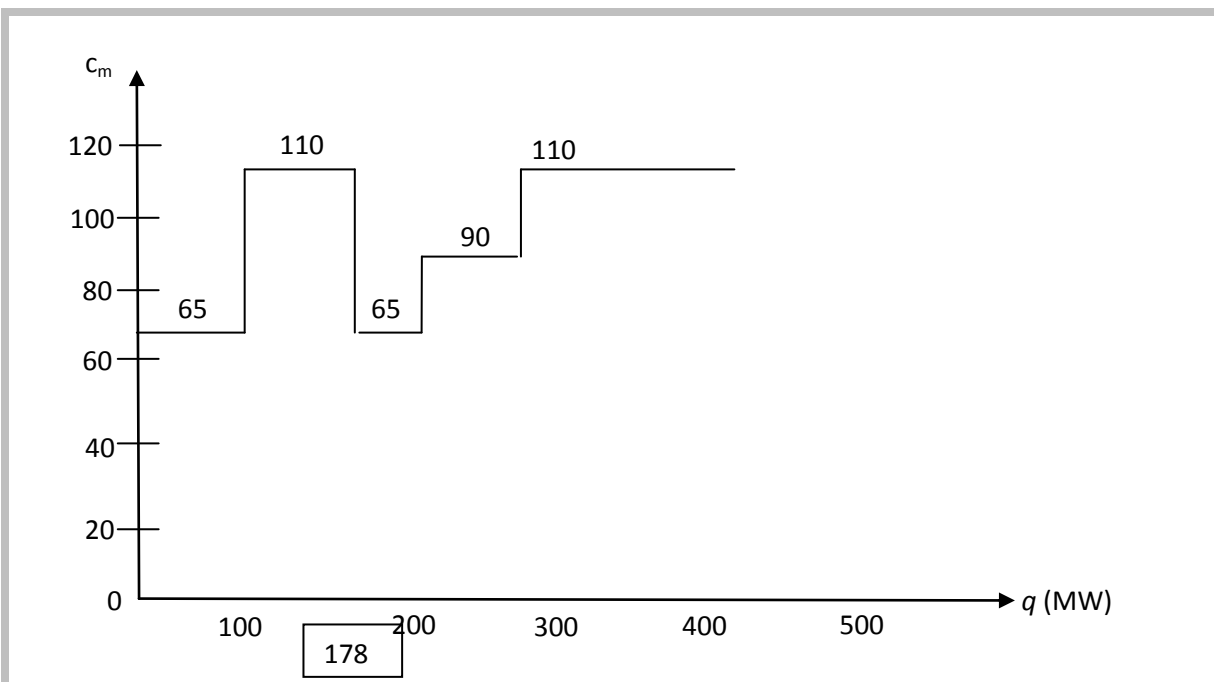
### 10.3.2 Ausencia de equilibrio: el caso de un parque con dos Centrales

Consideremos las dos Centrales A y B, caracterizadas por sus costos fijos de arranque y sus costos variables, cada una de las Centrales tiene dos unidades con potencias de 100 MW, con costos variables diferentes, y la demanda es de 200 MW:

**Tabla 10.7**

	<b>A1</b>	<b>A2</b>	<b>B1</b>	<b>B2</b>
Potencia (MW)	100	100	100	100
Costo fijo (€)	0	-	6000	-
Costos variables (€/MWh)	65	110	40	105

La curva de costos marginales será (fig. 10.13):



**Figura10.13**

<sup>11</sup> Los costos marginales son funciones llamadas "semi continuas superiores o inferiores"

Por ejemplo, el punto  $q = 178$  se determina como anteriormente:

$$6500 + 110 (q^* - 100) = 6000 + 4000 + 65 (q^* - 100)$$

De donde obtenemos  $q^* = 178$ .

*Calculo del precio de equilibrio:*

- 1) Existe un *precio de equilibrio*, es decir un precio *que sostiene la solución del menor costo* para, por ejemplo, una demanda de  $q = 200$  MW?

La solución menos cara es  $A = 100$  y  $B = 100$ . En efecto, su costo total será igual a  $6000 + [(65 + 40) \times 100] = 16500$ , contra la otra solución  $A1 = 100$  y  $A2 = 100$ , que tendrá un costo igual a  $(65 + 110) \times 100 = 17500$ .

Esta solución es sostenible para el mercado?

La respuesta a esta pregunta es un problema de tipo *combinatorio*. Se trata, por lo tanto, de proceder por *iteraciones*:

- Si el precio es 65:
  - A produce 100 MW y no tiene ningún margen ( $p = cm$ );
  - B tiene un margen de  $(65 - 40) \times 100 = 2500$ , pero va a ser inferior a su costo de arranque (6000); por lo tanto B no va a producir;

Por lo tanto, 65 no es el precio de equilibrio, ya que no alcanza a cubrir la demanda (200 MW).

- Si subimos el precio a, por ejemplo,  $p = 100$  :
  - A produce 100 MW y tiene ningún margen de 3.500;
  - B produce 100 y tiene un margen de 6000 que va a cubrir sus costos de arranque;

100 es un precio de equilibrio, pero es *diferente del costo marginal*.

- Podemos destacar que si  $p = 105$ , la producción será  $q = 300 > 200$  MW y por lo tanto 105 tampoco es un precio de equilibrio.

- 2) *Modificamos* los costos variables de las unidades A2 y B2, siendo  $A2 = 100$  en lugar de 110, y  $B2 = 90$  en lugar de 105.

Intentamos obtener precios de equilibrio correspondientes a diferentes costos marginales:

$p = 65$ : A1 produce y B no produce: *no hay equilibrio* a  $p = 65$  ( $q = 100$  MW < 200), la demanda no es satisfecha;

$p = 90$ : A1 produce 100 MW, B no cubre sus costos de arranque y no produce  $[(90 - 40) \times 100] = 5000 < 6000$ .

Nuevamente la producción será  $q = 100 < 200 \text{ MW}$

90 tampoco es un precio de equilibrio: la demanda sigue sin ser satisfecha.

$p = 95$ : A1 produce 100 MW y B cubre sus costos de arranque  $[(95 - 40) \times 100] + [(95 - 90) \times 100] = 6000$  y se producen 200 MW.

Tendremos entonces  $q = 100 + 200 = 300 > 200$

Tampoco 95 es un precio de equilibrio: en este caso se produce un exceso de oferta.

$p = 100$ : A1 y A2 producen, como así también B1 y B2. La producción total será  $q = 400 \text{ MW} > 200$ .

Tampoco 100 es un precio de equilibrio: nuevamente se verifica un exceso de oferta.

Se puede verificar por lo tanto que hay una *discontinuidad de la función de oferta* alrededor de  $p = 95$ :

- si  $p \leq 95 - \varepsilon$ , el sistema produce demasiado poco (100 MW) para satisfacer a la demanda;
- si  $p \geq 95$  produce demasiado (300 MW o más).

### 10.3.3 Equilibrio con precios negativos

Volvemos a modificar nuestro ejemplo, distinguiendo dos periodos de tiempo, “punta” P y “fuera de punta”, FP, con una demanda constante  $q = 200 \text{ MW}$ .

**Tabla 10.8**

Periodo	P	FP	P	FP
$q \text{ (MW)}$	200	200	200	200

Consideremos también, para simplificar, que A y B producen 100 MW cada una y que el costo de arranque fue soportado una vez por todos a principios del periodo y no interviene luego en los cálculos de costos, tanto tiempo como no se detengan las unidades para volver a arrancarla.

En la situación inicial, calculamos los márgenes, para  $p = 65$ , siendo el costo marginal 0,5 y el de B, 0.

**Tabla 10.9**

Periodo	<b>P</b>	<b>FP</b>	<b>P</b>	<b>FP</b>
Demanda	200	200	200	200
Margen A	0	0	0	0
Margen B	$(65 - 40) \times 100$	$(65 - 40) \times 100$	$(65 - 40) \times 100$	$(65 - 40) \times 100$

Imaginemos ahora que *la demanda disminuye en 100 MW* durante los periodos de fuera de punta.

**Tabla 10.10**

Periodo	<b>P</b>	<b>FP</b>	<b>P</b>	<b>FP</b>
Demanda	200	100	200	100
Margen A	0	$0^{(1)}$	0	$0^{(1)}$
Margen B	$(65 - 40) \times 100$	$0^{(1)}$	$(65 - 40) \times 100$	$0^{(1)}$

$(p = 40)$

(1) A no produce, B produce. El precio se establece por lo tanto en  $p = 40$ , costo variable de B1.

Supongamos ahora que, luego por ejemplo de un arranque imprevisto de una importante producción eólica prioritaria, *la demanda fuera de punta se hace próxima a cero*. Tendremos:

**Tabla 10.11**

Periodo	<b>P</b>	<b>FP</b>	<b>P</b>	<b>FP</b>
Demanda	200	100	200	100
Precio	$65^{(1)}$	$0^{(2)}$	$65^{(1)}$	$0^{(2)}$
Margen A	0	0	$0^{(1)}$	$0^{(2)}$
Margen B	$(65 - 40) \times 100$	- 6000	$(65 - 40) \times 100$	- 6000

(1) A y, B producen.

(2) Ni A ni B producen.  $p = 0$

Todavía nos queda por analizar que pasa cuando la Central B funciona a *un mínimo técnico*, por ejemplo 10 MW. El productor B estará *dispuesto a pagar  $\eta$* , es decir a recibir un precio negativo de  $\square \eta$  para genera una demanda no nula, al menos superior a su mínimo técnico. Tendremos en este caso:

**Tabla 10.12**

Periodo	<b>P</b>	<b>FP</b>	<b>P</b>	<b>FP</b>
Demanda	200	10	200	10
Precio	65	$-\eta$	65	$-\eta$
Margen A	0	0	0	$0^{(2)}$
Margen B	$(65 - 40) \times 100$	$-(\eta + 40) \times 10$	$(65 - 40) \times 100$	$-(\eta + 40) \times 10$

con  $10 \times (\eta + 40) \times t \text{ (FP)} < 6000$ .

Si la duración previsible para el periodo fuera de punta durante la cual la demanda *se anularía sin incentivos* es, por ejemplo, de ocho horas, podemos calcular:

$$10 \times (\eta + 40) \times 8 = 6000$$

$$\text{y entonces } \eta = 35 \text{ €/hora}$$

El “precio negativo” del sistema convexo será como mínimo de - 35 €/hora si la previsión de la demanda nula fuera de punta es correcta en el programa de *despacho* del productor correspondiente.

### 10.3.4 Ejemplo de gestión de una situación de precios negativos por la flexibilidad de las centrales

Consideremos un periodo de cinco horas durante las cuales se manifiestan precios negativos de -100 €/MWh sobre un mercado como el EEX, por ejemplo, habida cuenta del exceso imprevisto de producción eólica.

Si una central nuclear de 1000 MW puede tener una flexibilidad del 10%, o sea 100 MW, podrá ser “modulada” y reducir su potencia a 900 MW.

Supongamos que su producción fue vendida “a futuro” a  $p = 50$  €/MWh (y por lo tanto el margen resultante se encuentra asegurado), la modulación de la central en presencia de precios negativos permitirá aumentar este margen:

**Tabla 10.13**

Operaciones	Potencias (MW)	Costos combustibles (€/MWh)	Costos O&M (€/MWh)	Precios (€/MWh)	Márgenes
Venta <i>ex ante</i>	1000	10	20	50	$20 \times 5 \times 1000$ = 100 k€
Modulación	100	-	-	-100	$100 \times 5 \times 100$ = 50 k€

## 10.4 PROYECTOS DE EXPLORACIÓN – PRODUCCIÓN EN PETRÓLEO Y GAS<sup>12</sup>

### 10.4.1 La exploración – producción (E&P)

En la industria petrolera y gasífera, las actividades de exploración y producción también llamadas de “up-stream, consisten en encontrar acumulaciones de hidrocarburos (gas natural, condensados, petróleo) en el subsuelo, para producirlos y comercializarlos.

A pesar de los importantes progresos técnicos realizados en los métodos de localización de hidrocarburos, en particular las técnicas de adquisición de datos sísmicos, en la gran mayoría de los casos, el análisis geológico y geofísico de los datos permite solamente *cuantificar la probabilidad de encontrar* hidrocarburos, estas probabilidades son en promedio del 25%. La única forma de verificar la presencia *efectiva* de hidrocarburos en el

<sup>12</sup> Florence Verzelen

subsuelo es perforar pozos de *exploración* y luego pozos de *evaluación*, que permiten cuantificar la extensión de los eventuales descubrimientos.

Este oficio de exploración (cantidad y probabilidad específica) producción es, particularmente riesgoso desde el punto de vista económico, habida cuenta de las inversiones realizadas: los montos necesarios para realizar pozos exploratorios varían de algunos millones de dólares para pozos onshore (en tierra) a varias centenas de millones de dólares para pozos offshore (en el mar) profundos.

En la vida de un proyecto de exploración – producción, podemos distinguir *cuatro fases* (fig. 10.14).

- obtención de una licencia exploratoria;
- exploración de acuerdo a la licencia;
- desarrollo y producción;
- declinación de la producción y abandono.

### **Obtención de la licencia**

Antes de iniciar cualquier iniciativa en una región inexplorada, un *marco jurídico* tiene que garantizar a las compañías petroleras que podrán comercializar sus descubrimientos de hidrocarburos en caso de éxito exploratorio.

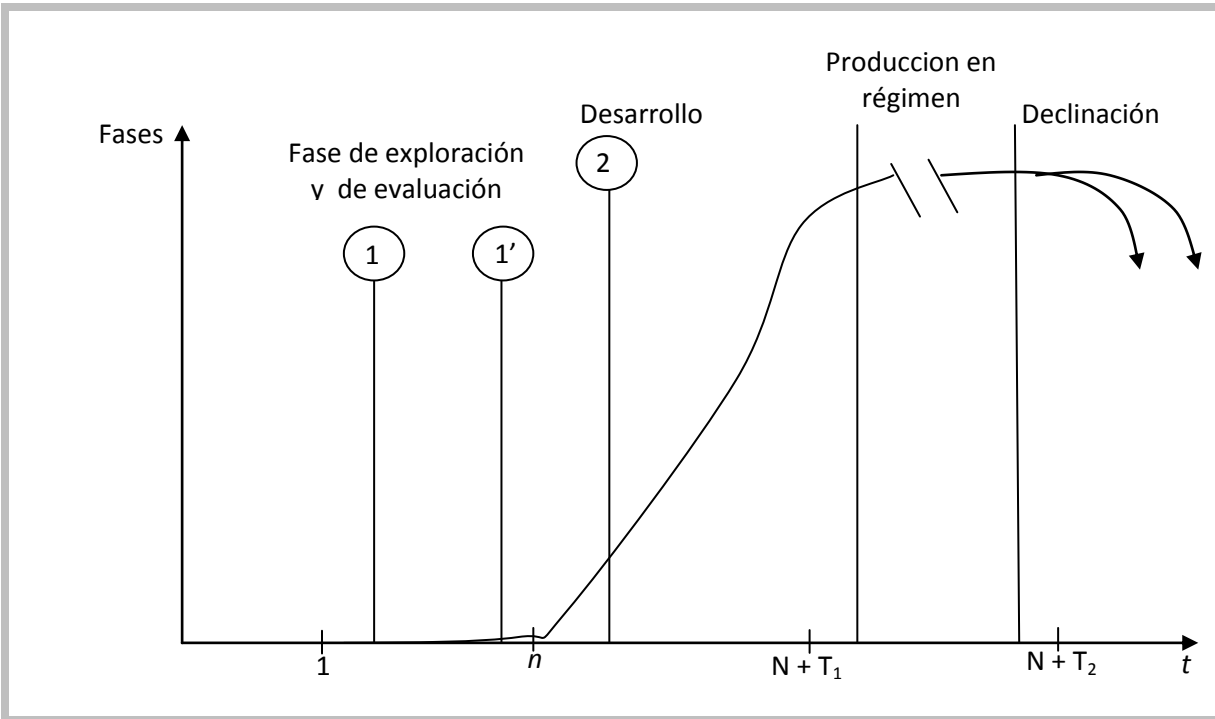
Los gobiernos de los países afectados proceden generalmente de *concursos licitatorios* de áreas a explorar u, ocasionalmente, realizan por sí mismas las campañas de adquisición de datos sísmicos para que los primeros datos de base estén disponibles para los operadores potencialmente interesados.

En general, para entregar una licencia, la oferta del potencial operador debe incluir un *bonus o premio*, al obtener la licencia, pero también contener una cierta cantidad de compromisos como, por ejemplo, un programa exploratorio sísmico mínimo, incluyendo la perforación de pozos exploratorios.

La duración de las licencias varía considerablemente según los países. En el Reino Unido las licencias son típicamente otorgados por 25 años, mientras que en los Estados Unidos, la duración usual es de diez años, con posibilidades de prorrogas bajo ciertas condiciones.

### **La fase de exploración**

Cuando la licencia es otorgada, la compañía petrolera procede generalmente a realizar una campaña de *exploración sísmica*, que le permite identificar los potenciales emplazamientos de los reservorios de hidrocarburos y calcular las probabilidades de descubrimientos. Se perforan *pozos exploratorios* sobre los puntos más interesantes, y luego *pozos de evaluación* para definir el volumen y la calidad de los hidrocarburos en caso de descubrimiento.



**Figura 10.14**

### Desarrollo y producción

Luego de superada la fase de exploración y evaluación, la compañía petrolera realiza un cálculo económico para conocer la *rentabilidad de la producción* de los hidrocarburos descubiertos: si la explotación es considerada rentable, se establece un plan de desarrollo para permitir el inicio de la producción.

Esta fase es generalmente la más larga: en el mar del Norte, se requieren generalmente 12 años antes de alcanzar el régimen de producción (o pico constante).

La fase de desarrollo comprende la perforación de todos los pozos de producción y la construcción de las infraestructuras necesarias: plataformas, gasoductos, plantas de tratamiento y eventualmente, terminales de exportación de GNL.

### Declinación de la producción y abandono

Los campos de gas y petróleo presentan generalmente perfiles de producción diferentes: el petróleo alcanza su pico máximo de producción mas rápidamente y el estado de régimen de producción, es decir el tiempo durante el cual la producción se mantiene en su máximo constante, dura algunos años, a los que le sucede un largo periodo de declinación. Por el contrario, el *gas* alcanza su régimen de producción al cabo de cuatro o cinco años *suplementarios* y las instalaciones de superficie requieren más tiempo para su construcción, pero el estado de régimen de producción máximo puede mantenerse durante 10 a 15 años.

En todo caso, y para todos los campos, luego de una cierta cantidad de años, el costo de extracción de los hidrocarburos supera el precio de venta y el campo deberá ser abandonado.

Cuando el pozo está en tierra (onshore) es suficiente con tapanlo con cemento y acero y restablecer las condiciones iniciales del terreno.

Cuando las instalaciones son offshore, el desmantelamiento de grandes plataformas impone una precisa planificación y el empleo de material especializado. La operación se revela generalmente costosa y complicada/

### **Las diferencias entre proyectos gasíferos y proyectos petroleros**

En los proyectos de exploración- producción, los métodos de producción de gas y de petróleo son similares, siendo las principales diferencias las siguientes:

- las fases de desarrollo son más largas para el gas: 12 años en promedio, luego de la adquisición de la licencia hasta el pico de producción para el petróleo, pero 33 años para el gas;
- la intensidad de capital es mayor para el gas, por causa de la instalación de plantas de tratamiento e infraestructura de superficie más costosa;
- una exposición al *riesgo precio* mayor para el gas, ya que los precios del gas están generalmente correlacionados con los del petróleo;
- una fuerte dependencia de los *transportistas* y de los *mercados domésticos*, y particularmente con frecuencia la obligación de proveer una parte del al mercado domestico.

#### **10.4.2 Ejemplo 1: la adquisición de una licencia de exploración – producción petrolera**

La sociedad Petrolas<sup>13</sup>, propone vender la participación del 45% que tiene en una licencia egipcia onshore ubicada en el este del desierto egipcio: la licencia de Al Bitroul.

---

<sup>13</sup> Las denominaciones y los datos de los ejemplos son ficticios pero se corresponden con situaciones industriales reales.





Figura 10.15

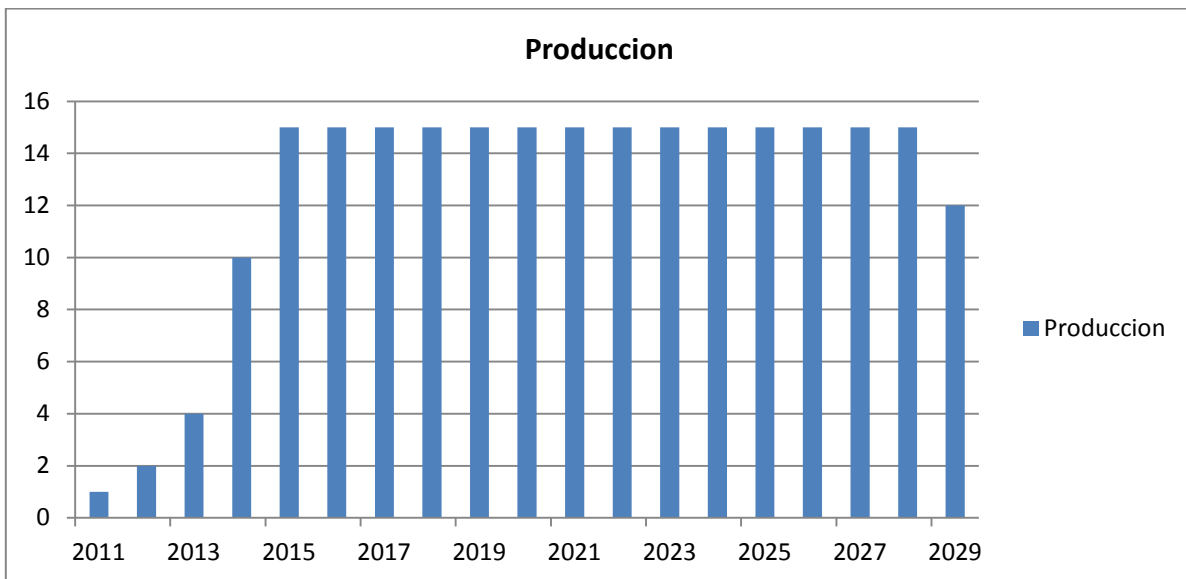


Figura 10.16

Esta licencia incluye:

- tres descubrimientos de petróleo en la parte norte del bloque con pozos que ya se encuentran en producción que debería aumentar en 2013, de acuerdo a los nuevos desarrollos de infraestructura de producción;
- un potencial de exploración en el sur del bloque;

Se plantean las siguientes preguntas:

- cuál es *el valor de compra* de esta participación en la licencia de Al Bitroul?
- cuantos *barriles de petróleo* representa esta participación para el comprador?
- cuáles son los *cash-flow* que corresponden a esta participación?

