

# Planificación de la Expansión de la Generación de Sistemas Eléctricos

26 de marzo de 2025  
Gonzalo Casaravilla

# Organización de la clase

- Definición, ejes, contexto y criterios de la PEG.
- Costos fijos, variables, corrientes, constantes, actualizadores y costos nivelados.
- Economía Básica. Teoría Marginalista, Beneficios por Sustitución, Pagos por Potencia Disponible, Gradientes de Inversión, Optimización del CAD, Valor Esperado y Gestión de Riesgos.
- Modelo Simple de PEG (termo-hidráulico energético)
- Optimización de Escenarios (Herramienta OddFace)
- Ejemplo: Caso Uruguay
- Otros ejemplos.

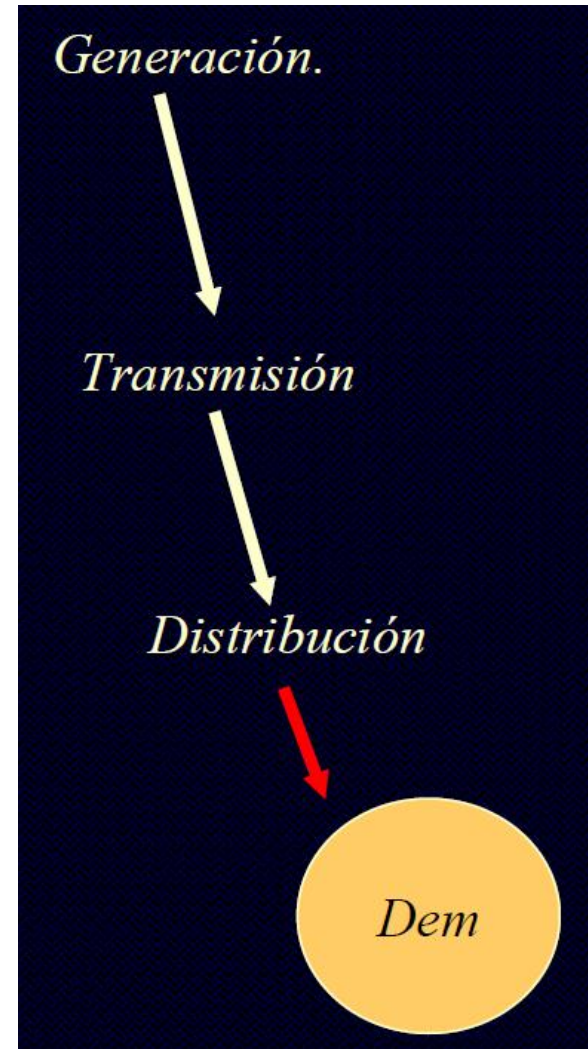
# Sistema de Energía Eléctrica



# Planificación de la Expansión de la Generación

## Objetivo:

Determinar **qué, cuánto y cuándo** instalar infraestructura de generación de energía eléctrica de tal forma de **abastecer los requerimientos** de energía y potencia de un Sistema Eléctrico, **al menor costo** posible, con suficiente **evaluación de los riesgos** y en condiciones de **calidad aceptable**.



# ¿Y la transmisión, y la, y el ....?

Uno de tantos ejemplos....

**State-of-the-art generation expansion planning: A review**

Nikolaos E. Koltsaklis\*, Athanasios S. Dagoumas.

Energy & Environmental Policy Laboratory, School of Economics, Business and International Studies, University of Piraeus, 18532 Piraeus, Greece

- Integration of generation and transmission power system, placing special emphasis on the role of electricity trade.
- Consideration of risk assessment in generation expansion planning.
- Integration of electric vehicles in power systems.
- Integration of long-term GEP with short-term power systems operation.
- Power and natural gas systems interdependence.
- Energy storage and demand-side impacts on GEP.
- Policy implications on power investments, highlighting the role of supply of security.

# Ejes principales de la PEG

- Hipótesis
- Recursos
- Modelar y Simular
- **Qué, cuánto y cuándo**
  - Riesgo
  - Costos de Arrepentimiento.



El **cómo** es **OTRA** dimensión  
que no debería cambiar la **EXPANSIÓN**

# Horizontes de tiempo y la PEG

- Reserva Operativa (2 % de la Demanda; < 10 minutos).
  - Reserva 10 minutos (2 % de la Demanda; 10 a 20 minutos).
  - Reserva Fría (3% de la Demanda; 20 minutos).
  - Seguimiento de la Demanda Horaria (MANUAL...AGC).
  - Planificación Semanal (Pronósticos de T, recursos, Inter...).
  - Programación Estacional (seis meses)(Pronósticos climáticos).
  - Garantía de Suministro (decenas de años)(reglamentación).
  - **PEG (decenas de años).**
- }