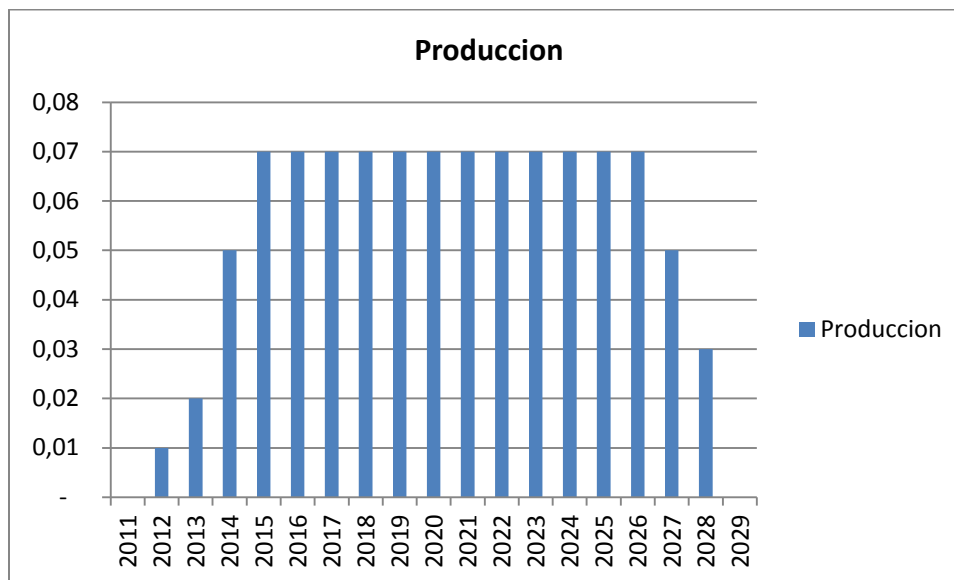
#### A *Los datos técnicos*

### Descubrimientos de petróleo

Los tres descubrimientos de petróleo corresponden a reservas totales de 239 millones de barriles (239 Mb).

El perfil de producción adopta una forma de campana, el petróleo es producido tan rápidamente como sea posible para poder rentabilizar lo más rápido posible las inversiones. (fig. 10.16).

Para alcanzar este nivel de producción, se requieren las siguientes inversiones:



**Figura 10.17**

- la construcción de dos pozos suplementarios en 2012 y 2013, que requiere inversiones de 70 millones de u\$s<sup>14</sup>/cada uno;
- la construcción de instalaciones de superficie requeridas para comercializar el petróleo en 2011 por 40 millones de u\$s;
- gastos de explotación estimados en 2 millones de u\$s/año.

<sup>14</sup> En el marco de este ejercicio, u\$s es utilizado en abreviación de u\$s 2011 (dólares nominales de 2011)

## Potencial de exploración

Los datos geológicos y sísmicos evalúan el potencial de exploración en el sur del bloque en 350 millones de barriles<sup>15</sup>, y la probabilidad de encontrar petróleo del 35%.

Un pozo exploratorio de 50 millones de u\$s va a ser perforado en 2012 para confirmar o desestimar el potencial petrolero.

Si la presencia de petróleo se ve confirmada, se perforará un pozo de evaluación de 65 millones de u\$s para cuantificar el volumen de petróleo este pozo de evaluación será luego transformado en 2014 en pozo de producción por 5 millones de u\$s. Un segundo pozo de producción será luego perforado en 2014 por 70 millones de u\$s. Las instalaciones de superficie para comercializar el petróleo se construirán en 2014 por un costo de 20 millones de u\$s, Los gastos de explotación se estiman en 2 millones de u\$s por año a partir de 2012.

La producción será programada hasta 2028, según el perfil de la figura 10.17.

### ***B*** *Los datos económicos*

#### Régimen de tasas y contratos

El sistema egipcio está gobernado por un *production sharing agreement* (contrato de producción compartida), una licencia de producción compartida, cuyos términos son los siguientes:

- *recuperación de los costos*: recuperación de todos los gastos de capital (capex, costos de inversión) en las fases de exploración y desarrollo hasta un monto máximo del 10% de las reservas anuales, con traslado de los montos no recuperados sobre los años siguientes;
- una vez deducidos estos costos, el *beneficio petróleo* es compartido entre los productores (los detentores de la licencia) y el Estado egipcio, a razón del 20% para los productores y 80% para el Estado egipcio.

#### Precio del petróleo

Se considera que el petróleo es vendido en el mercado local a razón de 25 u\$s/barril (al operador egipcio, al precio fijado por la autoridad).

#### *Tasa de actualización para el cálculo de la VAN*

La tasa de actualización utilizada es del 11% (WACC del 9% y riesgo país del 2%).

---

<sup>15</sup> Mas precisamente, se supone que, si bien hay presencia de petróleo, la probabilidad es del 50% que las reservas producibles sean de 350 millones de barriles (P50), 90% que sean superiores a 150 Mb (P90) y 10% que sean superiores a 450 MB (P10). En el cálculo de la VAN, estas reservas serán afectadas por una probabilidad del 30% para los casos P10 y P90 de la probabilidad del 40% para el caso P50.

**C** *El cálculo del VAN<sup>16</sup>, de las reservas de petróleo adquiridas y del cash flow*

**Descubrimientos**

Los cálculos se pueden ver en la tabla 10.14.

La VAN para el 45% de los descubrimientos de la licencia es igual a  $435 \times 0,45 = 196$  millones de u\$s, las reservas adquiridas de  $55 \times 0,45 = 25$  Mb y el perfil del *cash-flow* se puede ver en la fig. 10.18.

**Potencial de exploración**

En lo que respecta al *potencial de exploración* se consideran cuatro casos:

- el pozo de exploración resulta “seco”: no hay petróleo y la exploración se detiene;
- el pozo de exploración es exitoso: se considera entonces que el valor del descubrimiento puede ser calculado considerando las siguientes probabilidades:
  - 30% de producir 150 Mb;
  - 40% por 350 Mb;
  - 30% por 450 Mb.

El cálculo del VAN puede verse en la Tabla 10.16

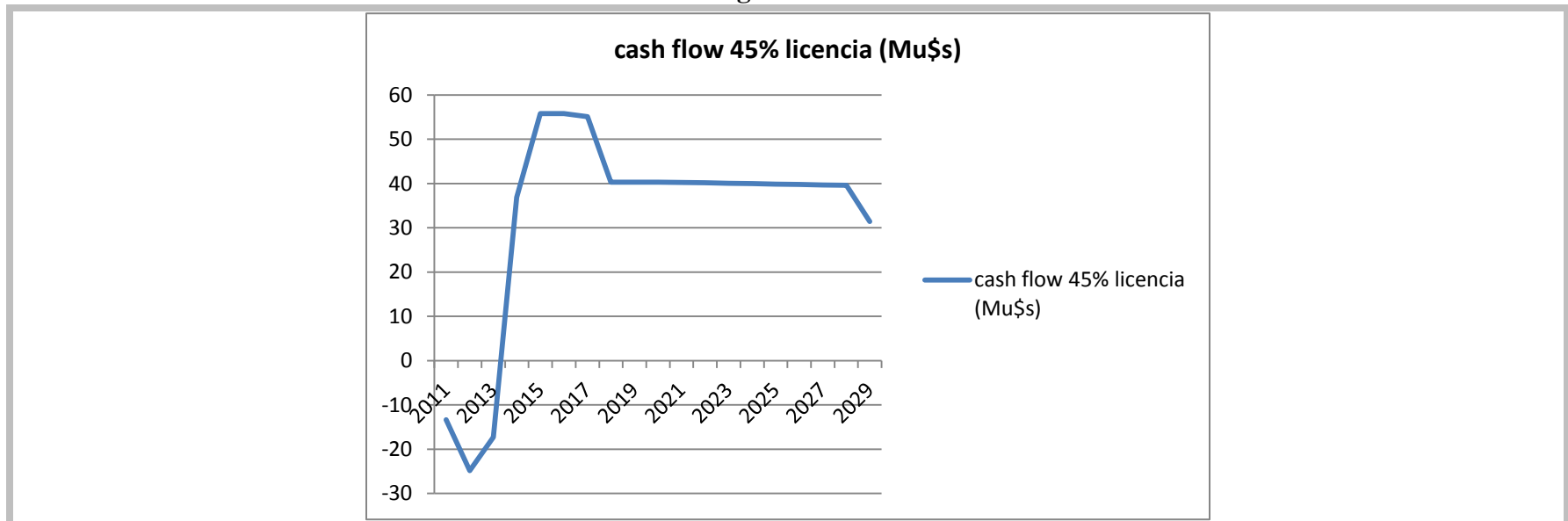
---

<sup>16</sup> Ver anexo al capítulo 10

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
produccion (Mb)		1	2	4	10	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	12
ingresos (Mill u\$s)	produccion x 30	30	60	120	300	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	360
Capex		30	70	70																
Opex		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
reembolso maximo		3	6	12	30	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	36
cost oil	capex + opex + traslado costos pasados	32	101	167	157	129	86	43	2	2	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
cost recovery	min (ingresos, cost oil)	3	6	12	30	45	45	43	2	2	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
profit oil	ingresos - cost recovery	27	54	108	270	405	405	407	448	448	448	447	446	445	444	443	442	441	440	349
parte del profit oil de los productores	20% x profit oil	5.4	10.8	21.6	54	81	81	81.4	89.6	89.6	89.6	89.4	89.2	89	88.8	88.6	88.4	88.2	88	69.8
cash flow productor	ingresos productores - capex - opex - cost recovery	-29.6	-55.2	-38.4	82	124	124	122.4	89.6	89.6	89.6	89.4	89.2	89	88.8	88.6	88.4	88.2	88	69.8
VAN		\$429.34																		
parte de la produccion atribuida al productor	profit oil productor/2	0	0	1	2	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3
produccion total atribuida a los productores		59																		

**Tabla 10.14**

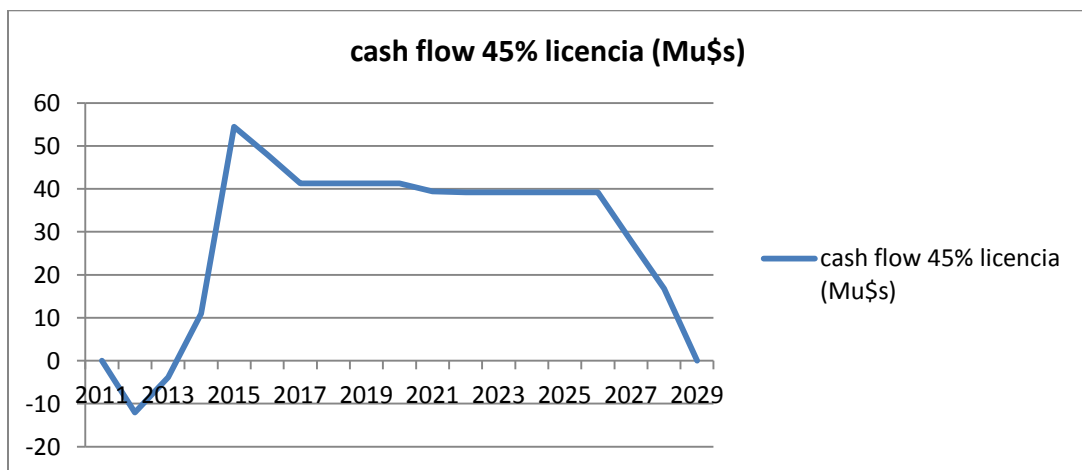
**Figura 10.18**



El “Valor Medio Esperado” o “Expected Mean Value” (EMV), es la esperanza matemática de VAN en caso de descubrimiento y su valor es de 414 millones de u\$.

El “Valor Medio Esperado” de la licencia debe tener en cuenta la probabilidad de encontrar petróleo (35%) y será entonces de  $414 \times 0,35 = 145$  millones de u\$, es decir que para el 45% de la licencia será  $145 \times 0,45 = 65$  millones de u\$. La esperanza matemática de reservas será de  $48,7 \times 0,45 \times 0,35 = 8$  Mb.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>pozo seco</b>																			
Capex		30																	
cash flow productor		-30																	
VAN		-27																	
<b>Estado P90 - 150 Mb</b>																			
produccion (Mb)	0	1,5	3	7,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	7,5	4,5	0
Ingresos (Mill u\$)	0	45	90	225	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	315	225	135	0
Capex	0	50	95	95															
Opex	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
reembolso maximo	0	4,5	9	22,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	22,5	13,5	0
cost oil	0	52	114,5	202,5	182	152,5	129	93,5	64	34,5	5	2	2	2	2	2	2	2	0
cost recovery	0	4,5	9	22,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	310	310	310	310	310	310	225	135	0
profit oil	0	40,5	81	202,5	283,5	283,5	283,5	283,5	283,5	283,5	283,5	283,5	283,5	283,5	283,5	283,5	225	135	0
parte del profit oil de los productores	0	8,1	16,2	40,5	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	44,6	26,6	0
cash flow productor	0	-39,4	-41,8	-34	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	65	62,6	62,6	62,6	62,6	62,6	44,6	26,6	0
VAN		5280,94																	
parte de la produccion atribuida al productor	0	0	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	1
produccion total atribuida a los productores		35																	
<b>Estado P90 - 350 Mb</b>																			
produccion (Mb)	0	3,5	7	17,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	17,5	10,5	0
Ingresos (Mill u\$)	0	105	210	525	735	735	735	735	735	735	735	735	735	735	735	735	525	315	0
Capex	0	50	95	95															
Opex	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
reembolso maximo	0	10,5	21	52,5	73,5	73,5	73,5	73,5	73,5	73,5	73,5	73,5	73,5	73,5	73,5	73,5	52,5	31,5	0
cost oil	0	52	108,5	184,5	134	62,5	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0
cost recovery	0	10,5	21	52,5	73,5	62,5	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0
profit oil	0	94,5	189	472,5	661,5	672,5	733	733	733	733	733	733	733	733	733	733	525	315	0
parte del profit oil de los productores	0	18,9	37,8	94,5	132,3	134,5	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	104,6	62,6	0
cash flow productor	0	-22,6	-8,2	50	203,8	195	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	104,6	62,6	0
VAN		5722,70																	
parte de la produccion atribuida al productor	0	1	2	4	5	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	4	3	0
produccion total atribuida a los productores		88																	
<b>Estado P10 - 450 Mb</b>																			
produccion (Mb)	0	4,5	9	22,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	22,5	13,5	0
Ingresos (Mill u\$)	0	135	270	675	945	945	945	945	945	945	945	945	945	945	945	945	675	405	0
Capex	0	50	95	95															
Opex	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
reembolso maximo	0	13,5	27	67,5	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5	94,5	67,5	40,5	0
cost oil	0	52	105,5	175,5	110	175	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0
cost recovery	0	13,5	27	67,5	94,5	175	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0
profit oil	0	121,5	243	607,5	850,5	927,5	943	943	943	943	943	943	943	943	943	943	675	403	0
parte del profit oil de los productores	0	24,3	48,6	121,5	170,1	185,5	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6	134,6	80,6	0
cash flow productor	0	-14,2	8,6	92	262,6	201	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6	188,6	134,6	80,6	0
VAN		5987,65																	
parte de la produccion atribuida al productor	0	1	2	5	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	5	3	0
produccion total atribuida a los productores																			
<b>esperanza de los valores</b>																			
cash-flow	0	-26,8	-8,61	24,31	121	106,7	91,7	91,7	91,7	91,7	87,57	87,1	87,1	87,1	87,1	87,1	62,14	37,2	0
VAN		5415,07																	
produccion de productores		48,7																	



**Figura 10.19**

Las esperanzas de *cash flows* en caso de descubrimiento se pueden ver en la figura 10.19

### 10.4.3 Ejemplo 2: la adquisición de una participación en una sociedad que explota un campo gasífero

En enero 2010, una sociedad privada rusa posee, conjuntamente con el gran operador gasífero ruso Gazneft, una participación del 6,04% en la sociedad Ankunneft, que es la operadora del campo de Bogazenkovo.

Esta sociedad decidió vender su participación. Gaszneft, que tiene una participación del 93,96% en la sociedad Ankunneft, decidió asociarse al proceso de venta facilitando el acceso a los datos del campo para los potenciales compradores y vendiendo ella a su vez una participación suplementaria del ,3,96%. La participación adquirida tendrá una validez de 16 años (hasta el 2025).

El campo de Bogazenkovo es un yacimiento gigante situado en Siberia, en el corazón de la zona en la que se encuentran los principales campos que alimentan a Europa en hidrocarburos.

El montaje propuesto por la banca de negocios a cargo de la operación consiste en establecer un contrato tripartito entre el comprador y los dos vendedores, lo que permitiría la implementación de un nuevo pacto de accionistas entre el comprador y Gazneft.

La pregunta que se plantea es saber cual es el valor a atribuir a esta oportunidad y a que reservas corresponde?<sup>17</sup>.

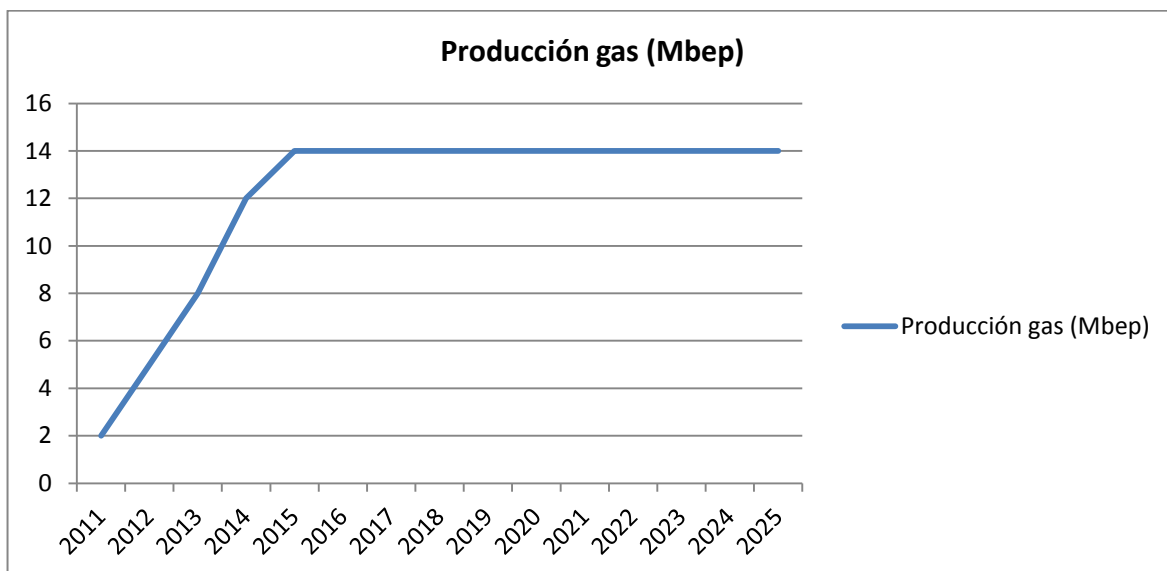


Figura 10.20

<sup>17</sup> 2025 en el año en el que finaliza la licencia. No obstante ello la producción continuará

## **A Datos técnicos**

Las reservas de gas producibles hasta el año 2025 son de 243 Mbep (millones de barriles equivalentes de petróleo), según el siguiente plan de producción, que se puede apreciar en la fig. 10.20.

Para realizar la producción son necesarias las siguientes inversiones:

- en 2011: construcción de un gasoducto, una planta de tratamiento y perforación de un pozo por 90 millones de u\$s;
- en 2012: perforación de dos pozos por 108 millones de u\$s;
- En 2013, 2014 y 2015: perforación de un pozo por año por 54 millones de u\$s.

Los gastos de explotación son de 0,15 u\$s/barril producido.

## **B Datos económicos**

La WACC (Costo de capital promedio ponderado) utilizada para el cálculo es del 11%.

### **Hipótesis para el precio de venta**

El gas es vendido en un 50% sobre el mercado local y la otra mitad es exportada. Los precios son de 85 u\$s/bep a la exportación y 15 u\$s/bep en el mercado interno.

Los costos de transporte se han estimado en 2 u\$s/bep para el gas vendido localmente y a 7 u\$s/bep para el gas exportado.

### **Fiscalidad**

En Rusia el gas es objeto de diferentes impuestos:

- impuesto sobre las exportaciones (53% de los ingresos);
- impuesto sobre la extracción de los minerales (~ 1 u\$s/bep);
- impuesto sobre las ganancias (24% de las ganancias);
- impuesto sobre la repatriación de dividendos (5% de los dividendos).

La amortización de los capex se realiza linealmente sobre 10 años.





electricidad en el largo plazo son las Centrales de Ciclo Combinado (turbina de gas + turbina de vapor).

Se puede escribir en función de ello:

$$p_{LP} \sim C_m^{LP}$$

siendo  $C_m^{LP}$  el costo completo (costo fijo más costos de explotación) de una Central de Ciclo Combinado (CCC).

Si, además, utilizamos modelos de previsión del precio de la electricidad en un mercado dado basados en la misma hipótesis, el valor actual neto (ver anexo a este capítulo) de la inversión que constituye la eventual instalación de un Ciclo Combinado es, por construcción, igual a cero: los precios de la electricidad engendran *cash-flow* anuales que cubren el conjunto de todos los costos de una nueva central de Ciclo Combinado, ni más ni menos.

*Al interior del paradigma así definido*, resulta importante poder apreciar la posibilidad de *diferenciar* una inversión particular respecto de un “CCC-medio”. Desde el punto de vista del análisis económico, se puede decir que este tema vuelve a intentar prescindir de una de las hipótesis de la situación de competencia perfecta (y por lo tanto de beneficios económicos nulos en el largo plazo): la homogeneidad del “producto”.

Vamos a presentar dos ejemplos, que corresponden a la realidad industrial, sobre los mercados italianos y holandés respectivamente, que evidencian el impacto de esta diferenciación.

## 10.5.2 El mercado italiano

### A *Los precios*

En el momento que fue considerada la inversión (2003), el mercado italiano se caracterizaba por altos precios de la electricidad y se consideraba que estos iban a evolucionar progresivamente hacia el costo marginal de largo plazo de una CCC.

En efecto, el país es importador neto de electricidad y los precios son superiores a los de los países vecinos, debido en particular a:

- la estructura del parque de producción: unidades antiguas con rendimientos térmicos relativamente bajos;
- *la mezcla de combustibles*: no existen centrales nucleares, el carbón representa solamente el 13% de la producción, el gas natural y el petróleo aseguran el 70%: los costos de combustibles son por lo tanto altos y sensibles al precios del petróleo (Brent);

- falta de capacidad: la instalación de una nueva central exige generalmente procedimientos administrativos largos e inciertos que constituyen una barrera a la entrada de nuevos agentes;
- importancia creciente de la demanda: del orden del 2,9% por año en ese momento, era superior al crecimiento en los países vecinos y se suponía que este ritmo iba a mantenerse a un nivel equivalente durante los próximos años;

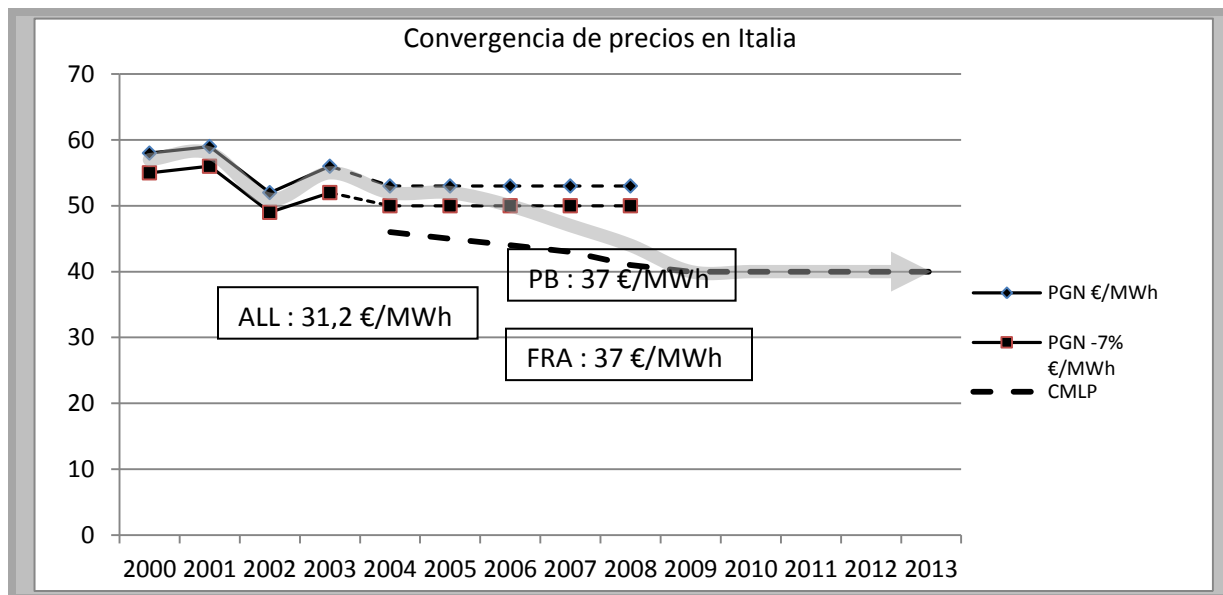
Entonces, se puede pensar efectivamente que los precios evolucionaran de manera progresiva hacia el costo marginal de largo plazo de una CCC, en función de:

- el aumento de las capacidades en el mercado (modernización de las centrales existentes y nuevas construcciones) y aumento del margen de reserva;
- disminución de la estructura de costos del sector resultante;
- presión competitiva;

aproximadamente como se indica en la figura 10.22.

### **B Los proyectos en marcha**

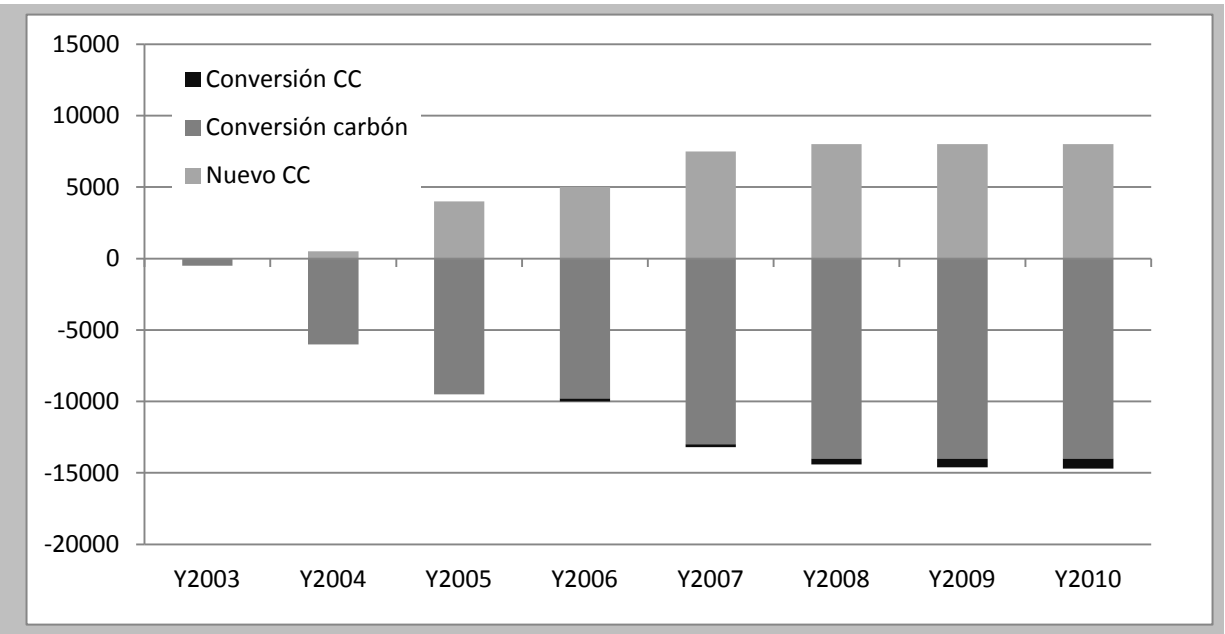
Los análisis del mercado detallados anteriormente son comunes a varios nuevos entrantes potenciales que han estudiado muchos proyectos, habida cuenta del atractivo que presenta el mercado italiano.



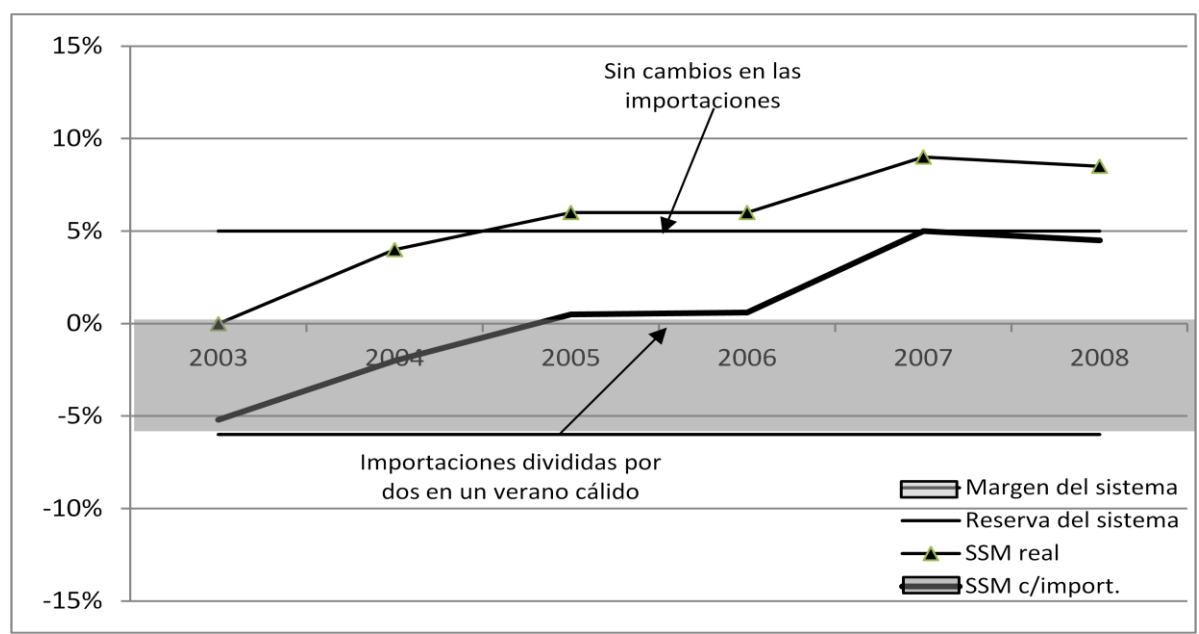
**Fig. 10.22**

Se puede estimar que 24.600 MW de nueva potencia estarán disponibles en el mercado hacia el año 2010 (fig. 10.23):

- 9000 MW en Centrales nuevas;
- y 15.500 MW de conversión en unidades de base de unidades que están funcionando inicialmente en punta o semi-base



**Fig. 10.23**



**Fig. 10.24**

Esta perspectiva también se basa en una asignación más rápida de los permisos posteriores a un reciente decreto. Los trabajos de construcción comenzaron a partir de ese momento en varias localizaciones (más de 6.000 MW en trabajos).

Pese a los proyectos existentes y los que comenzaron su construcción, sigue siendo necesario agregar capacidad adicional. El margen de reserva tiene que ser aceptable, aún con algo más de 3.000 MW de nuevas capacidades, habida cuenta de la disminución de las

reservas en los otros países y por lo tanto la posible reducción de las importaciones en las horas de punta (fig. 10.24).

### ***C El proyecto de inversión planteado***

Se refiere a la instalación de un CC de 386 MWe, con una eficiencia del 56,4%, en un sitio industrial cercano a un gasoducto de alta presión existente y a una estación transformadora de la red de alta tensión.

En este lugar, un importante grupo industrial del sector químico explota una gran fábrica que:

- por un lado, puede proveer algunos productos necesarios a la explotación del CC;
- y por el otro, propuso comprar directamente (fuera del mercado) 85 MWe de potencia producida a un precio definido con anticipación: cobertura de los gastos fijos y *pass-through* del precio del gas, como así también *una energía de emergencia* más allá de la potencia contratada.

Además, el terreno sobre el cual la central va a ser construida se propone que sea alquilado por el industrial presente en el lugar.

La Central es muy parecida al CC “estándar” utilizado en los modelos económicos del inversor; los que prevén que un CC tipo entrando en operación comercial en Italia *en 2008* tendrá un VAN nulo.

Sin embargo, respecto a este CC estándar, el proyecto permite prever una *valorización diferenciada* teniendo en cuenta particularmente:

- un inicio rápido en sus operaciones comerciales, sinergias que permite su localización (sitio industrial y posibles clientes y socios – *cf supra*) y un mejor rendimiento técnico que la herramienta de referencia;
- además, estas sinergias de explotación deberán ser cedidas parcialmente al industrial-socio activo en el terreno, en el marco de las negociaciones comerciales.

### ***D Cálculo de la inversión***

Suponemos entonces que 295 MW son vendidos en el mercado y 85 MW al industrial. Los gastos de *operación y mantenimiento* (O&M) son 1 millón de € menores que el CC estándar, dadas las sinergias encontradas en el sitio. Los *costos de combustible*, son idénticos a los existentes en el mercado. Los *costos de construcción* se estiman en el orden de los 525 €/kWh, los que coinciden en este caso con la unidad de referencia.

Teniendo en cuenta las características de la electricidad y la naturaleza de los contratos comerciales, es necesario prever costos de abastecimiento de energía eléctrica en caso de *falla* en la Central, para asegurar la continuidad del abastecimiento a la instalación industrial. Se supone que, en caso de *indisponibilidad planificada* (revisión), el costo de

compra en el mercado de este tipo de energía llamado de *back-up* será igual al precio de mercado de la electricidad de base y que en caso de *indisponibilidad forzada* (falla), este costo de compra será del orden del 150% de dicho precio de base. Distinguimos:

- un *caso base*, reflejando las hipótesis tomadas anteriormente (acuerdo con el industrial y puesta en servicio en 2008);
- y un *caso alternativo*, en el cual la “convergencia” del precio de mercado y el costo completo del CC estándar previsto para 2008, se demora hasta 2010.

Los resultados de estos cálculos de valorización se muestran en la tabla 10.17:

<b>Tabla 10.17</b>		
<b>(WACC = 7,3%)</b>	<b>VAN (Millón €)</b>	<b>TIR (%)</b>
Caso base	3	7,5
Caso alternativo	13	8,1

Verificamos que en ambos casos, el VAN del proyecto es marginalmente positivo y que la TIR es cercana al WACC. Las características propias del proyecto lo diferencian poco en total respecto a la maquina llamada de *referencia*.

<b>Tabla 10.18</b>		
<b>(WACC = 7,3%)</b>	<b>VAN (Millón €)</b>	<b>TIR (%)</b>
Caso base (cuadro 1)	3	7,5
Seis meses de atraso en la puesta en servicio	-1	7,2
Costos de inversión +5%/-5%	-2/9	7,1/7,9
Costos O&M +10%/-10%	-2/8	7,1/7,8
Costo del gas +5%/-5%	-7/13	6,8/8,2

Resulta importante también estimar las sensibilidades al atractivo del proyecto respecto a las variaciones en las hipótesis planteadas. En la tabla 10.18 se pueden ver los resultados del análisis de sensibilidad.

Podemos destacar que las sensibilidades relativas a los *datos del mercado* (precios del gas y fecha de “convergencia” de los precios de la electricidad) son más importantes que las variaciones de los parámetros técnicos.

### **10.5.3 El mercado holandés**

Los mercados de gas y electricidad en el Benelux están mejor integrados relativamente que en muchos otros países. El gas juega aquí un papel importante. Es, a priori, interesante examinar la posibilidad de construir una *Central del tipo CC en los Países Bajos*, intentando, nuevamente aquí, diferenciar la inversión respecto a la unidad *estándar* de la misma clase.

## A *La construcción de un CC en los Países Bajos*

Los Países Bajos se caracterizan, en el momento que estamos caracterizando el proyecto, por una gran cantidad de proyectos anunciados que involucran a nuevas centrales a gas o carbón (cerca de 5.000 MW).

En función de ello, teniendo en cuenta la aparición de nuevas capacidades sobre el mercado (modernas unidades de carbón y nuevos CC de alta eficiencia), algunas unidades existentes pasarán a menor prioridad en el *orden de mérito del despacho* (máquinas más caras) y el mercado convocará con menor frecuencia a aquellas (fig. 10.25). En los Países Bajos, el carbón y el gas comparten esencialmente la cobertura de las necesidades de base y de utilización media de los equipos.

Sabemos además que:

- el Benelux se beneficia por su *muy buen acceso a los recursos de gas*;
- y que existen importantes proyectos de infraestructura, que pueden hacer emerger un mercado todavía más amplio (Bélgica, Países Bajos, Reino Unido).

Los precios del mercado *de futuros* de la electricidad en los Países Bajos, en el momento de evaluación del Proyecto, son superiores a los precios de equilibrio basados en el costo marginal de largo plazo de un CC estándar ( $p > C_m^{LP}$ ).

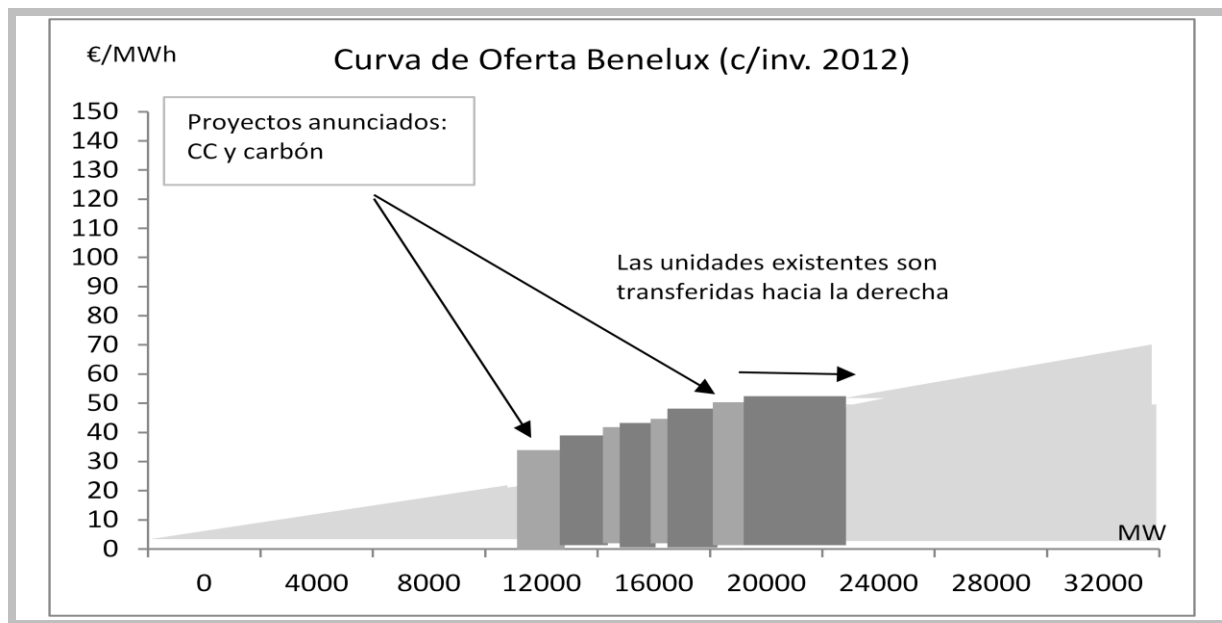


Figura 10.25

## B *El proyecto de inversión planteado*

El inverso dispone de una localización muy particular: una isla artificial situada en el norte de Holanda (fig. 10.26), en la cual desde hace mucho tiempo venían funcionando tres unidades antiguas, de las cuales dos fueron sacadas del servicio en 2006 y la tercera, una

turbina a gas de 120 MW, todavía se encuentra en operaciones. El sitio permite recibir dos Centrales CC del orden de los 400 MW cada una.

Esta situación presenta varias ventajas que podrían revelarse decisivas:

- la reutilización por parte del nuevo proyecto de las fundaciones de las unidades retiradas, disminuyendo de esta forma fuertemente los costos de inversión vinculados a los trabajos de ingeniería civil;
- la existencia de las instalaciones de enfriamiento de agua de mar que, también podrán ser utilizadas eventualmente en la nueva Central;
- la existencia de edificios administrativos y auxiliares;
- la proximidad de las estaciones transformadoras de las redes de alta tensión de 380 kV y 150 kV;



Las principales características técnicas del proyecto son las siguientes:

- potencia instalada neta: 2 x 435 MW;
- eficiencia térmica: 57%;
- disponibilidad garantizada por el constructor: 90%;
- plazo de construcción: 25 meses para la entrada en servicio de la primera unidad y 26 meses para la segunda.



### C Cálculo de la inversión

La rentabilidad de la inversión será nuevamente estimada respecto a un CC estándar (lo que está lejos de ser el caso en este proyecto), es decir sobre una localización más clásica que no recibe más que una Central.

La puesta en servicio comercial se supone que podrá ser efectiva a partir del 1º de enero de 2010. La vida útil de la Central es de 20 años. Se utilizará un WACC del 6,7%, basado en una relación Deuda/(Deuda+Equity) del 40% y un  $\beta = 0,7$  (ver anexo de este capítulo).

Económicamente, la inversión se ve favorecida a priori por ventajas comparativas no despreciables:

- implantación sobre un sitio existente (ver *supra*);
- economías de escala (dos unidades y una antigua unidad existente) en los costos de construcción y de explotación;
- agua de enfriamiento a temperatura inferior a las condiciones estándar;

Los parámetros financieros y de inversión se pueden apreciar en la Tabla 10.19.

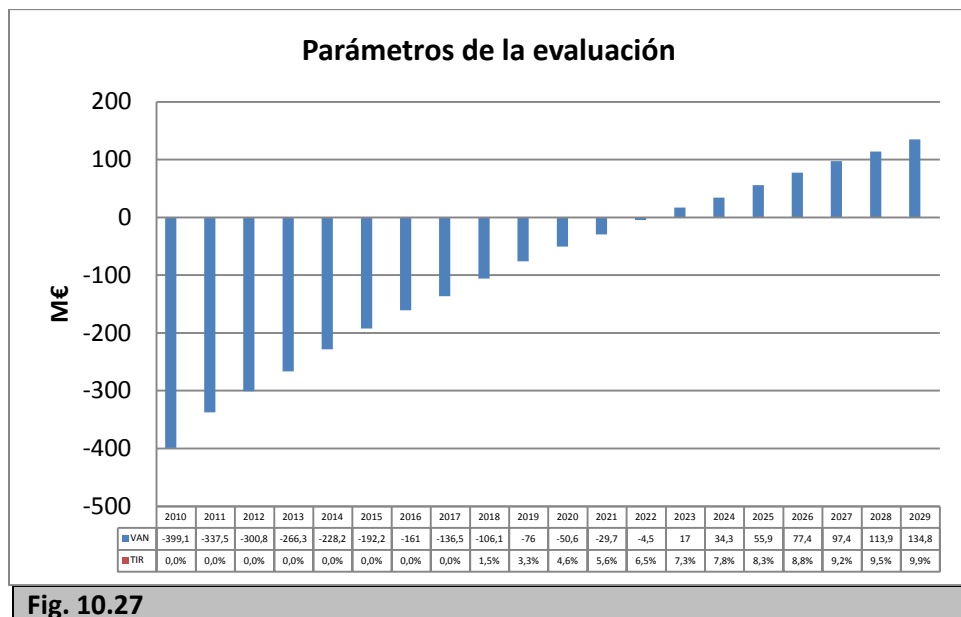
<b>Tabla 10.19</b>		
<b>WACC = 6,7%</b>		
Costos totales	M€	504
Costos unitarios	€/kW	590
VAN	M€	135
Donde:		
- VAN debido a las ventajas estructurales del sitio	M€	80
- VAN debido a los precios del mercado	M€	55
TIR	%	9,9

En la figura 10.27 se observa la construcción de los parámetros globales de rentabilidad de la inversión.

Se verifica (Tabla 10.19) que el proyecto se presenta como muy rentable, dadas las ventajas técnicas estructurales sobre el sitio de implantación disponible y del indicador (de corto plazo) del estado del mercado que es el precio *forward* (*futuros*). Se puede destacar que:

- 80 M€ del VAN se pueden imputar a las ventajas del sitio (y por lo tanto ganadas);
- 55 M€ del VAN están basados en las previsiones del mercado de corto plazo (precio *forward*) y por lo tanto inciertas.

Cualitativamente, esta inversión presenta por lo tanto características muy diferentes de las estudiadas *supra* para el mercado italiano.



## 10.6 LOS TEMAS ECONÓMICOS EN UN MERCADO DE PERMISOS: UN EJEMPLO DE LOS PARÁMETROS DEL DEBATE

El análisis económico de un mercado de permisos abarca numerosos y complejos temas. Para identificarlos y comentarlos, introducimos en esta sección la discusión mediante un modelo muy simplificado<sup>19</sup>, que sin embargo va a permitir comprender mejor e ilustrar los debates vinculados a la aplicación concreta de los mercados de permisos u otras políticas.

### 10.6.1 El perímetro de aplicación de un mercado de permisos

El marco más simple consiste en considerar solamente *dos zonas geográficas*, digamos la Unión Europea (UE) y el Resto del Mundo (RoW), haciendo la hipótesis que *solamente la UE implementa una política climática basada en un mercado de permisos*, lo que corresponde *grosso modo* al esquema que podría prevalecer en el periodo 2013-2020 (fase III).

El *marco temporal* será un marco estático, sin incertidumbre, sin inversiones, con tecnologías de producción conocidas y razonando en un esquema de equilibrio parcial. Existen modelizaciones mucho más complejas, que retienen un marco dinámico, escenarios de desarrollo económico que dependen a su vez de políticas de descontaminación las que disponen de tecnologías disponibles en un calendario establecido (por ejemplo la factibilidad de la tecnología de captura de carbono a partir del 2030) y que razonan en un esquema de equilibrio general<sup>20</sup>.

<sup>19</sup> El modelo que se presenta aquí es una simplificación del elaborado en un marco más general por G. Meunier y J.P. Ponnard (Ecole Polytechnique, marzo 2010).

<sup>20</sup> Se puede recurrir por ejemplo a modelos desarrollados por el CIRED (Sassi y *al.*, 2007) y el MIT (Palsev y *al.*, 2005)

En el marco de este modelo estilizado, nos interesamos en las consecuencias asociadas a la implementación de un mercado de permisos para algunos sectores industriales fuertes emisores de CO<sub>2</sub>, como la electricidad, el cemento y el acero. Consideramos que los correspondientes bienes son homogéneos y no introduciremos dependencias verticales ente estos bienes, por ejemplo el hecho que el consumo de electricidad se requiere para producir acero o cemento. Se supone por lo tanto, *la existencia de una función de demanda independiente para cada bien*.

Se introduce una diferencia importante entre estos sectores sobre el plano de la competencia: la formación de precios se supone *perfectamente competitiva* para la electricidad y esta competencia es esencialmente *interna a la UE*. Para los otros dos sectores, la competencia se supone imperfecta pero *internacional*. Haremos la elección de una competencia *tipo Cournot* para el cemento y el acero incluyendo un costo de transporte entre las dos zonas geográficas. Para simplificar, se supondrá además que la UE no exporta hacia el RoW.

Una empresa de cada sector es caracterizada por su *costo unitario de producción* y su *tasa de emisiones de CO2*. Tiene la posibilidad de reducir su tasa de emisiones, pero ello se traducirá por un aumento de su costo unitario. Para un precio dado de CO<sub>2</sub>, la empresa elegirá el arbitraje que maximice su beneficio, en función de las políticas climáticas que deba respetar.

Las dos zonas geográficas son llamadas  $m = h$  (home) o  $f$  (foreign). Cuando sea necesario diferenciar una zona de la otra, se denominará  $m$  y  $l \neq m$ .

Un mercado situado en la zona  $h$  puede ser abastecido por firmas domésticas (también localizadas en  $h$ ) y por firmas importadoras (localizadas en  $f$ ).

### 10.6.2 La descripción de los equilibrios económicos

Consideremos cada sector (electricidad, cemento, acero) en forma separada.

Las funciones de demanda en cada zona  $m$  se suponen lineales<sup>21</sup> para un sector dado<sup>22</sup>:

$$p_m = a_m - b_m q_m$$

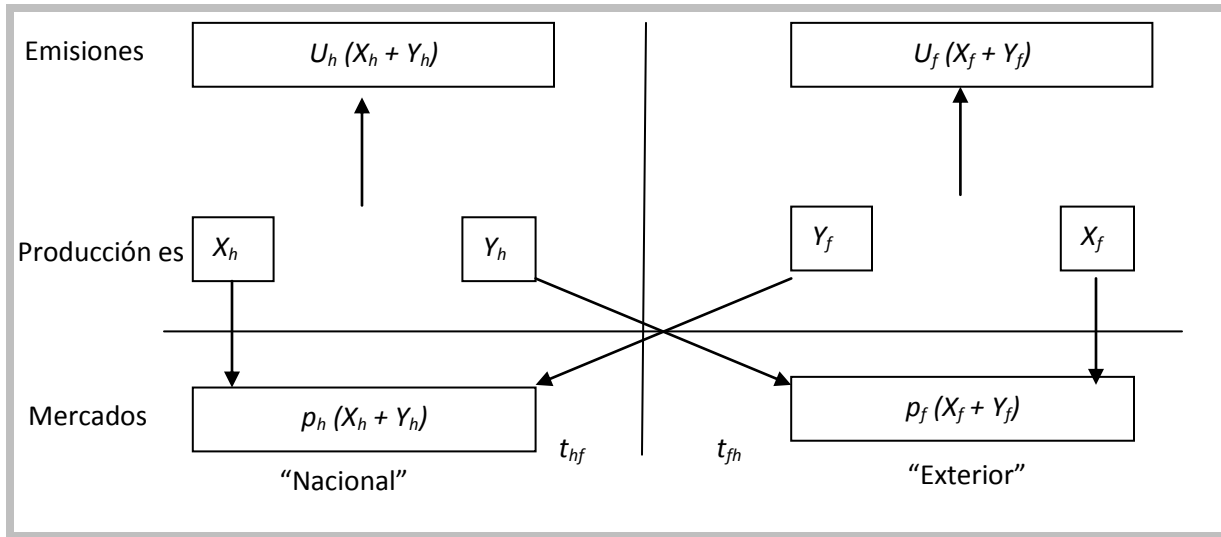
En cada zona  $m$ , existen  $n_m$  empresas simétricas, es decir de características idénticas. La *tecnología* de cada empresa está caracterizada por una relación entre su *costo de producción unitario*, que denominamos  $c_m$ , y su nivel de emisiones  $u_m$ .

Llamaremos  $x$  e  $y$  a las cantidades que una firma coloca en el mercado domestico y que exporta respectivamente. Las cantidades correspondientes a la *totalidad* de las firmas

---

<sup>21</sup> Para un tratamiento basado en una demanda isoelástica, ver Quirion, 2009.

incluidas se llamaran  $X$  e  $Y$  respectivamente. El *costo unitario de transporte* de la zona  $m$  hacia la zona  $l$  lo llamaremos  $t_{ml}$ .



**Fig. 10.28**

El perfil  $\pi_m$  de una empresa se escribe de la siguiente forma:

$$\pi_m = (p_m x + p_l y) - c_m(u_m)(x + y) - t_{ml} y$$

Para el sector eléctrico, bajo la hipótesis de competencia perfecta mencionado *supra*, podemos escribir:

$$p_m = c_m(u_m)$$

$$q_m = \frac{a_m - p_m}{b_m}$$

En los sectores de cemento y acero, bajo la hipótesis de una competencia a la Cournot, escribimos, llamando  $X_m$  e  $Y_l$  a las cantidades producidas localmente y las cantidades importadas en la zona  $m$  respectivamente:

$$X_m = \frac{n_m}{b_m(n_m + n_l + 1)} [a_m - (n_l + 1)c_m + n_l(c_l + t_{lm})]$$

$$Y_l = \frac{n_l}{b_m(n_m + n_l + 1)} [a_m - (n_m + 1)(c_l + t_{lm}) + n_m c_m]$$

donde  $(n_m + n_l)$  es el cantidad *total* de firmas contribuyendo a la alimentación del mercado  $m$ , instalados localmente ( $n_m$ ) o no ( $n_l$ ).

El detalle de cálculo de estos equilibrios de Cournot se puede ver en el anexo 1 de esta sección.

### 10.6.3 Las tecnologías de reducción de emisiones

En una *zona* geográfica, si en ella se implemento un mercado de permisos, cada empresa deberá pagar por sus emisiones.

Llamemos  $\sigma$  al precio del CO<sub>2</sub> y  $q$  a la cantidad de bienes producidos.

El costo correspondiente a estas emisiones será por lo tanto,  $\sigma u q$  y el beneficio global de una empresa localizada en esta zona será:

$$\pi(q, u) = pq - c(u)q - \sigma u q$$

La maximización de este beneficio se puede hacer en forma independiente sobre  $q$  y sobre  $u$  y podemos escribir el arbitraje entre el costo unitario y el nivel de emisiones de la siguiente forma:

$$\frac{\partial \pi(q, u)}{\partial u} = 0 \text{ de donde } \sigma = c'(u), \text{ que fija la tasa optima de emisiones } u^*.$$

Cada firma realiza el arbitraje *igualando su costo marginal de abatimiento al precio del CO<sub>2</sub>*. Vemos que, en el caso de competencia perfecta, el precio de equilibrio de mercado del bien producido aumenta precisamente en una cantidad igual al precio del CO<sub>2</sub> ponderado por la tasa de emisiones<sup>23</sup>:

$$p = c(u^*) + \sigma u^*$$

Además, llamaremos tasa de *pass through* a la variación de precios debida a la variación de costos.

En el caso de *competencia perfecta*, esta tasa es igual al 100%, como fue indicado anteriormente.

En una situación de *competencia imperfecta*, esta tasa es menor al 100% y va a depender de la estructura del mercado. Si las empresas son idénticas y están todas sometidas a este impuesto, esta será igual precisamente a  $\frac{n}{n+1}$  cuando la demanda sea lineal: la existencia de poder de mercado incitará a la firma a moderar el aumento del precio en función de sus costos. Si solo las firmas locales están sometidas a este impuesto, el mismo será igual a  $n_h / (n_m + n_l + 1)$  y será tanto menor cuanto más expuesto se encuentre el sector a la competencia internacional (ver el anexo para el detalle del calculo analítico)

---

<sup>23</sup>  $\frac{\partial \pi}{\partial q} = p - c(u) - \sigma u = 0$ , siendo  $p$  constante.

Los costos  $c_m$  se suponen *cuadráticos* respecto a las tasas de emisiones  $u_m$  de acuerdo a la siguiente expresión:

$$c_m(u_m) = c_{m0} + \frac{\gamma_m}{2}(u_{m0} - u_m)^2$$

tomando el costo marginal de abatimiento la forma de la siguiente expresión lineal:  $\gamma_m(u_{m0} - u_m)$ .

#### 10.6.4 La construcción de escenarios y los criterios de evaluación

Introducimos diferentes escenarios que nos permiten *discutir* los *desafíos* de los mercados de permisos en la UE, especialmente para el periodo 2013-2020.

Comparamos estas políticas con un escenario tendencial, llamado BAU (business as usual), en el cual el precio del CO<sub>2</sub> en Europa es nulo.

Un tema importante en el mercado de permisos es la *asignación de permisos gratuitos* a las empresas. Estas asignaciones pueden estar justificadas de diferentes formas: para compensar a las firmas existentes por un cambio de reglas de juego, para limitar los efectos de pérdida de competitividad respecto a las empresas que no están sometidas al mercado de permisos o, simplemente, para que acepten la implementación del mercado de permisos.

Definiremos *cinco escenarios* que se van a comparar con el escenario BAU, difiriendo los *tres primeros* por la forma de asignaciones gratuitas.

*Escenario 1* (escenario estándar, llamado “ST”): sin asignaciones gratuitas.

*Escenario 2* (llamado “GF”): asignaciones gratuitas heredadas del pasado *por referencia a tasas de emisión verificadas* (política conocida con el nombre de *grand fathering* de donde el nombre GF); mas precisamente, hacemos la hipótesis que solamente los sectores expuestos a la competencia internacional tendrán derecho a asignaciones gratuitas, en este caso los sectores del cemento y el acero son los alcanzados. Se determina el monto de estas asignaciones de forma tal que el *beneficio de las empresas se mantengan sin cambios* respecto al escenario BAU. Aun con una tasa del 0% de asignaciones gratuitas, los beneficios *económicos* del sector eléctrico se mantienen sin cambios ya que ellos son nulos, por la hipótesis de competencia perfecta.

*Escenario 3* (llamado “OBA”): suponemos en este caso que las asignaciones gratuitas son entregadas al cemento y al acero proporcionalmente a la *cantidad producida* (política denominada de *output based allocation*, OBA). Este escenario traduce la idea de acordar asignaciones a toda nueva instalación y suprimirlas en caso de cierre de una instalación existente. Nuevamente, se fijan los montos de las asignaciones gratuitas para que los beneficios se mantengan sin cambios respecto al BAU.

*Escenario 4* (llamado “BTA”): en todos los escenarios precedentes, las empresas localizadas en el resto del mundo no están sometidas al mercado de permisos implementado en la UE. Suponemos aquí que, en caso de exportaciones hacia la UE, deben pagar una *tasa de ajusta* en la frontera (políticas llamadas de *border tax adjustment*, BTA), que se estima sea igual al costo directo del CO<sub>2</sub> para las empresas situadas en la UE.

*Escenario 5* (llamado “FB”): existe un precio uniforme del CO<sub>2</sub> a *nivel mundial*. Es la política recomendada por la teoría económica en tanto que *óptimo de primer rango* (*First Best*, FB).

### 10.6.5 Los criterios de evaluación de una política climática

Es interesante comprender *porque* estas políticas fueron introducidas en las negociaciones y por lo tanto en el análisis económico (ver capítulo 9).

Se pueden emplear *cuatro criterios de evaluación* para evaluar los diferentes escenarios:

- La señal de precios (*signal prix*) para los consumidores: como una política puede alentar a los consumidores a modificar sus comportamientos y a volcarse al empleo de bienes menos intensivos en carbono? La tasa de *pass through* definida en la sección precedente permite medir este efecto. Vemos que, cuando esta tasa es elevada, la política climática se ve fortalecida, pero esta situación puede plantear problemas de equidad y conducir a llevar en forma paralela políticas de redistribución hacia algunos segmentos de la población;
- *el impacto sobre el beneficio* de las empresas: como el cambio de reglas de juego puede modificar los beneficios? existe una modificación de las condiciones de competencia entre las empresas afectadas por la política aplicada y en otras no, etc.?
- *las fugas de carbono*: si solamente un país, o un grupo de países, se compromete en una política climática, la pérdida de competitividad de las instalaciones localizadas en este país respecto a las que se localizan fuera del mismo puede producir un fenómeno que llamamos “fugas de carbono”. Este fenómeno es normalmente medido por la relación entre la disminución de las emisiones en el país – o grupo de países – considerado y el aumento de las emisiones relativas a las importaciones que llegan al mismo;
- *el excedente global*, calculado a nivel internacional y asociado a un límite o cap *global* de emisiones.

Este último criterio, por su carácter sintético, debería integrar los temas asociados a los otros tres criterios y el escenario 5 (First Best) sería en este caso el preferible. Pero la factibilidad de este escenario no está forzosamente asegurada. Es por lo tanto importante tener una primera idea sobre la forma en la que los otros escenarios se sitúan unos respecto a los otros respecto a los tres primeros criterios, ubicándose desde el punto de vista de la zona geográfica que aplica efectivamente una política climática.

La cuantificación del impacto de una política dependerá en gran medida de las hipótesis de modelización planteadas. Para fijar las ideas, los resultados *cualitativos* correspondientes a

las hipótesis del modelo estilizado se pueden ver en la tabla 10.20 para un sector en competencia oligopólica (cemento, acero).

Tabla 10.20				
Escenarios/ Criterios	1 (ST)	2 (GF)	3 (OBA)	4 (BTA)
Señal precio consumidores	+	+	0	+
Beneficios firmas locales	-	0	0	+
Fugas de carbono	-	0	+	+

La *política estándar* (E1) permite obtener la señal precio, al menos si el sector no se encuentra demasiado expuesto a la competencia internacional, en caso contrario se puede esperar un impacto muy negativo sobre los beneficios y una baja tasa de *pass through*. La política de *grand fathering* (E2) busca restablecer el nivel de beneficios de las empresas, pero como las asignaciones gratuitas son proporcionales, no tiene impacto ni sobre la señal precio (lo que es positivo), ni sobre las *fugas* de carbono (lo que es negativo). La política de *output based* (S3), entregando asignaciones gratuitas en función de la producción, tiene el inconveniente de eliminar la señal precio; pero su ventaja es la reducción de las fugas de carbono. Finalmente, la política de *border tax* (S4), supera a los otros tres criterios pero plantea problemas de aceptabilidad frente a terceros países que pueden considerarla como una política proteccionista.

### 10.6.6 La calibración del modelo

Los datos utilizados para calibrar el modelo de cálculo se pueden ver en la tabla 10.21 a continuación.

Las precisiones y comentarios siguientes permiten explicar los datos numéricos obtenidos:

- el *tamaño del mercado* está *grosso modo* basado en el de la Unión Europea, tomada en conjunto como “país” industrializado, y en el de la China, tomado como país emergente. Corresponde a proyecciones medias para el periodo 2013-2020 para el escenario BAU; la *evolución* de este promedio respecto al tamaño de los mercados en el 2005, año de referencia para la EU-ETS, se supone baja para la UE, mientras que la misma se ha supuesto en dos cifras para la China; en el escenario BAU, las emisiones totales se reparte en un 20% para la UE y 80% para la China;
- las *estructuras de mercado para el cemento y el acero* se determinaron en forma indirecta a partir de los precios de mercado y de los costos unitarios, *invirtiendo* la solución de Cournot: *la cantidad de empresas es ajustada* para que resulte coherente con los precios observados y no corresponde a una cantidad *observada* de empresas;
- las *elasticidades* corresponden a valor de corto y mediano plazo, sabiendo que estas elasticidades son en general difíciles de medir y por lo tanto sujetas a caución;



Tabla 10.21									
2013-2020	Electricidad			Cemento			Acero		
	Unidad	UE	RoW	Unidad	UE	RoW	Unidad	UE	RoW
Tamaño del mercado	TWh	3600	6600	Mt	250	1200	Mt	200	400
Estructura mercado	Competencia perfecta			≠ firmas			≠ firmas		
Elasticidad demanda		0,4	0,2		0,3	0,3		0,6	0,6
Costo unitario	€/MWh	60	40	€/t	45	35	€/t	300	300
Emisiones @ 0€/t	tCO <sub>2</sub> /MWh	0,4	0,8	tCO <sub>2</sub> /t ce	0,7	0,7	tCO <sub>2</sub> /t ac	1,3	1,3
Emisiones @ 30 €/t	tCO <sub>2</sub> /MWh	0,3	0,5	tCO <sub>2</sub> /t ce	0,6	0,6	tCO <sub>2</sub> /t ac	1,0	1,0
Impacto s/costo unit.	€/MWh	0,5	4,5	€/t	1,5	1,5	€/t	4,5	4,5
% costo total	%	18%	46%	%	43%	56%	%	12%	12%
Costo transporte	€/unidad			€/t		35	€/t		31
Tasa import. BAU	%			%	14%		%	25%	
Precio BAU	€/MWh	60	40	€/t	73	48	€/t	346	360

- los *costos unitarios*, las *tasas de emisiones* y los *costos marginales de abatimiento* fueron determinados sobre la base de *entrevistas*. Para facilitar la comprensión de estas cifras, la tabla brinda la tasa de emisiones para dos precios del CO<sub>2</sub>, 0 €/t y 30 €/t, como así también el aumento del costo unitario correspondiente al aumento del costo total. Puede verse que el aumento del costo *unitario* es relativamente bajo. Al contrario, el aumento del costo *total*, cuando el precio del CO<sub>2</sub>, pasa de 0 €/t a 30 €/t sería de cerca del 55% para el cemento en China, del 45% para la electricidad en China y del 43% para el cemento en la UE. En los otros casos el impacto es del orden del 10% al 20%;
- se supuso que los *costos marginales de abatimiento* son más altos en la UE que en China; ello se traduce en el hecho que para un precio del CO<sub>2</sub> dado, se reducirá más la tasa de emisiones en China que en la UE: ya se comenzó a reducir las emisiones en la UE y cada vez resulta más caro proseguir con esas reducciones; ello explica que el impacto sobre el costo unitario sea más alto en China que en la UE; no se introdujeron apartamientos tecnológicos en términos de abatimiento entre ambas regiones;
- el modelo contiene tres sectores, *independientes a nivel de los flujos físicos pero dependientes en lo que se refiere al CO<sub>2</sub>*, el mercado de la electricidad es totalmente nacional, y el mercado del cemento es menos internacionalizado que el del acero.

### 10.6.7 Las enseñanzas del modelo

- Con relación a la aplicación unilateral de un mercado de permisos, recordemos que en la UE persigue un *objetivo de ejemplaridad*, para tomar en cuenta lo que en las negociaciones internacionales se ha calificado como “responsabilidad histórica” de los países industrializados en el stock de CO<sub>2</sub> existente en la atmosfera. En cuanto a los países emergentes, no están dispuestos a renunciar a su desarrollo defendiendo el principio de una responsabilidad diferenciada;
- Si la UE se compromete sola en una política climática unilateral mediante un mercado de permisos buscando como objetivo la reducción de las emisiones del 20% sin asignaciones gratuitas (escenario 1), el precio correspondiente del CO<sub>2</sub> será

de 25 €/t. *Este escenario será muy poco eficaz* a nivel internacional por la pérdida de competitividad de las instalaciones localizadas en la UE respecto de aquellas situadas al exterior de este grupo;

- *Otros tres escenarios* han sido examinados para intentar remediar estos efectos inducidos: la implementación de asignaciones gratuitas proporcionales al número de empresas basadas en el pasado (escenario 2) o proporcionales a la producción (escenario 3), y las tasas de ajuste en las fronteras (escenario 4): *el modelo permite comparar las consecuencias asociadas a estos tres escenarios*. Veremos que el escenario 4 constituye una solución *económicamente eficaz*;
- Sin embargo, desde un punto de vista económico, sería todavía más eficaz, implementar un mercado uniforme de CO<sub>2</sub> (escenario 5). Este escenario supone *transferencias* desde los países industriales hacia los países emergentes.

Detallemos a continuación algunos resultados generales, analizando más detalladamente cada escenario con la ayuda de las tablas 10.22, 10.23 y 10.24.

### ***Escenario 1 (política llamada “estándar”: sin asignaciones gratuitas)***

En la tabla 10.22 vemos que si un precio de 25 €/t CO<sub>2</sub> conduce a una reducción de las emisiones del 20% en la UE, verificamos que esta reducción está lejos de ser homogénea entre los distintos sectores; ello se explica por dos factores. En primer lugar, los costos marginales de abatimiento son diferentes y, por lo tanto, el mercado de permisos lleva a reducir allí donde cuesta menos. En segundo lugar, las instalaciones en los sectores acero y cemento en la UE reducirán sus actividades, por la pérdida de competitividad de sus instalaciones: la caída de las emisiones en la UE (20%) se verá acompañada por un incremento de las emisiones en China (2%), y las emisiones globales se reducirán un 3% en lugar del 4% esperado.

En la tabla 10.23 se indica que la tasa de *pass through* en el sector eléctrico es del 100%, pero solamente es del 38% en el cemento y del 48% en el acero, como consecuencia de la competencia internacional en estos sectores, en lugar del 90% esperado de acuerdo a la fórmula teórica en función de la cantidad de empresas, es decir 8/9 y 10/11 respectivamente. Ello explica la caída de los beneficios en la UE y su aumento en China; en estos dos sectores, se pasa de una tasa de importaciones del orden del 50%; observamos por lo tanto un fenómeno de *fuga de carbono*: reduciendo las emisiones 1 t de CO<sub>2</sub> en la UE, generamos emisiones de 0,76 t en el cemento y de 0,66 t en el acero respectivamente.

### ***Escenario 2 (asignaciones gratuitas en base al pasado)***

En las tablas 0.22 y 10.23, el único cambio respecto al escenario 1 concierne a los beneficios de las empresas de la UE en los sectores del cemento y del acero. La atribución de *asignaciones gratuitas proporcionales al número de empresas* no tiene impacto en los incentivos de las empresas para reducir sus emisiones; el modelo permite determinar el nivel de estas asignaciones (95% para el cemento y 80% para el acero respectivamente).

### **Escenario 3 (asignaciones gratuitas proporcionales a la producción )**

Con las asignaciones gratuitas proporcionales a la producción , el beneficio de la empresa se puede definir de la siguiente forma:

$$\pi(q,u) = pq - c(u)q - \sigma uq - \sigma\alpha q$$

donde  $\alpha$  representa la *tasa de asignaciones gratuitas*.

Si llamamos  $u^*$  a la tasa óptima de emisiones para un valor de  $\sigma$  dado, podemos volver a escribir el beneficio de la siguiente forma:

$$\pi(q,u) = pq - c(u) + \sigma(u^* - \alpha) q$$

Si seleccionamos por  $\alpha$ , la tasa  $u^*$ , las *decisiones de precios y cantidades ya no se verán afectadas por la política climática*: todo sucede como si se incentivara a las empresas a reducir sus emisiones sin que *se vean afectados sus beneficios*: no hay señal precio: con una tasa  $\alpha < u^*$ , la señal precio no desaparece completamente; esta política se introduce para limitar la pérdida de competitividad de las instalaciones de la UE en una política climática unilateral<sup>24</sup>.

La tabla 10.23 muestra que la disminución de la señal precio en los sectores del cemento y del acero conduce a un aumento del precio del CO<sub>2</sub> en la UE de 25 a 36 €/t, por respetar el objetivo de disminuir las emisiones en la UE un 20%.

Esta tabla muestra el hecho que el modelo permite determinar la tasa de asignación gratuita proporcional que *mantiene el nivel de beneficios* de las empresas de los sectores del cemento y del acero; esta tasa es la misma (del orden del 80% al 85%) lo que vuelve a fijar un estándar de 80% a 85% respecto a la tasa de abatimiento  $u_0$  propia de cada sector, el abatimiento óptimo para las empresas se ubica ligeramente por debajo de este estándar; en estas condiciones, se puede ver que la tasa de *pass through* son efectivamente cercanas a *cero*; debemos destacar que las empresas tienen que soportar el costo indirecto de su política de abatimiento; las importaciones aumentan menos que en los escenarios 1 y 2; no hay prácticamente fugas de carbono; esta política es muy favorable a los industriales pero no genera ningún incentivo en los consumidores pues, como se indico anteriormente, no hay señal precio.

### **Escenario 4 (tasa de ajuste en las fronteras)**

De acuerdo a las tablas 10.22 y 10.23, este escenario debería teóricamente dissociar los desafíos de la política climática en los UE, de los temas de competitividad internacional y del problema de las fugas de carbono; se puede verificar que es bien el caso: el precio del CO<sub>2</sub> en la UE va a aumentar de 25 a 34 €/t; las tasas de *pass through* son próximas a las

---

<sup>24</sup> En la EU-ETS fase III, las asignaciones gratuitas son de hecho proporcionales a las *capacidades instaladas y no a la producción*. Esta diferencia no puede ser tomada en cuenta por el modelo.

tasas teóricas esperadas e inducen a disminución de beneficios que provienen esencialmente de la caída de la demanda; las importaciones son próximas a las del escenario de referencia BAU (la tasa no tiene en cuenta el efecto indirecto del abatimiento sobre el costo unitario); las tasas de fugas de carbono dan poca información ya que son valores absolutos bajos; esta política reduce los temas de competitividad preservando la señal precio para los consumidores.

***Escenario 5 (precio de CO<sub>2</sub> uniforme y global)***

La tabla 10.22 muestra que la implementación de un mercado de permisos *en ambas zonas geográficas* permite reducir las emisiones en proporciones *superiores a las políticas unilaterales consideradas hasta aquí*; habida cuenta de los costos marginales de abatimiento, esta reducción será *más fuerte* en China que en la UE.

Los desafíos asociados a un precio uniforme del CO<sub>2</sub> son también mostrados por el *aumento de los precios y la disminución de las cantidades* a nivel del consumidor en China (tabla 10.24); la caída del ingreso correspondiente podría ser compensada por transferencias provenientes de los países industrializados.

**Tabla 10.22**

Escenario	Zona geografica	CO2				
		Precio	Reduccion de emisiones			
		€/t	Total Mt como % vs. BAU	Elec. Mt como % vs. BAU	Cemento Mt como % vs. BAU	Acero Mt como % vs. BAU
BAU	UE		1685	1332	153	200
BAU	RoW		6467	5016	865	586
Se concursa 100%	UE	25	20%	13%	44%	46%
BAU	RoW		-2%	0%	-6%	-10%
Escenario 1	World		3%			
Asigna gratis 90%	UE	25	20%	13%	44%	46%
BAU	RoW		-2%	0%	-6%	-10%
Escenario 2	World		3%			
Asigna gratis 60%	UE	36	20%	18%	19%	38%
BAU	RoW		0%	0%	0%	-1%
Escenario 3	World		4%			
BTA	UE	34	20%	17%	23%	33%
BAU	RoW		0%	0%	0%	-1%
Escenario 4	World		4%			
First Best	UE	25	20%	13%	14%	20%
First Best	RoW	25	34%	38%	21%	23%
Escenario 5	World		23%			

**Tabla 10.23**

Escenario	Zona geografica	Precio CO2	Pass - through (vari. Precio/var. costo)			Impacto Beneficios		Tasa de importaciones		Fugas de carbono	
		€/t	Electricidad %	Cemento %	Acero %	Cemento %	Acero %	Cemento %	Acero %	Cemento %	Acero %
BAU	UE							14%	25%		
BAU	RoW										
Se concursa 100%	UE	25	100%	38%	48%	-59%	-56%	44%	49%	76%	66%
BAU	RoW					6%	8%	0%	0%		
Escenario 1	World										
Asigna gratis 90%	UE	25	100%	38%	48%	0%	0%	44%	49%	76%	66%
BAU	RoW					6%	8%				
Escenario 2	World										
Asigna gratis 60%	UE	36	100%	1%	3%	0%	0%	16%	27%	10%	10%
BAU	RoW					0%	1%				
Escenario 3	World										
BTA	UE	34	100%	90%	88%	-15%	-19%	14%	28%	-5%	8%
BAU	RoW					0%	0%				
Escenario 4	World										
First Best	UE	25	100%	95%	95%	-6%	-6%	10%	24%		
First Best	RoW	25	100%	92%	91%	-18%	-9%				
Escenario 5	World										

**Tabla 10.25**

Escenario	Zona geografica	Electricidad		Cemento		Acero	
		Precio €/MWh en % del BAU	Cantidad TWh en % del BAU	Precio €/MWh en % del BAU	Cantidad TWh en % del BAU	Precio €/MWh en % del BAU	Cantidad TWh en % del BAU
BAU	UE	60	3600	73	250	346	200
BAU	RoW	40	6600	48	1200	360	400
Se concursa 100%	UE	15%	-6%	9%	-2%	4%	-2%
BAU	RoW	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Escenario 1							
First Best	UE	15%	-6%	21%	-6%	8%	-5%
First Best	RoW	40%	-8%	31%	-9%	7%	-4%
Escenario 5							

## ANEXO

### El equilibrio de Cournot con $n$ firmas asimétricas<sup>25</sup>

Consideramos un sistema con  $n$  firmas  $i$  ( $i = 1, \dots, n$ ), de costos  $c_i$  en el cual la función de demanda inversa es:

$$p = a - bX$$

El beneficio  $\pi_i$  de una firma  $i$  se escribe ( $i = 1, \dots, n$ )

$$\pi_i = p(X)x_i - c_i x_i \quad (1)$$

donde  $X$  es la *cantidad total* producida por el conjunto de  $n$  firmas y  $x_i$  la producción de la firma  $i$ .

La maximización del beneficio para la firma  $i$  se escribe de la siguiente forma:

$$p + p' x_i = c_i \quad (2)$$

y

$$x_i = \frac{p - c_i}{-p'} = \frac{a - bX - c_i}{b} \quad (3)$$

Si agregamos las  $n$  ecuaciones del tipo (2), tenemos:

$$np + p' X = \sum_i c_i = n\bar{c} \quad (4)$$

donde  $\bar{c} = \frac{1}{n} \sum_i c_i$  nos recuerda que la producción total está determinada por la *suma* de los costos marginales y no por su *distribución*, salvo que haya un significativo apartamiento de costos, ya que en este caso las firmas menos eficaces no producen. Podemos reescribir (4) de la siguiente forma:

$$na - b(n+1)X = n\bar{c} \quad (5)$$

y la *cantidad total* colocada en el mercado se deduce de la siguiente forma:

$$X = \frac{n(a - \bar{c})}{b(n+1)} \quad (6)$$

---

<sup>25</sup> Este anexo se limita a dar algunas indicaciones analíticas sobre el cálculo de los principales coeficientes.

El *precio* se puede obtener entonces de la función de demanda inversa:

$$p = \frac{a}{n+1} + \frac{n}{n+1} \bar{c} \quad (7)$$

Partiendo de la producción total (6), podemos calcular las *producción es individuales*, incluyendo (6) en (3):

$$x_i = \frac{1}{b} \left[ a - \frac{n(a - \bar{c})}{n+1} - c_i \right]$$

Si escribimos que  $c_{-i}$  como la suma  $\sum_{j \neq i} c_j$  de los costos marginales de los competidores (empresas distintas a  $i$ ), tenemos que  $\bar{c} = \frac{1}{n} (c_i + c_{-i})$  y entonces:

$$x_i = \frac{1}{b(n+1)} \left[ a + n\bar{c} - (n+1)c_i \right] = \frac{1}{b(n+1)} a - nc_i + c_{-i} \quad (8)$$

Vemos que (8) se verifica intuitivamente: la producción de la firma  $i$  aumenta cuando el costo de uno o varios competidores aumenta y disminuye cuando el costo propio de la firma  $i$  aumenta.

El *beneficio* de cualquier firma  $i$  se deduce de la condición de maximización (2):

$$\pi_i = (p - c_i)x_i = -p' x_i^2 = bx_i^2 \quad (9)$$

### Expresiones propias del modelo

En lugar de tener  $n$  firmas en competencia “a la Cournot”, este modelo solo reconoce dos tipos de empresas:

- las empresas solamente *producen* para el mercado eléctrico:  $n_h, c_h$ ;
- las empresas que producen para la exportación:  $n_f, c_f$ ;

Con la ecuación (6) podemos calcular la *producción total*:

$$X = \frac{n(a - \bar{c})}{b(n+1)} = \frac{na(n_h c_h + n_f c_f)}{b(n+1)} \quad (10)$$

con  $n = n_h + n_f$



La *producción individual* de una empresa en el mercado domestico está dada por la expresión (8) que se puede escribir de la siguiente forma:

$$x_i = \frac{1}{b(n+1)} a - nc_h + [(n_h - 1)c_h + n_f c_f] \quad (11)$$

y entonces (10):

$$X_h = \frac{1}{b(n+1)} [a - (n_f + 1)c_h + n_f c_f] \quad (12)$$

con la expresión simétrica para  $X_f$ , que es retomada en el texto.

El *precio* se deduce de la misma como:

$$p(X) = \frac{a}{n+1} + \frac{1}{n+1} (n_h c_h + n_f c_f) \quad (13)$$

Y por lo tanto, cuando el costo  $c_h$  aumenta (aquí como consecuencia de la implementación de un precio a las emisiones), el precio cambiara de la siguiente forma:

$$\frac{\partial p(X)}{\partial c_h} = \frac{n_h}{n+1} = \frac{n_h}{n_f + n_h + 1} \quad (14)$$

que representa la tasa de *pass-through*.

La ecuación (14) nos muestra dos fenómenos:

- cuanto mas *concentrado* está el mercado domestico ( $n_h$  es bajo), más importantes son las modificaciones de precios;
- cuanto más *abierto* es el mercado a la competencia internacional ( $n_f$  es alto) menos importantes serán estas modificaciones.

La *tasa de fuga de carbono L (leakage rate)* se define como la relación entre el *aumento* de las emisiones en el extranjero y la *baja* de las emisiones domesticas.

$$L = \frac{\Delta E_f}{-\Delta E_h} \quad (15)$$

En el límite, se puede escribir:

$$L = \frac{\partial E_f}{\partial E_h} = \frac{\partial E_f / \partial \sigma}{\partial E_h / \partial \sigma}$$

Como:

$$\frac{\partial E_f}{\partial \sigma} = \frac{\partial(u_h, x_h)}{\partial \sigma} = \frac{\partial u_h}{\partial \sigma} x_h + u_h \frac{\partial X_h}{\partial \sigma} \quad (16)$$

y suponiendo que la tasa de emisiones no varía (modelo estático), tendremos:

$$\frac{\partial E_f}{\partial \sigma} = u_h \frac{\partial X_h}{\partial \sigma} \quad (17)$$

Como:

$$\frac{\partial X_h}{\partial \sigma} = \frac{\partial X_h}{\partial c_h} \frac{\partial c_h}{\partial \sigma} = u_h \frac{\partial X_h}{\partial c_h} = \frac{n_h(n_f + 1)}{b(n + 1)} u_h$$

tendremos:

$$\frac{\partial E_h}{\partial \sigma} = u_h^2 \frac{n_h(n_f + 1)}{b(n + 1)} \quad (18)$$

La producción extranjera variara de la siguiente forma::

$$\frac{\partial X_f}{\partial \sigma} = u_f \frac{\partial X_f}{\partial \sigma} = \frac{n_h n_f}{b(n + 1)} u_f u_h$$

La tasa de fuga de carbono (*leakage*) será entonces:

$$L = \frac{n_f u_f}{(n_f + 1) u_h} \quad (19)$$

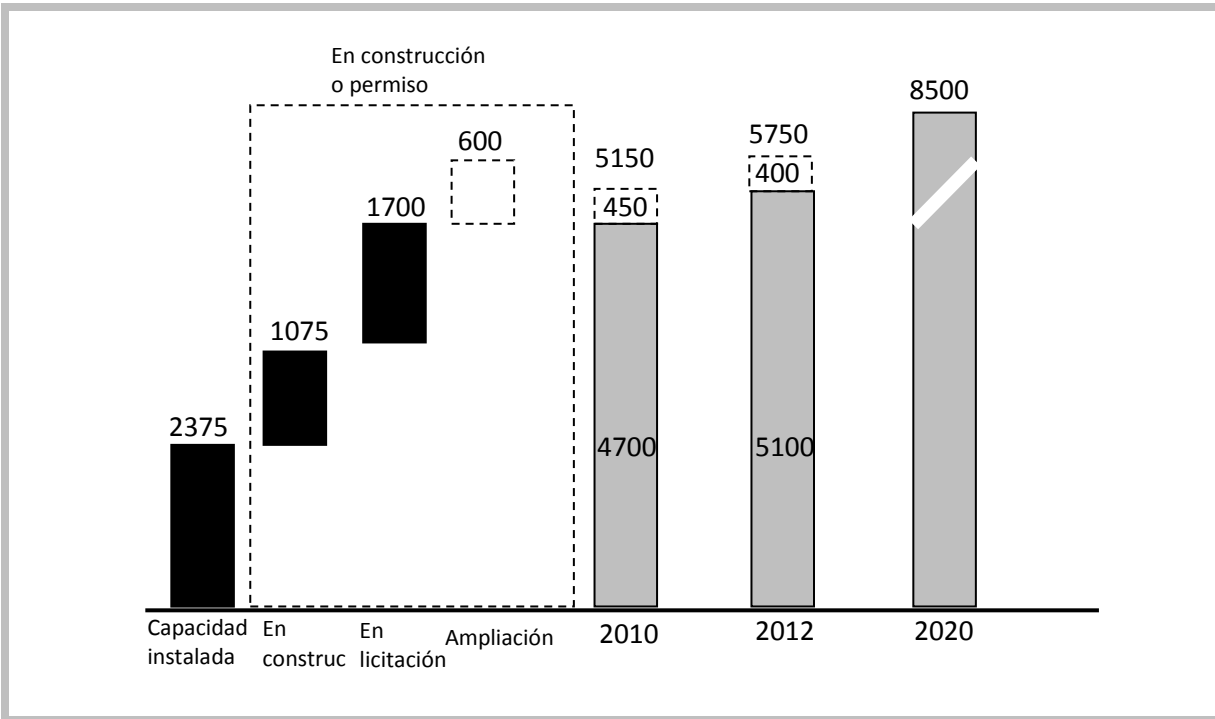
## 10.7 UNA CENTRAL EÓLICA EN PORTUGAL<sup>26</sup>

### 10.7.1 Los datos institucionales y del mercado

Portugal es un país que presenta a priori buenas oportunidades para la instalación de centrales eólicas en tierra (onshore) para producir electricidad. Efectivamente, la conjunción de buenas condiciones de viento, y un marco regulatorio considerado estable y favorable, llevó a un desarrollo substancial de *granjas eólicas* desde principios de los años 2000 (fig. 10.29).

---

<sup>26</sup> Con Marc Franchimont



**Figura 10.29**

La energía eólica onshore representa, en el momento en el que la inversión es considerada, una fracción significativa del total de la electricidad producida en el país: 2.150 MW, cerca del 9% del mercado en 2007, contra 552 MW en 2004.

El gobierno portugués se ha fijado objetivos ambiciosos de crecimiento de la producción eólica: hasta 8.500 MW en 2020.

El territorio involucrado presenta un *factor de carga* cercano al 25%: una eólica estándar funciona alrededor de 2120 horas a plena carga.

*Existen dos tipos de tarifa* de compra de la electricidad producida, según que los proyectos hayan sido autorizados antes de 2006 o después:

- la “antigua tarifa”, que asegura un precio de compra entre los 85 €/MWh para una eólica que funciona 3.000 horas/año y 95 €/MWh si funciona 2.000 horas/año.. Esta tarifa es indexada de acuerdo al nivel general de precios y está garantizada para un periodo de 15 años. Al final de esta garantía, se supone que el precio de compra de la electricidad convergerá directamente hacia el precio de mercado, al que se podría agregar, llegado el caso, los precios de los *certificados verdes*;
- la “tarifa nueva”, que se ubica en los 75 €/MWh, indexados anualmente luego de la entrada en servicio de la maquina. Esta tarifa está garantizada para los primeros 33 GWh de electricidad entregada a la red por cada MW instalado, pero con un periodo máximo de 15 años. También en este caso, se supone que el precio de compra va a converger al precio de mercado luego del periodo de garantía.

### 10.7.2 El proyecto

Analizamos la rentabilidad del proyecto de construcción de una *granja eólica* de 26 MW, con 13 aerogeneradores de 2 MW cada uno, localizada en la región norte de Portugal. El sitio estudiado se encuentra 3 km. al norte de una granja eólica existente de 80 MW (40 unidades), a un nivel de alrededor de 850 metros sobre el nivel del mar.

Se concluyó un proyecto de contrato con una gran empresa constructora de turbinas eólicas, previendo por un lado el conjunto de las prestaciones iniciales de construcción (contrato llamado “EPC”: engineering – procurement – construction) y, por otro lado un contrato de mantenimiento de 20 años para las turbinas y equipamiento eléctrico.

Los estudios de vientos indicaron un potencial de funcionamiento de 2.304 horas/año (26%) sin pérdidas e indisponibilidades.

La puesta en servicio comercial del proyecto fue prevista para el verano del 2008.

### 10.7.3 Las hipótesis de valorización del proyecto

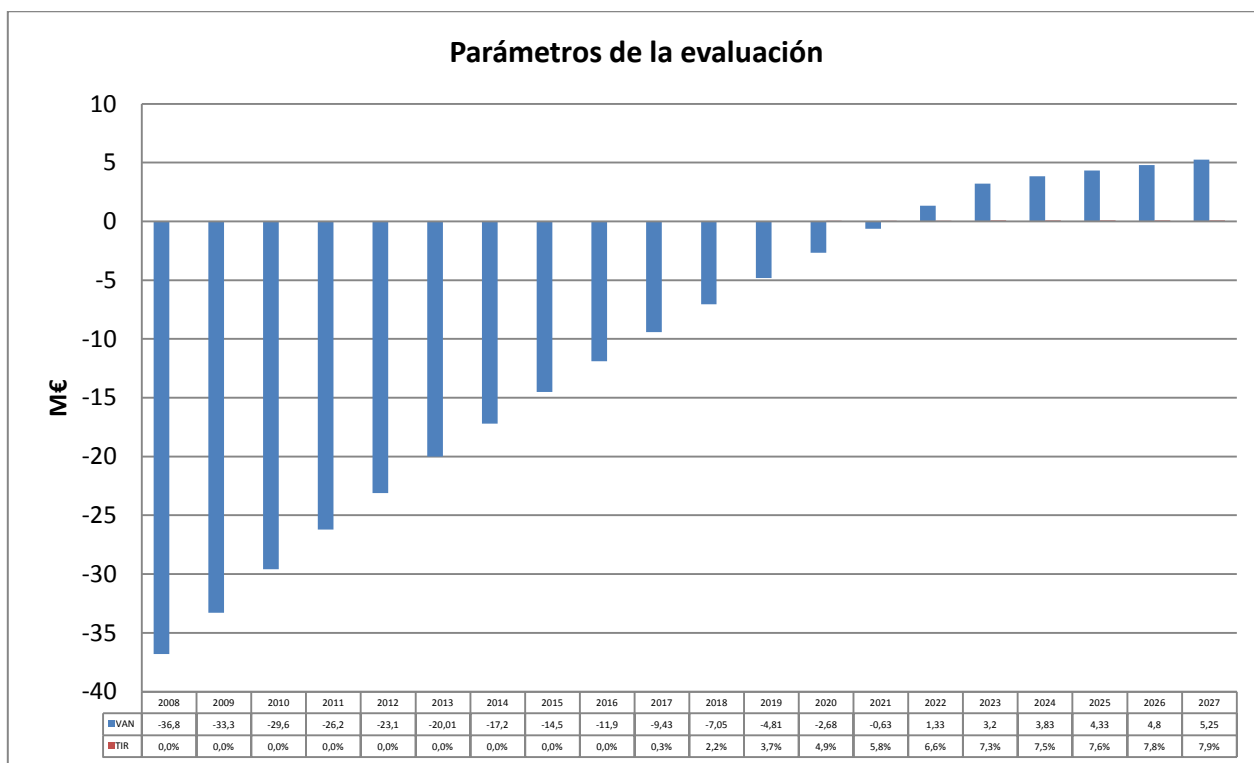
- Una vida útil de 20 años;
- Una tasa de impuesto sobre los ingresos del 27%;
- La electricidad producida es vendida a REN, la empresa operadora del transporte portugués, al precio fijado por la tarifa oficial (*ver supra*) durante los primeros 15 años de explotación. El precio medio esperado es de 94 €/MWh (€ 2007) y será indexado según el índice general de precios;
- El precio de la electricidad producida durante los cinco últimos años del proyecto se ha supuesto cercaño al precio de mercado, estimado en 55 €/MWh en 2023, según los modelos de previsión de largo plazo del inversor;
- Teniendo en cuenta un factor de indisponibilidad, la cantidad de horas netas de funcionamiento es de 2.245 horas/año.
- El costo de construcción es de 38 M€, lo que representa unos 1.450 €/kW.
- El financiamiento se basa en un indicador D/E de 80/20 (*ver anexo a este capítulo*);
- El costo promedio ponderado del capital (WACC) es del 6,1%.

### 10.7.4 Los resultados

Los resultados del cálculo económico de la inversión proyectada se presentan en la Tabla 10.25:

Tabla 10.25	
TIR (%)	8
VAN (M€)	5,7
Índice VAN/CAPEX	$5,7/38 = 0,15$

La figura 10.30 muestra los perfiles de construcción del VAN y de la TIR del año 2008 al año 2028.



**Figura 10.30**

**Tabla 10.26**

Escenarios	TIR(%)	VAN (M€)
Caso base	8	5,7
Horas de funcionamiento (-10%)	6,9	2,4
Horas de funcionamiento (+10%)	8,9	8,5
Precio de mercado luego de 15 años de 75 €/MW en lugar de 55 €/MW	8,4	7,2

La sensibilidad de los resultados financieros bajo variaciones en los parámetros de cálculo se pueden observar en la Tabla 10.26.

Se observa una gran sensibilidad del VAN y de la TIR a la *cantidad de horas de funcionamiento*. Una disminución del 10% divide el VAN por un factor mayor que 2.

Inversamente, la combinación de mejores condiciones de precios de mercado en el largo plazo, de buenas condiciones de confiabilidad y de viento pueden hacer muy atractivo a este proyecto.

## 10.8 LAS CAPACIDADES DE RESERVA: UNA COMPARACIÓN PROBABILÍSTICA CCC - EÓLICAS<sup>27</sup>

Debemos recordar, en principio, que la electricidad no es un bien almacenable, las *aleas* y la *incertidumbre* tienen un gran peso en este sector sobre el equilibrio entre la oferta y la demanda, sea a corto, mediano o largo plazo. Las problemáticas subyacentes al tomar en cuenta esta característica representan el corazón de la economía de los sistemas eléctricos.

Conviene distinguir:

- las *aleas*, que se derivan en una modelización probabilística cuyos parámetros pueden ser determinados por un análisis estadístico de los datos del pasado. Ello es así por ejemplo, para los aportes hidráulicos de una cuenca que alimenta a una central hidroeléctrica, de los regímenes de vientos que animan el movimiento de las centrales eólicas, de las indisponibilidades fortuitas del parque de centrales térmicas existentes, de las variaciones de la demanda de electricidad en función de los *aleas* climáticos, etc.
- las *incertidumbres*, que derivan de una expectativa razonable sobre el futuro, por ejemplo las perspectivas de crecimiento de largo plazo de la demanda de electricidad, de la que se pueden explicitar por cierto los determinantes (crecimiento económico, localizaciones industriales, precios de las energías,...), los cuales son a su vez también inciertos, o inclusive los rendimientos de un nuevo tipo de centrales en desarrollo, la emergencia de nuevas tecnologías, etc.

En el primer caso, las técnicas probabilísticas permiten calcular esperanzas matemáticas, desvíos tipo que caracterizan la dispersión de los riesgos para, finalmente, intentar obtener políticas óptimas que tengan en cuenta estas *aleas*.

En el segundo caso, son las técnicas llamadas de *decisiones en entorno incierto* las que deberán ser aplicadas: escenarios coherentes que permitan explorar las *incertidumbres* y tomar en cuenta cuidadosamente el carácter secuencial de las decisiones.

El objetivo de esta sección consiste en ilustrar desde este punto de vista la diferencia entre un parque térmico constituido por Centrales de Ciclo Combinado (CC) y un parque eólico. El modelo elaborado es fuertemente simplificado respecto a la realidad industrial y las hipótesis planteadas muy restrictivas. No es necesario por lo tanto obtener conclusiones numéricas y aun menos estratégicas de este ejemplo, que tiene como único objetivo poner en evidencia los parámetros que pueden intervenir en las decisiones técnicas.

---

<sup>27</sup> Valerie Limpens, por propuesta de Jean Bergougnoux

### 10.8.1 La situación

La demanda  $C$  en un instante  $t$  se supone aquí conocida con *certeza*, aunque se trate en realidad de una *incertidumbre* en el sentido citado anteriormente (no probabilizable en base a los datos estadísticos) y no de un alea (probabilizable).

La cobertura de la demanda  $C$  se podrá realizar utilizando unidades térmicas (CCC), unidades eólicas o por un mix de ambas tecnologías.

Llamaremos *capacidad de ajuste*  $A$  a la potencia de reserva que el operador *puede* disponer, remunerada, junto a otro parque, supuesto de *potencia infinita* y con una confiabilidad del 100%.

La pregunta que se plantea consiste en determinar  $A$  en diferentes casos de demanda  $C$  (100, 500 y 5000 MW) y por diferentes modos de producción térmica y eólica.

### 10.8.2 Datos e hipótesis

Los datos numéricos corresponden a un parque eólica real localizado en el Benelux y a máquinas tipo CCC estándar.

- Para los CC, definimos la indisponibilidad por un coeficiente de falla del 5%. La función de densidad de probabilidad de un CCC será por lo tanto *discontinua*: cero MW con una probabilidad de 0,05 y X MW con una probabilidad de 0,95, siendo X la capacidad instalada (MW).
- Para la eólicas, la función de densidad de probabilidad es *continua*, definida entre 0 e Y MW, siendo Y la capacidad instalada.
- Esta función fue construida en base a datos *reales* correspondientes a una crónica de un año de producción horaria de una eólica.
- Supondremos la misma esperanza de producción del parque, cualquiera sea el mix de producción considerado (de 100% térmica a 100% eólica). Esta hipótesis dimensionara las capacidades instaladas de X e Y en los ejemplos estudiados a continuación.
- Los datos conducen a prever la instalación de más capacidad eólica que térmica.
- Haremos además las siguientes hipótesis adicionales:
  - se supone que los CC son *independientes* unos de otros en lo que respecta a sus producciones y tienen todos la misma función de densidad. A partir de ello, la función de densidad de probabilidad de un parque constituido por dos CC es el producto de convolución de las funciones de densidad de cada CC;
  - las turbinas eólicas se suponen *perfectamente correlacionadas* entre sí (por ejemplo, una granja de extensión geográfica limitada). Esta hipótesis es *muy restrictiva*. En realidad, las cosas son diferentes y la validez de esta hipótesis puede variar de un país al otro, dependiendo que los sitios estén más bien correlacionados como consecuencia de los vientos dominantes (por ejemplo, Alemania) o más bien no correlacionados (por ejemplo, Francia);

- para simplificar estos cálculos, se supone que las unidades tienen potencias fraccionables.

### 10.8.3 Parámetros

Llamaremos:

- $T$  a la potencia máxima que el parque térmico puede asegurar en un momento dado;
- $W$  es la variable correspondiente al parque eólico;
- $T$  y  $W$  son variables aleatorias que adoptan las funciones de densidad descriptas anteriormente.

El *parque de producción* estará constituido por el siguiente mix de tecnologías:

$$\lambda T + (1 - \lambda)W$$

con :

$\lambda = 1$ : el parque es completamente térmico;

$\lambda = 0$ : el parque es completamente eólico;

$0 < \lambda < 1$  : el parque es mixto.

La *potencia de reserva*  $A$ , necesaria (capacidad de ajuste) se define de forma que:

$$Prob [C - \lambda T - (1 - \lambda)W > A] = 0,025$$

lo que significa que aceptamos que el parque de producción y la reserva cubren la demanda máxima con una probabilidad de 0,975.

### 10.8.4 Resultados

*Ejemplo 1* :  $C = 100 \text{ MW}$

Los datos de la tabla 10.27 corresponden a una demanda de  $C = 100 \text{ MW}$ .

Para  $\lambda = 1$  la potencia de ajuste requerida es de 100 MW, lo que es lógico porque la probabilidad de indisponibilidad del CC (5%) es *superior* a la probabilidad de falla que el operador está dispuesto a aceptar (2,5%).

La misma constatación es válida para  $\lambda = 0$

La potencia de ajuste es mínima para una combinación de 60% de eólica y 40% de CC, es decir capacidades instaladas de 42 MW en CC y 236 MW en eólica. Este mínimo se explica por un efecto de fusión entre la eólica y el CC, que tienen probabilidades de falla independientes.

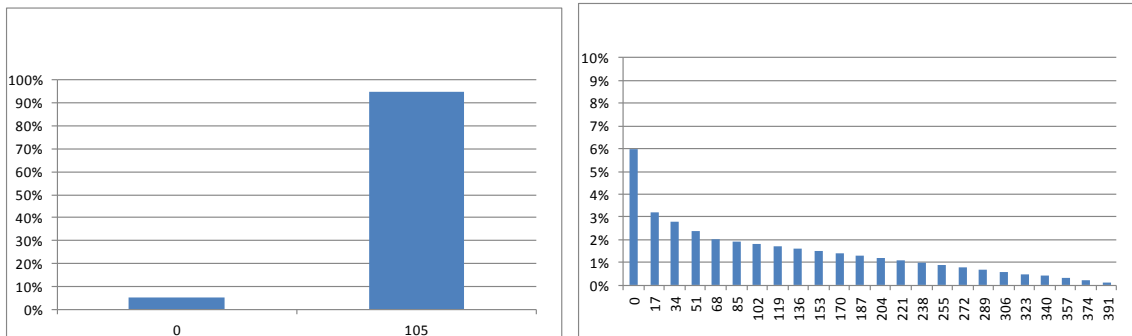


Para la misma esperanza de producción horaria de 100 MWh, la capacidad instalada en eólica (393 MW) es superior a la capacidad térmica CC (105 MW).

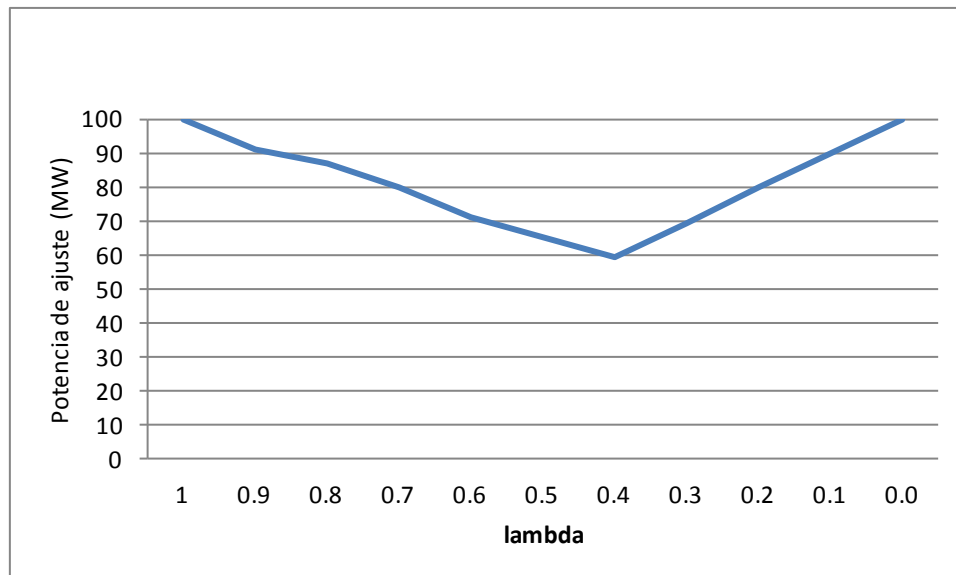
**Tabla 10.27**

		CC	Eólica
Capacidad instalada	MW	105	393
Producción horaria esperada	MWh	100	100
Cantidad de unidades		1 CC	1 granja eólica

### Función de densidad



### Resultados



*Ejemplo 2 :  $C = 500 \text{ MW}$*

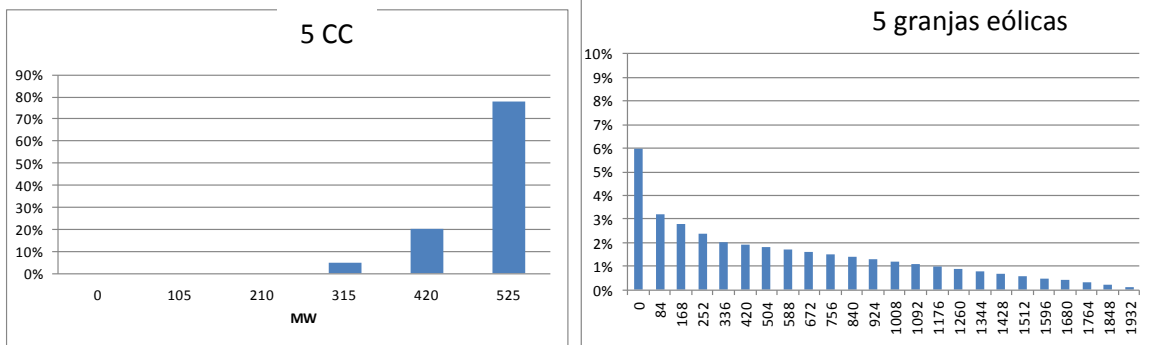
En el caso de una demanda de  $C = 500 \text{ MW}$ , la potencia de ajuste necesaria si  $\lambda = 1$  (solo CC) es de aproximadamente 75 MW, es decir 15,5% de la producción esperada, mientras que será de 500 MW si  $\lambda = 0$ .

La tecnología eólica es en este caso muy penalizada por la hipótesis de perfecta correlación entre las maquinas, que impiden toda complementación de la granja eólica. Este también es el caso en el ejemplo 3.

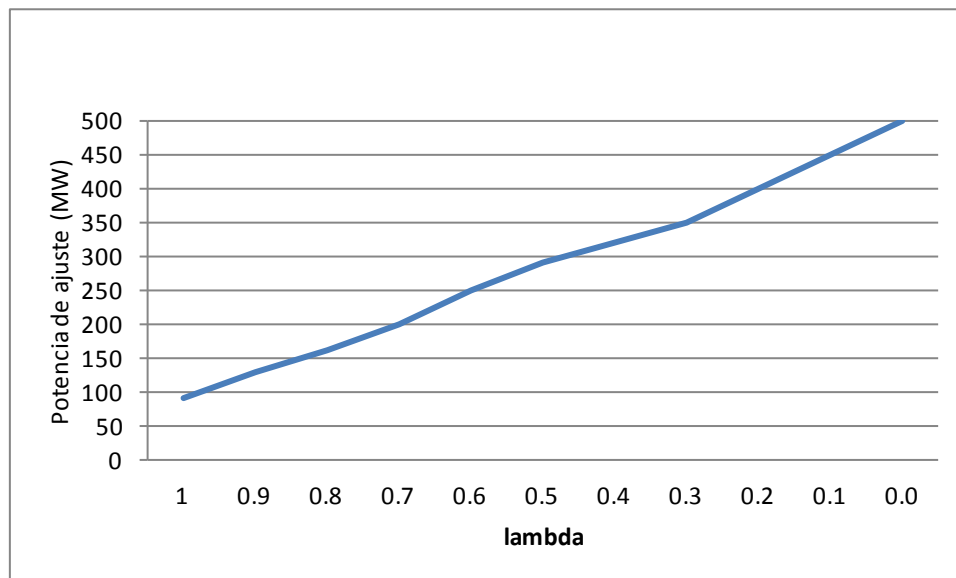
**Tabla 10.28**

		<b>CC</b>	<b>Eólica</b>
Capacidad instalada	MW	5 x 105 = 506	5 x 393 = 1963
Producción horaria esperada	MWh	5 x 100 = 500	5 x 100 = 500
Cantidad de unidades		5 CC	5 granjas eólicas

**Función de densidad**



**Resultados**

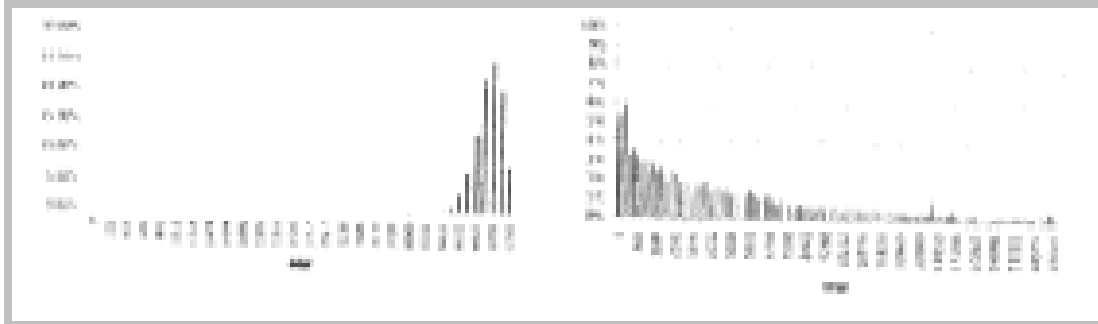


Ejemplo 3 :  $C = 5000 \text{ MW}$

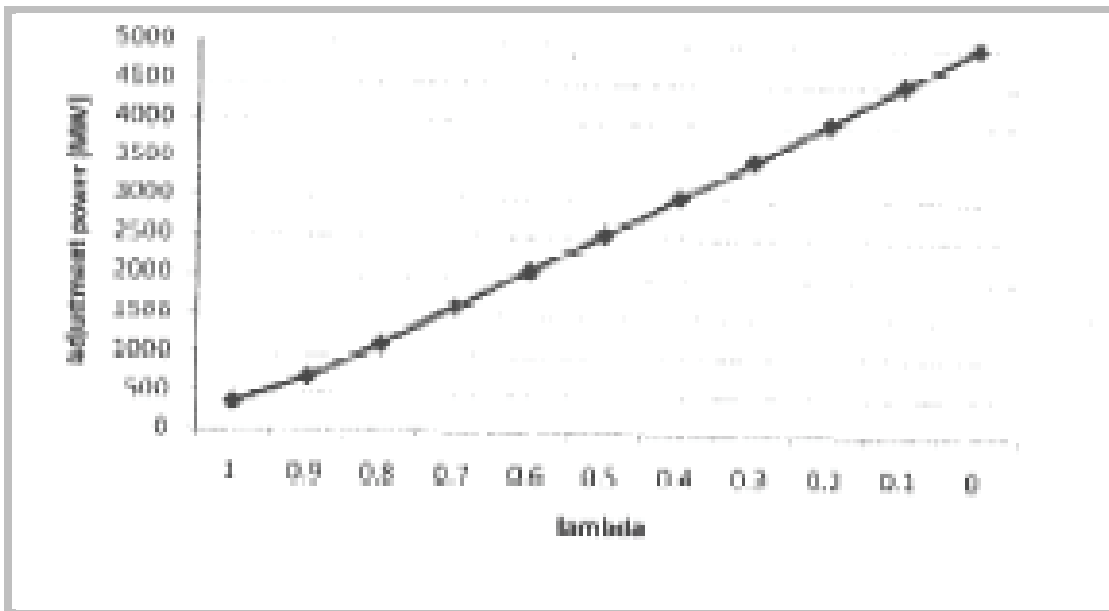
Tabla 10.29

		CC	Eólica
Capacidad instalada	MW	$50 \times 105 = 5250$	$50 \times 393 = 19650$
Producción horaria esperada	MWh	$50 \times 100 = 5000$	$50 \times 100 = 5000$
Cantidad de unidades		50 CC	50 granjas eólicas

**Función de densidad**



**Resultados**



El resultado del caso precedente está todavía más acentuado: la reserva necesaria en el caso del parque de CC es del orden del 8% contra el 100% siempre para las granjas eólicas.

## 10.9 ENERGÍA EÓLICA: EL PAR RIESGO-BENEFICIO DEL INVERSOR<sup>28</sup>

El capítulo 8 presentó un breve análisis económico comparativo de tres tipos de incentivos que intervienen en los subsidios a la energía eólica: las primas de capital (*capital subsidies*), las tarifas preferenciales (*feed-in tariffs*) y la asignación de certificados verdes (*green certificates*). El método utilizado fue el del análisis de largo plazo: por ejemplo, en el caso de la asignación de certificados, se supone que la suma del precio de mercado de largo plazo de la electricidad y del certificado tenía que converger hacia el costo marginal de largo plazo de la unidad marginal del sistema, en este caso un CC.

En esta sección, vamos a elegir otro enfoque: el que podría utilizar un *inversor de corto plazo* buscando estimar el par riesgo/beneficio de una inversión en energía eólica, por diferentes medios de subvención y con referencia a una inversión equivalente en un CC.

Se tratará entonces de:

- comparar la *rentabilidad* de dos tipos de máquinas, *eólica* y CC, y estimar el subsidio que iguala la esperanza de beneficio de ambas instalaciones;
- luego, siendo ambas inversiones *igualmente rentables*, analizar el *riesgo* (es decir el alea) y diseñar la mejor combinación de tecnologías.

### 10.9.1 Metodología

Tomaremos el análisis de Falbo, Felletti y Stefani<sup>29</sup>, adaptándolo a las condiciones regulatorias del mercado en cuestión en nuestro caso (ver 10.9.2). El modelo se describe sintéticamente de la siguiente manera:

#### A *Subsidios en capital*

Llamemos  $C_g$  y  $C_w$  el costo de inversión de *1 MW instalado* respectivamente por un CC y una eólica (€/MWh) e  $I_c$ , el subsidio en capital asignado a 1 MW de potencia eólica (€/MWh). Vamos a comparar dos instalaciones que requieren *el mismo monto total* de inversiones. En consecuencia, 1 MW de CC será comparado a  $\frac{C_w}{C_g}$  MW de eólica.

El operador del CC podrá parar y arrancar su central en función de sus costos de combustibles (gas) y del precio de mercado de la electricidad. *El beneficio horario del CC* (€/h) se escribirá de la siguiente forma:

$$\pi_g = \text{Máx}(p - c, 0) - C_g^{OM}$$

---

<sup>28</sup> Con Valerie Limpens.

<sup>29</sup> Falbo, P., Felletti, D. Y Stefani, S.: "Incentives for investing in renewables" in German, H. : *Risk management in commodity markets*", Wiley Finance Ed. 2008, p. 101 a 116.

siendo:

- $p$  el precio horario de la electricidad producida (€/MWh);  
 $c$  el costo del gas consumido por la central y del CO<sub>2</sub> emitido (€/MWh);  
 $c_g^{OM}$  el costo de operación y mantenimiento de la unidad (€/h x MW);

El beneficio horario de la central eólica se puede escribir de la siguiente forma:

$$\pi_w = \frac{C_g (\gamma_w p - c_g^{OM})}{C_w - I_c}$$

donde  $\gamma_w$  es el coeficiente de rendimiento de la eólica: si  $\gamma_w = 0$ , la turbina no produce (viento nulo o en exceso); si  $\gamma_w = 1$  la turbina produce en régimen nominal.

Calculamos que el subsidio necesario para *igualar los beneficios esperados* de ambas instalaciones es:

$$I_c = C_w - \frac{E(\gamma_w p) - c_g^{OM}}{E[\text{Máx}(p - c, 0)] - C_g^{OM}} - C_g$$

## B Tarifas preferenciales

Estas tarifas se introdujeron para remunerar la *producción efectiva* de una unidad renovable y no su instalación, como era el caso de las primas por capital.

Para asegurar siempre el mismo monto de inversiones, 1 MW de CC tiene que ser comparado con  $C_g/C_w$  MW de eólica.

El beneficio horario del CC continua siendo idéntico y el beneficio de la eólica se escribe:

$$p_w = C_g/C_w [\gamma_w(p_{FI}) - C_g^{OM}]$$

donde  $p_{FI}$  (€/MWh) es la tarifa fijada por el regulador. La tarifa que asegura el mismo beneficio esperado es la siguiente:

$$p_{FI} = \frac{1}{E(\gamma_w)} \left[ \frac{C_w}{C_g} (E[\text{max}(p - c, 0)] - C_g^{OM}) + C_w^{OM} \right]$$

## C Certificados verdes

Cuando la central eólica produce 1 MWh y es vendido al precio de mercado, el operador recibe además un (o una fracción) certificado verde con un valor igual a  $p_{gc}$  (€/MWh)<sup>30</sup>.

En este caso, el beneficio horario de la central eólica se escribe de la siguiente forma:

$$\pi_w = \frac{C_w}{C_g} (\gamma_w (p + p_{gc}) - C_w^{OM})$$

Los precios de los certificados que igualan los beneficios esperados están determinados por:

$$E[\max(p - c, 0)] = \frac{C_g}{C_w} (\gamma_w) p_{gc} + \frac{C_g}{C_w} [E(\gamma_w p) - C_w^{OM}] + C_g^{OM}$$

siendo:

$$p_{gc} = \frac{1}{E(\gamma_w)} \left[ \frac{C_w}{C_g} (E[\max(p - c, 0)] - C_g^{OM}) + C_w^{OM} - E[\gamma_w p] \right]$$

### 10.9.2 Situación y datos

Aplicaremos este modelo a una situación real correspondiente a la producción de electricidad eólica en la región de Anvers (Bélgica).

- El mercado del CC al cual se compara la central eólica está condicionado por la diferencia entre el precio de venta al mercado eléctrico y el precio de mercado del gas comprado por el CC teniendo en cuenta el precio del CO<sub>2</sub> (el *clean spark spread*, CSS): la máquina *produce solamente cuando tiene beneficios* y la cantidad de horas de funcionamiento va a depender de los niveles de precios del mercado;
- La producción de la eólica es *independiente* de los diferentes precios del mercado; su producción está basada en una crónica *de un año* de funcionamiento real (datos horarios);
- La central eólica se caracteriza por la función de densidad de probabilidades de su producción, que es continua y está definida entre 0 y X, siendo X la potencia instalada; esta función fue estimada en base a los datos de producción reales;
- Los *precios de mercado* (gas, electricidad y CO<sub>2</sub>) también están basados en datos históricos reales sobre el mercado belga durante el mismo año.

---

<sup>30</sup> En nuestro estudio de caso, una de las disposiciones específicas consiste en que el *proveedor* de electricidad debe soportar los cargos correspondientes al certificado. Consideramos el CC como una central independiente del tipo “de mercado” (no integrada), y por lo tanto la Central no soporta estos costos.

### 10.9.3 Resultados y comentarios

En la tabla 10.30 se pueden ver los datos de cálculo. Los valores de los subsidios de capital, las tarifas preferenciales y de los certificados verdes que garantizan la igualdad de las esperanzas de beneficios en los diferentes casos y bajo las hipótesis definidas anteriormente, que son las siguientes:

- Subsidios de capital  $I_c$  : 1,4 M€ por MW, es decir el 83% del costo de inversión en la Central eólica;
- Tarifa preferencial  $p_{Fi}$  : 125 €/MWh;
- Certificados verdes  $p_{gc}$ : 81 €/MWh;

La Tabla 10.31 estudia el par riesgo-beneficio en el caso de un subsidio al capital.

El grafico provee, para diferentes niveles de probabilidad (de 0,65 a 0,99), el *nivel crítico* expresado en € (> 0, perdida; < 0, ganancia), para un “parque” compuesto en un 100% por CC (parámetro  $\lambda = 0$ ), en un 100% por eólicas (parámetro  $\lambda = 1$ ), o cualquier otra comparación de potencias para  $0 < \lambda < 1$ .

Se lee de la siguiente forma:

- Si  $\lambda = 0$  y para la curva 0,99: existe 1% de posibilidades de “perder” más de 4 € (lo que aproximadamente corresponde a los costos de O&M), en función del riesgo de los precios de mercado de la electricidad.
- Si  $\lambda = 1$  y también para la curva 0,99: existe 1% de posibilidades de “perder” más de 21,8 €, lo que corresponde a los costos de O&M de los 3 MW instalados.

Podemos ver que la eólica aparece como mas *riesgosa* que un CC cuando el subsidio se hace a través de una prima al capital.

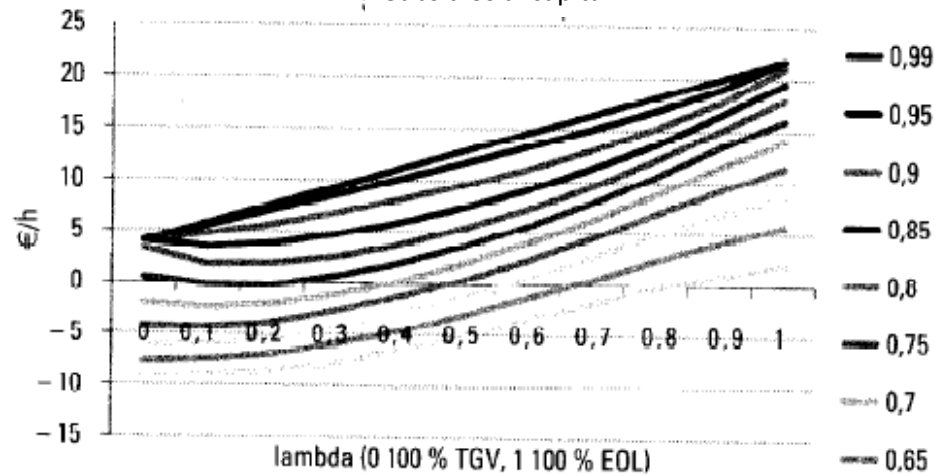
Tabla 10.30			
Datos			
Símbolo	Naturaleza	Unidad	Valor
$C_g$	Costo de inversión por MW de CC	€/MW <sub>i</sub>	875.000
$C_w$	Costo de inversión por MW eólico	€/MW <sub>i</sub>	1.725.000
$C_g^{OM}$	Costos O&M CC	€/ h x MW <sub>i</sub>	4
$C_w^{OM}$	Costos O&M eólicos	€/ h x MW <sub>i</sub>	7,1
$P$	E (precio del mercado horario eléctrico)	€/MWh	45
$C$	E (precio gas y CO <sub>2</sub> para producir 1 MWh CC), con $\eta = 0,58$ y $E = 0,35$	€/MWh	30
$\pi_g$	E (beneficio horario de la CC)*	€/MWh	16,5
$\gamma_w$	E (produccion eólica)	%	25
	E (produccion x precio)	€/MW	11

- El CC deja de funcionar durante 19% del tiempo, el precio de mercado  $p$  es en esos momentos inferior al costo variable  $c$

Tabla 10.31		
	Ciclo Combinado	Eólica
Capacidad instalada	1 MW	3,07 ,MW
Produccion anual esperada	0,8 x 8760 = 7095 MWh	0,78 x 8760 = 6.832 MWh
Beneficio horario promedio	12,5 € / h	12,5 € / h

### Medida del riesgo

Subsidios al capital

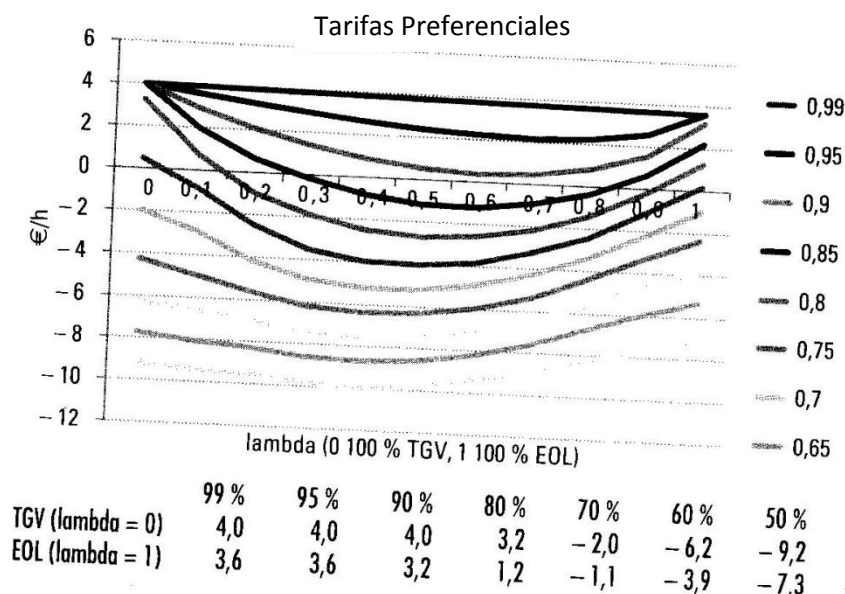


	99 %	95 %	90 %	80 %	70 %	60 %	50 %
TGV (lambda = 0)	4,0	4,0	4,0	3,2	-2,0	-6,2	-9,2
EOL (lambda = 1)	21,8	21,8	21,1	18,0	14,0	8,7	2,1

Tabla 10.32		
	Ciclo Combinado	Eólica
Capacidad instalada	1 MW	0,5 MW
Produccion anual esperada	0,81 x 8760 MWh	0,13 x 8760 MWh
Beneficio horario promedio	12,5 € / h	12,5 € / h



## Medida del riesgo



La Tabla 10.32 corresponde a un subsidio por tarifas preferenciales.

Podemos observar que la tendencia general de los perfiles de riesgo es muy diferente, el riesgo del CC puede ser inferior al de la eólica.

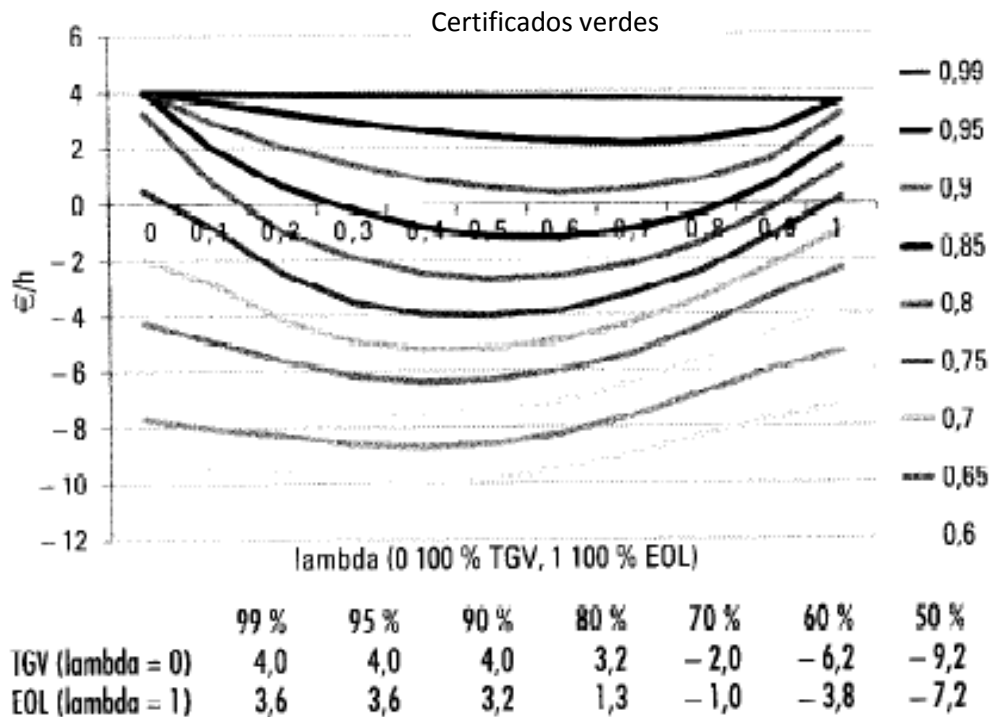
Un parque equilibrado puede llevar a minimizar el riesgo. Por ejemplo para R 75% el riesgo mínimo corresponde a  $\lambda = 0,5$ , es decir un parque compuesto por 0,5 MW de CC y 0,25 MW de eólica.

La Tabla 10.33 presenta los resultados correspondientes a los certificados verdes. Se observa que la volatilidad ligada a los volúmenes es superior a la asociada a los precios de mercado.

La estructura de beneficios es idéntica a la de las tarifas preferenciales: en el caso de los certificados verdes, la valorización de la electricidad eólica se hace a  $p +$  valor del certificado (supuesto fijo) y en el caso de las tarifas, esta valorización es fija. Pero siendo la volatilidad asociada al volumen superior para  $\lambda = 1$ , las diferencias se compensan.

Tabla 10.33		
	Ciclo Combinado	Eólica
Capacidad instalada	1 MW	0,5 MW
Produccion anual esperada	0,81 x 8760 MWh	0,13 x 8760 MWh
Beneficio horario promedio	12,5 € / h	12,5 € / h

## Medida del riesgo



### ANEXO AL CAPITULO 10

#### LOS PARÁMETROS FINANCIEROS EN LA SELECCIÓN DE INVERSIONES

Desde un punto de vista financiero, una *inversión* puede definirse como el abandono de recursos financieros líquidos contra la esperanza de recursos futuros, recuperados en el transcurso del tiempo. Cualquier inversión estará, por lo tanto, caracterizada por una serie de *flujos financieros*, que aparecen en ciertos momentos de tiempo.

La pregunta que se plantea entonces es como definir mediante un *indicador* el interés que la empresa puede tener en practicar, o no, una inversión con respecto a otra<sup>31</sup>.

#### 1 El Valor Actual Neto (VAN)

El valor actual neto de una inversión es la suma de los equivalentes presentes actualizados a una tasa  $K$ , de los flujos líquidos (*cash-flows*) que la caracterizan:

$$VAN(K) = \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+K)^i} \text{ [€]}$$

con:

<sup>31</sup> Este anexo debe leerse como un ayuda-memoria. Se encontrara el detalle de los conceptos necesarios en, porej., Brealey, R., y Myers, S.: *Principes of corporate finances* (Mc Graw Hill Ed.)

$n$  = cantidad de flujos de liquidez generados por el proyecto, usualmente igual a la duración de su vida económica;  
 $CF_i$  = *cash-flow* (positivo o negativo) del periodo  $i$ ;  
 $K$  = tasa de actualización, que se supone representa el costo (en %) de los diferentes medios financieros movilizados para financiar la inversión.

El VAN es, por lo tanto, un valor absoluto, expresado en unidades monetarias (€, \$, ...), que da inmediatamente el suplemento de *valor* que tendría que agregarse al de la empresa que realiza la inversión en cuestión, si todos los parámetros de cálculo son pertinentes y si las estimaciones se ven confirmadas en el futuro.

Si  $VAN(K) > 0$ , se realizara la inversión, y si  $VAN(K) < 0$ , se rechazara la operación.

## 2 La Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno de una inversión es la tasa de actualización que anula el VAN:

$$\sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+K)^i} = 0 \Rightarrow TIR = K * (\%)$$

Si  $TIR > K$ , la inversión se realizara. Efectivamente, la ecuación expresa el hecho que la rentabilidad de la inversión considerada es superior al costo de los capitales necesarios para su financiación.

## 3 El costo promedio ponderado del capital

(usualmente se utiliza el acrónimo WACC por “Weighted Average Cost of Capital”)

Para determinar el WACC, que sirve para fijar la tasa de actualización en el cálculo del VAN o como referencia comparativa si utilizamos la TIR, se debe tener esencialmente en cuenta, por un lado el costo de los fondos propios  $K_E$  y, por el otro, el costo del endeudamiento,  $K_D$ .

*El costo de los fondos propios* puede estimarse por dos métodos:

- El método de Gordon – Shapiro.

Si un inversor está dispuesto a comprar en  $t_0$  a  $p_0$  (€) un título de una sociedad, se puede inferir que espera perpetuamente un dividendo anual  $D_t$  para cada uno de los años  $t > t_0$ . Podemos escribir entonces:

$$p_0 = D_t \sum_{i=0}^{\infty} \frac{1}{(1+K_E)^i}$$

Si se supone que los dividendos esperados son constantes:

$$p_0 = D_1 \sum_{i=0}^{\infty} \frac{1}{(1 + K_E)^i} = \frac{D_1}{K_E}$$

$$y: K_E = \frac{D_1}{p_0}$$

Si los dividendos esperados se supone que crecerán a una tasa anual de  $g$  (%):

$$p_0 = \sum_{i=0}^{\infty} \frac{D_1(1+g)^{i-1}}{(1+K_E)^i} = \frac{D_1}{K_E - g} \text{ (s.c. } g < K_E)$$

$$y: K_g = \frac{D_1}{p_0} + g$$

- El método llamado de CAPM<sup>32</sup>

La rentabilidad esperada por los accionistas esta medida en este caso *respecto al mercado en su conjunto*.

Escribimos:

$$K_E = r_f + (r_m - r_f)\beta$$

con:

$r_f$ : tasa *sin riesgo* sobre el mercado en cuestión;  
 $(r_m - r_f)$ : *prima de riesgo* medio en ese mercado;  
 $\beta$ : riesgo particular del título en cuestión: si  $\beta > 1$ , el riesgo del título es superior al promedio, si  $\beta = 1$  el riesgo es idéntico y si  $\beta < 1$ , es inferior al promedio.

- Ejemplo ficticio comparativo
- Gordon – Shapiro

$$p_0 = 36 \text{ €}$$

$$D_1 = 1,87 \text{ €}$$

$$g = 4,1\%$$

$$y K_E = \frac{D_1}{p_0} + g = \frac{1,87}{36} + 0,041 = 9,3\%$$

- CAPM

---

<sup>32</sup> Por "Capital Asset Pricing Model"

$$\begin{aligned}
 r_f &= 0,06 \\
 (r_m - r_f) &= 0,084 \\
 \beta &= 0,47 \\
 K_E &= r_f + (r_m - r_f)\beta = 0,06 + 0,47 \times 0,084 = 9,9\%
 \end{aligned}$$

Los resultados de los métodos de Gordon – Shapiro y el CAPM, difieren ligeramente. En realidad, Gordon – Shapiro supone implícitamente que la acción es correctamente valorizada por el mercado: es el *vinculo* entre los dos métodos, uno refiriéndose *explícitamente* al mercado (CAPM), y el otro *implícitamente* (Gordon – Shapiro).

La diferencia entre los resultados se explica por el hecho que el valor de 36 € no es exactamente el *precio de equilibrio*.

De esta forma, podemos calcular:

$$\frac{1,87}{p_0} + 4,1\% = 9,9\%$$

$$p_0^* = 32,24 \text{ €}$$

y podemos verificar que, respecto al *equilibrio de mercado*, la acción está *sobrevaluada* a 36 €

El costo de la deuda  $K_D$  se define, en forma similar, como la tasa de actualización que verifica la igualdad:

$$V_0 = \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1 + K_D)^i}$$

donde:

$V_0$ : producto *neto* del préstamo solicitado;  
 $F_i$ : valor de las cargas financieras (intereses) antes de impuestos y de los reembolsos del principal, en función de los *vencimientos* específicos del préstamo;

Este costo de la deuda  $K_D$  es diferente del interés nominal del préstamo, habida cuenta especialmente del perfil de los reembolsos.

El *costo promedio ponderado del capital* se escribirá entonces:

$$WACC = \left( K_E \times \frac{E}{D + E} \right) + \left( K_D \times \frac{D}{D + E} \right)$$

donde  $D$  y  $E$  son los montos respectivos (€) de las deudas y de los fondos propios.

O, teniendo en cuenta una tasa de impuestos  $T$  y la deducibilidad de las cargas fiscales sobre las cargas de la deuda:

$$WACC_{neto} = \left( K_E \times \frac{E}{D+E} \right) + \left( K_D (1-T) \times \frac{D}{D+E} \right)$$

\*

Debemos destacar que la rentabilidad de una inversión se *construye con el transcurso del tiempo*, entre el año al cual es realizada ( $t_0$ ) y el año del final de su vida económica. De esta forma, los *cash-flows* sucesivos  $CF_i$  serán negativos antes de un determinado año y, en principio positivos después. Especialmente, el año  $t_0$  estará ciertamente caracterizado por un  $CF_i$  negativo: el que representa el gasto asociado a la inversión. La TIR, será nula (y por lo tanto inferior al WACC) hasta un cierto año, para crecer luego y, en principio, superar el WACC hacia el final de la vida económica (ver figura 10.34).

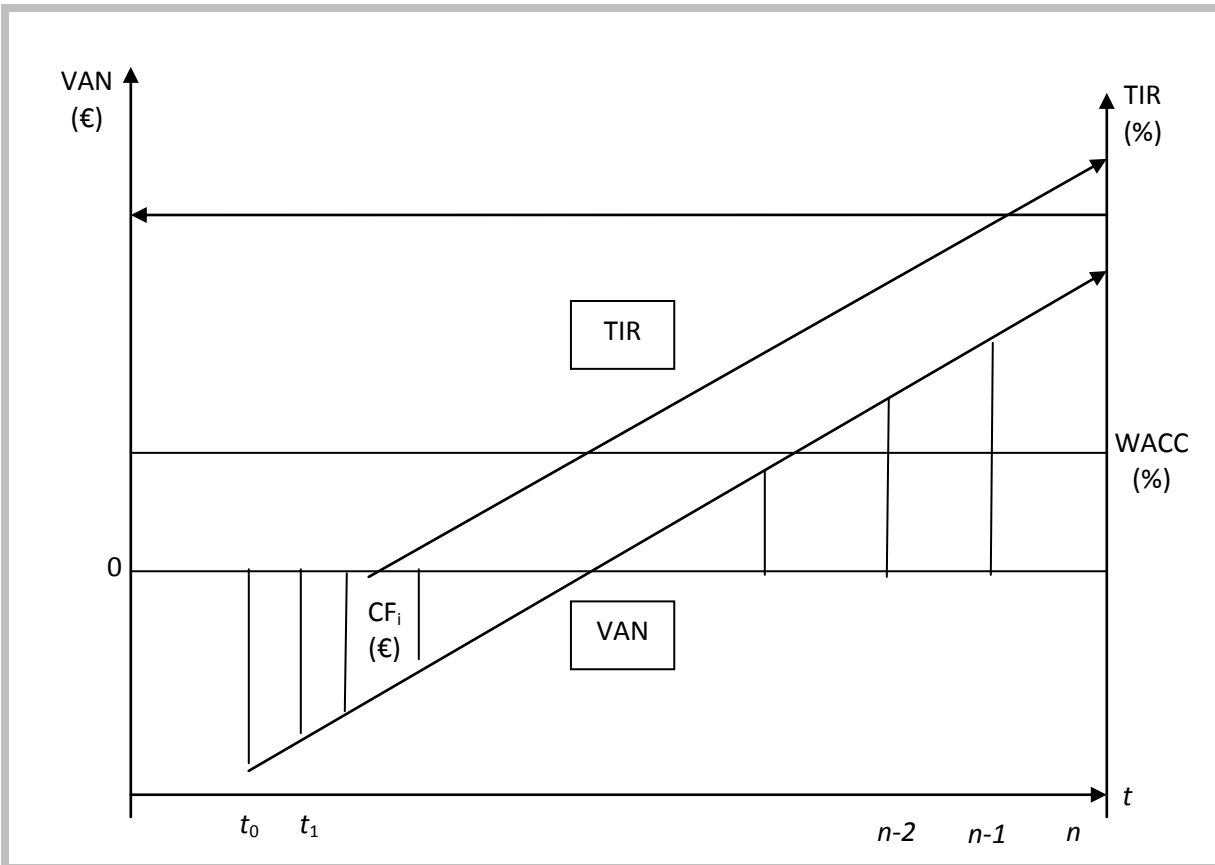


Figura 10.34

## INDICE

Agradecimientos	v
Nadie está obligado a escribir un libro	vii
Prefacio	xi
Comentarios	xxi
Introducción	xxiii

### CAPITULO 1

<b>MACROECONOMÍA DE LA ENERGÍA</b>	<b>1</b>
1.1 EL CONCEPTO DE BALANCE ENERGÉTICO	2
1.1.1 Los Coeficientes de Equivalencia	3
1.1.2 Disparidades en la Estructura de los Balances	5
1.1.3 Concentración espacial de las reservas energéticas a escala mundial	8
1.2 LOS DETERMINANTES DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL PBI	11
1.2.1 La elasticidad energía – PBI	12
1.2.2 La elasticidad-precio de la demanda de energía	14
1.2.3 Efectos actividad, estructura y contenido	17
1.3 LA ENERGÍA EN LA FUNCIÓN PRODUCCIÓN	19
1.3.1 Recurriendo a las funciones KLEM	19
1.3.2 El debate complementariedad – sustitución entre capital y energía	23
1.4 LOS MODELOS DE PREVISIÓN UTILIZADOS EN EL SECTOR ENERGÉTICO	27
1.4.1 Los modelos “top-down”	27
1.4.2 Los modelos “bottom-up”	28
1.4.3 Los modelos “híbridos”	29
1.5 LOS EFECTOS MACROECONÓMICOS DE UN SHOCK ENERGÉTICO	29
1.5.1 Medida de un shock petrolero y de sus consecuencias	30
1.5.2 “Respuesta energética” vs. “respuesta comercial” a los shock petroleros	32
1.5.3 Simulación retrospectiva del impacto de los shocks petroleros con ayuda del modelo MELODIE	34
1.6 LOS INSTRUMENTOS DESTINADOS A INTERNALIZAR LAS EXTERNALIDADES	37
1.6.1 El debate “impuesto al CO <sub>2</sub> ” versus “mercados de permisos de emisión”	38
1.6.2 El debate “precio de compra garantizado” versus “sistema de certificados Verdes” para la promoción de las energías renovables	42
BIBLIOGRAFÍA	51

## CAPITULO 2

<b>MICROECONOMÍA Y MERCADOS DE LA ENERGÍA</b>	<b>56</b>
2.1 EL MERCADO	57
2.1.1 La coordinación centralizada: precios o cantidades?	57
2.1.2 El comercio en el mercado	59
2.1.3 Mercados y competencia: práctica y límites	63
2.1.4 Los arbitrajes	66
2.2 LOS MERCADOS ENERGÉTICOS	67
2.2.1 Características Generales	67
2.2.2 Indicaciones cuantitativas	69
2.2.3 Los mercados energéticos y los “commodities”	70
2.3 EL AGOTAMIENTO Y LA RENTA	75
2.3.1 Rentas y mercados de competencia perfecta	76
2.3.2 La verdadera naturaleza de la renta	76
2.3.3 La apropiación de la renta	79
2.3.4 Renta, oferta y demanda de los factores	79
2.3.5 Los diferentes tipos de rentas	83
2.3.6 Las rentas en la economía de la energía	89
2.3.7 Las rentas y la acción pública	92
2.4 LA REGULACIÓN	94
2.4.1 Principios	94
2.4.2 Algunos aspectos históricos	95
2.4.3 La regulación instrumental	97
2.4.4 La implementación institucional	111
2.4.5 Elementos y estructura actual de la regulación en Europa	116
2.4.6 La regulación en un sistema liberalizado	120
2.5 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MERCADOS ENERGÉTICOS	121
2.5.1 Emergencia de los mercados	121
2.5.2 La formación de los precios	122
2.5.3 Las relaciones intertemporales entre las diferentes formas de precios	137
2.5.4 La volatilidad	142
2.5.5 La liquidez	152
2.5.6 Las relaciones entre los precios de las diferentes energías	160
BIBLIOGRAFÍA	164
Anexo	
Características de las principales formas de los mercados	165



## **CAPITULO 3**

<b>EL PETROLEO</b>	<b>171</b>
3.1 LAS ESPECIFICIDADES DE LA INDUSTRIA PETROLERA	172
3.1.1 Una industria mundial	172
3.1.2 Una industria multiproductos	173
3.1.3 Una industria fuertemente capital intensiva	173
3.1.4 Una industria con fuertes disparidades	174
3.2 LAS GRANDES ETAPAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA	178
3.3 LOS DETERMINANTES DEL PRECIO DEL PETROLEO: FACTORES ECONÓMICOS Y GEOPOLÍTICOS	191
3.3.1 El agotamiento de las reservas	192
3.3.2 Los determinantes de la oferta disponible: estructura de la producción, tasa de utilización de las capacidades disponibles y costo de acceso al crudo	204
3.3.3 Los determinantes vinculados a la demanda	205
3.3.4 El poder de mercado de los productores	205
3.3.5 Los determinantes vinculados a la especulación y al precio del dólar	212
3.3.6 Los determinantes vinculados a la capacidad de “absorción” de los Exportadores y a las tensiones políticas	215
3.3.7 Conclusión	215
3.4 CONTRATOS PETROLEROS Y MECANISMOS DE COBERTURA	216
3.4.1 Tipología de los contratos petroleros	217
3.4.2 Mecanismos de cobertura frente a la volatilidad de los precios	219
Anexo 1	233
Anexo 2	234
Anexo 3	235
Anexo 4	236
Anexo 5 Los modelos de Hotelling en tiempo discreto	237
BIBLIOGRAFÍA	246

## **CAPITULO 4**

<b>EL GAS NATURAL</b>	<b>248</b>
4.1 LAS DIFERENTES CATEGORÍAS DE GAS NATURAL: ALGUNOS ASPECTOS TÉCNICOS	249
4.2 EL MERCADO INTERNACIONAL DEL GAS NATURAL	251
4.2.1 Un mercado estrecho con fuertes “barreras a la entrada”	252
4.2.2 El mercado norteamericano del gas natural	253

4.2.3	El mercado europeo del gas natural	258
4.2.4	El mercado asiático del gas natural	276
4.3	VALORIZACIÓN DE UN YACIMIENTO DE GAS NATURAL	277
4.4	EL PROCESO DE “LIBERALIZACIÓN” DE LA INDUSTRIA GASÍFERA EUROPEA	280
4.4.1	Integración o desintegración vertical?	285
4.4.2	Tarificación de acceso de terceros a la red (ATR)	294
4.4.3	El papel del regulador	314
4.4.4	La tarificación del gas a nivel del consumidor final	316
4.4.5	Liberalización y gestión de nuevos riesgos	321
	BIBLIOGRAFÍA	323
<b>CAPITULO 5</b>		
	<b>LA ELECTRICIDAD</b>	<b>325</b>
5.1	EL PARQUE ÓPTIMO DE PRODUCCIÓN	326
5.1.1	La estructura de los costos de producción	327
5.1.2	La cobertura optima de la carga	330
5.1.3	La sensibilidad del costo de producción a diferentes factores	331
5.1.4	La incorporación de la incertidumbre	333
5.2	COSTOS Y PRECIOS: UNA PRIMERA REFERENCIA AL MERCADO	345
5.2.1	El mejor precio	345
5.2.2	La planificación y el precio: las rentas infra marginales	347
5.2.3	El mercado y la búsqueda del equilibrio	352
5.3	LA ECONOMÍA ELÉCTRICA DE MERCADO	368
5.3.1	Las bases económicas e institucionales	368
5.3.2	La competencia en la producción	381
5.3.3	La competencia en la distribución y comercialización	391
5.3.4	La transmisión	398
5.3.5	La electricidad y el derecho de la competencia europeo	408
5.4	SÍNTESIS	421
	Anexo a los capítulos 4 y 5 : Los objetivos de la política energética y ambiental europea	424
	Textos aplicables (selección)	425
	Anexo al capítulo 5: Elementos de física del sistema eléctrico	428
	BIBLIOGRAFÍA	449

## **CAPITULO 6**

<b>LA INDUSTRIA NUCLEAR</b>	<b>451</b>
6.1 LAS GRANDES ETAPAS DE LA INDUSTRIA NUCLEAR	452
6.1.1 Historia	452
6.1.2 Las principales cadenas nucleares (fisión)	456
6.2 EL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR	464
6.2.1 El ciclo aguas arriba	464
6.2.2 El ciclo aguas abajo	465
6.3 EL COSTO DE PRODUCCIÓN DEL KWH NUCLEAR	467
6.4 LA GESTIÓN DE LOS RIESGOS NUCLEARES	470
6.4.1 Incidentes y Accidentes en los Reactores	470
6.4.2 Los efectos de la radioactividad sobre la salud	474
6.4.3 Los seguros para el riesgo nuclear	475
6.5 EL MERCADO ELÉCTRICO Y LA DECISIÓN NUCLEAR	477
6.5.1 Las controversias sobre la “renta nuclear”	477
6.5.2 En Francia: el Informe Champsour (2009)	484
BIBLIOGRAFÍA	494

## **CAPITULO 7**

<b>EL CARBÓN</b>	<b>496</b>
7.1 LAS DIVERSAS CATEGORÍAS DE CARBÓN: NATURALEZA, RESERVAS, USOS	497
7.2 EL MERCADO INTERNACIONAL DEL CARBÓN	503
7.2.1 Tipología de los actores en el mercado	503
7.2.2 Segmentación del mercado internacional	507
7.2.3 Hacia un oligopolio carbonífero?	510
7.3 LOS PROBLEMAS GENERADOS POR LA “REGRESIÓN” DEL CARBÓN EN EUROPA	511
7.3.1 Las grandes etapas del cierre de minas de carbón no rentables: el caso de Francia	511
7.3.2 El concepto de “costo de regresión”	513
7.4 EL FUTURO DEL CARBÓN CONDICIONADO PARCIALMENTE POR EL PROGRESO TÉCNICO	516

7.4.1	La competitividad del “kWh carbón” está vinculada al costo del CO <sub>2</sub>	516
7.4.2	El rendimiento de las Centrales de carbón se puede mejorar	519
7.4.3	La captura y almacenamiento de CO <sub>2</sub>	519
7.4.4	Los accidentes causados por la explotación del carbón	521

BIBLIOGRAFÍA		529
--------------	--	-----

## **CAPITULO 8**

### **LAS ENERGÍAS RENOVABLES 530**

8.1	LA ENERGÍA EÓLICA	534
-----	-------------------	-----

8.1.1	El recurso	534
8.1.2	Implementación y potencial	536
8.1.3	Los costos de producción	541
8.1.4	El impacto sobre los sistemas eléctricos	546

8.2	LA BIOMASA	555
-----	------------	-----

8.2.1	El recurso	555
8.2.2	Implementación y potencial	556
8.2.3	Los costos de producción	558
8.2.4	El problema del abastecimiento	558

8.3	LA ENERGÍA SOLAR	561
-----	------------------	-----

8.3.1	Las tecnologías	561
8.3.2	Indicaciones sobre el mercado fotovoltaico	564
8.3.3	Las decisiones tecnológicas	565

8.4	LOS MECANISMOS DE APOYO	568
-----	-------------------------	-----

8.4.1	Elementos de análisis económico	577
8.4.2	Mecanismos de apoyo y perfiles del riesgo	580
8.4.3	Controversias	582

8.5	LA POLÍTICA EUROPEA	586
-----	---------------------	-----

8.5.1	Las directivas europeas	587
8.5.2	Implementación	591

BIBLIOGRAFÍA		595
--------------	--	-----

## **CAPITULO 9**

### **ENERGÍAS Y MEDIO AMBIENTE 596**

9.1	LOS DATOS PRINCIPALES	598
-----	-----------------------	-----

9.1.1	El efecto calentamiento global antrópico	599
9.1.2	Los primeros elementos de toma de conciencia política	607
9.2	LAS INICIATIVAS DIPLOMÁTICAS	609
9.2.1	Las negociaciones anteriores a la Conferencia de Rio	610
9.2.2	La Conferencia de Rio de Janeiro (1992) y su continuación	617
9.2.3	El Protocolo de Kioto (1997)	624
9.2.4	La Unión Europea	630
9.3	LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS TEXTOS	634
9.3.1	Estructuras comparativas	638
9.3.2	Los mecanismos de flexibilidad	638
9.3.3	El mecanismo del mercado europeo	641
9.4	ECONOMÍA DE UN MERCADO DE PERMISOS	642
9.4.1	Los principios	642
9.4.2	Análisis económico: normas, tasas y mercado	645
9.4.3	El mercado americano de SO <sub>2</sub> y el mercado europeo de CO <sub>2</sub>	654
9.5	PERSPECTIVAS	667
	BIBLIOGRAFÍA	671
<b>CAPITULO 10</b>		
	<b>EJEMPLOS Y ESTUDIOS DE CASO</b>	<b>673</b>
10.1	LOS EQUILIBRIOS DE LA REGULACIÓN EN UN SISTEMA ELÉCTRICO INTEGRADO	674
10.1.1	Tarificación al costo marginal: $p = c_m$	676
10.1.2	El equilibrio del monopolio	677
10.1.3	La tarifación de Ramsey – Boiteux	678
10.1.4	La regulación en “price caps”	679
10.1.5	Una regulación de “cost-plus”	681
10.1.6	La práctica de un precio máximo (competencia potencial)	673
	Anexo 1 Síntesis y simulaciones numéricas	685
	Anexo 2 Indicaciones sobre algunos desarrollos analíticos	688
	Anexo 3 Equilibrio de Ramsey – Boiteux y de “price – caps”	691
10.2	LA COMPETENCIA OLIGOPÓLICA EN EL MERCADO ELÉCTRICO: MODELO DE STACKELBERG	692
10.2.1	Descripción del mercado	692
10.2.2	Análisis de corto plazo	694

Anexo 1 Aproximación lineal de la función de demanda	705
Anexo 2 La competencia de Cournot	706
Anexo 3 El equilibrio de Stackelberg	707
10.3 EFECTOS DE NO CONVEXIDAD: EJEMPLOS EN PARQUES ELEMENTALES	709
10.3.1 Los conceptos: un ejemplo con tres Centrales	709
10.3.2 Ausencia de equilibrio: el caso de un parque con dos Centrales	713
10.3.3 Equilibrio con precios negativos	715
10.3.4 Ejemplo de gestión de una situación de precios negativos por la Flexibilidad de dos Centrales	717
10.4 PROYECTOS DE EXPLORACIÓN – PRODUCCIÓN EN PETROLEO Y /GAS	717
10.4.1 La exploración-produccion (E&P)	717
10.4.2 Ejemplo 1: la adquisición de una licencia de exploración – produccion Petrolera	720
10.4.3 Ejemplo 2: la adquisición de una participación en una sociedad que explota un campo de gas	727
10.5 DIFERENCIAR LA INVERSIÓN MARGINAL: EL CASO DE TURBINAS GAS – VAPOR	729
10.5.1 Introducción	729
10.5.2 El mercado italiano	730
10.5.3 El mercado holandés	734
10.6 LOS DESAFÍOS ECONÓMICOS DE UN MERCADO DE PERMISOS: UN EJEMPLO DE LOS PARÁMETROS EN DEBATE	738
10.6.1 El perímetro de aplicación de un mercado de permisos	738
10.6.2 La descripción de los equilibrios económicos	739
10.6.3 Las tecnologías de reducción de emisiones	741
10.6.4 La construcción de escenarios y los criterios de evaluación	742
10.6.5 Los criterios de evaluación de una política climática	743
10.6.6 La calibración del modelo	744
10.6.7 Las enseñanzas del modelo	745
Anexo	749
10.7 UNA CENTRAL EÓLICA EN PORTUGAL	754
10.7.1 Los datos institucionales y del mercado	754
10.7.2 El proyecto	756
10.7.3 Las hipótesis de valorización del proyecto	756
10.7.4 Los resultados	756
10.8 LAS CAPACIDADES DE RESERVA: UNA COMPARACIÓN PROBABILÍSTICA TGV – EÓLICAS	758
10.8.1 La situación	759

10.8.2 Datos e hipótesis	759
10.8.3 Parámetros	760
10.8.4 Resultados	760
10.9 ENERGÍA EÓLICA: LA PAREJA RIESGO – BENEFICIO PARA EL INVERSOR	764
10.9.1 Metodología	764
10.9.2 Situación y datos	766
10.9.3 Resultados y comentarios	767
Anexo al Capítulo 10: Los parámetros financieros en la toma de decisiones de Inversión	770
<b>INDICE</b>	775

## **Energía (Contratapa).**

En los últimos veinte años, pocas industrias conocieron una mutación comparable a la que “cambio la industria” en los diferentes sectores energéticos: petróleo, gas, carbón, electricidad, nuclear, renovables.

**Los cambios tecnológicos, las relaciones de fuerza entre los países, los comportamientos de los actores, las decisiones políticas impulsando el corazón de todas las reformas,** tanto como los grandes determinantes que cambiaron los parámetros fundamentales de estas actividades.

Como se forman los precios sobre los diferentes mercados? Como tener en cuenta las dos dimensiones de la energía: la de bienes estratégicos como así también la de servicios públicos? Lo que vale para una energía es válido para las demás? Puede el mercado substituir a la planificación y en que condiciones? Cuáles son las relaciones entre energía y medio ambiente.

He aquí algunas preguntas, entre muchas otras, a las que este libro aporta respuestas.

**Esta obra traza por primera vez, un balance de los cambios, basada en un análisis económico rigurosos de los sectores y del “bien energía” en su conjunto.** También brinda **numerosos datos cuantitativos e institucionales** presentados en forma sintética y propone **análisis críticos de las políticas llevadas adelante en Europa y en el mundo.**

Si el **enfoque es en principio metodológico,** el texto brinda también **numerosos ejemplos de situaciones observadas en la práctica y estudios de caso.**

Este libro puede satisfacer a un público amplio: estudiantes de ingeniería, de licenciaturas o maestrías de economía y ciencias políticas, responsables y observadores de la industria de la energía y de la economía en conjunto.

**Escrito de forma pedagógica y producto de la experiencia de la enseñanza y de la práctica,** presenta en cuadros aspectos formales o teóricos y en tablas de síntesis los grandes datos históricos **lo que permite varios niveles de lectura y un fácil acceso a la documentación.**

### **Jean Pierre Hansen:**

*es ingeniero y economista. Durante más de veinte años dirigió Electrabel, una de las principales compañías europeas de electricidad. Ejerció la presidencia de empresas energéticas activas en Europa y en el ámbito internacional (Fluxis, Distrigaz, Tractebel), forma parte de los consejos de administración de sociedades industriales y financieras. Miembro del comité ejecutivo de GDF SUEZ donde preside el Comité de Política Energética, enseña economía en la Universidad Católica de Louvain y en la Ecole Polytechnique de Paris.*

### **Jacques Percebois**

*Es profesor de la Universidad de Montpellier, donde dirige el Centro de Investigación en Economía y Dercho de la Energía. Decano Honorario de la Facultad de Economía, enseña economía pública y economía de la energía. También interviene en formaciones en la Ecole de Mines de Paris y en el Institut Francais du Petrole. Autor de varios libros y numerosos artículos,*



*recibió el “2006 Outstanding Contributions to the Profession Award”, entregado por la Asociación Internacional de Economistas de Energía (IAEE).*