AUTOMÁTICO  
EN CENTRAL

}

OPERADOR EN  
DESPACHO  
CENTRALIZADO

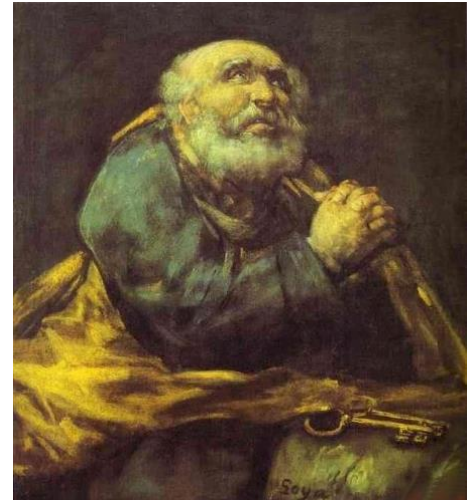
}

ESTUDIOS DE  
MEDIANO Y  
LARGO PLAZO

# Escenarios e Hipótesis

## Planificar = Hipótesis y más hipótesis...

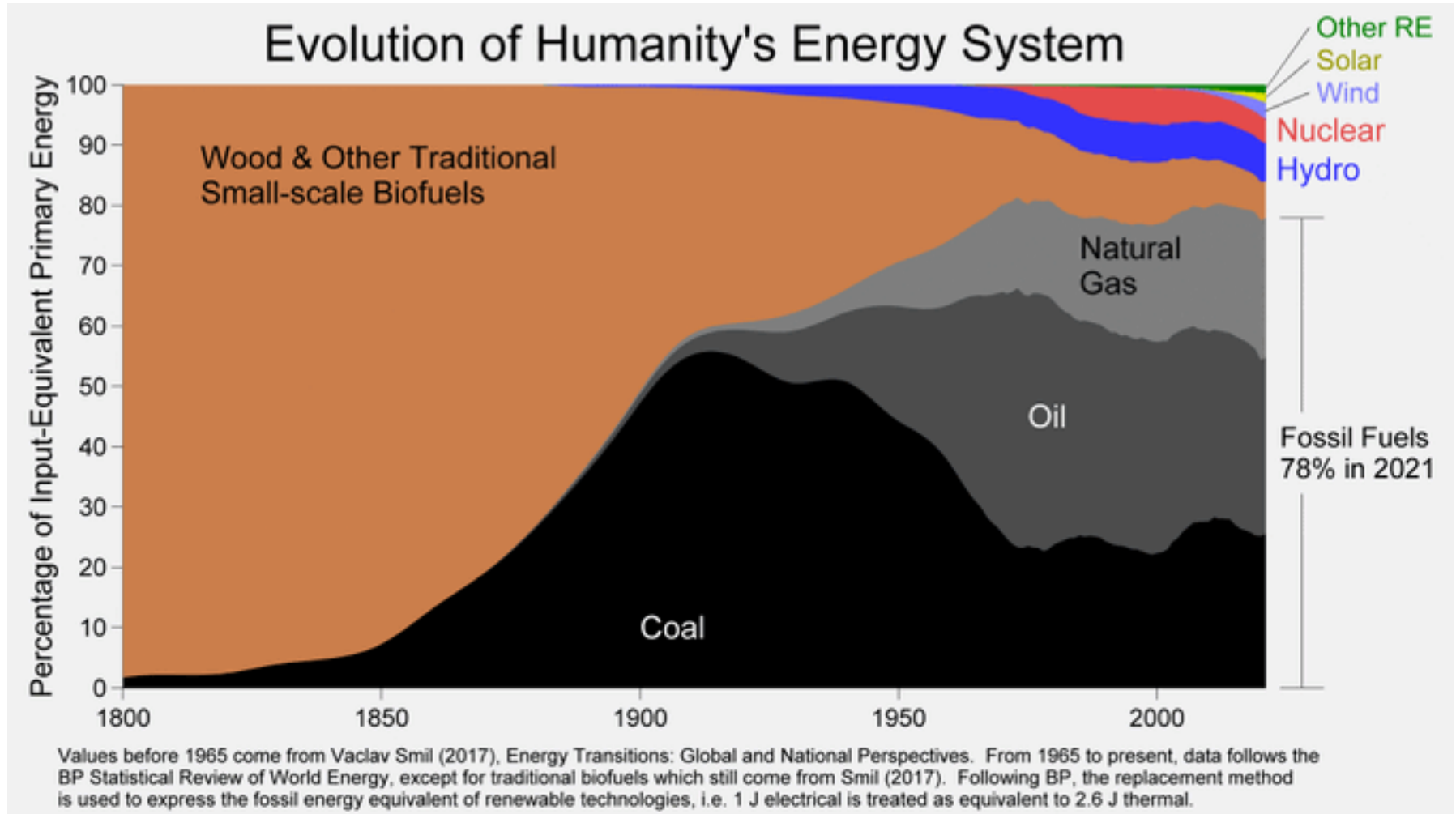
- Geopolítica de mediano y largo plazo.
- Intercambio regional de energía.
- Costo de los combustibles fósiles.
- Costos de las tecnologías.
- Crecimiento de la demanda.
- Eventos extraordinarios o poco frecuentes.
- Disrupciones tecnológicas.



...y el diario del LUNES

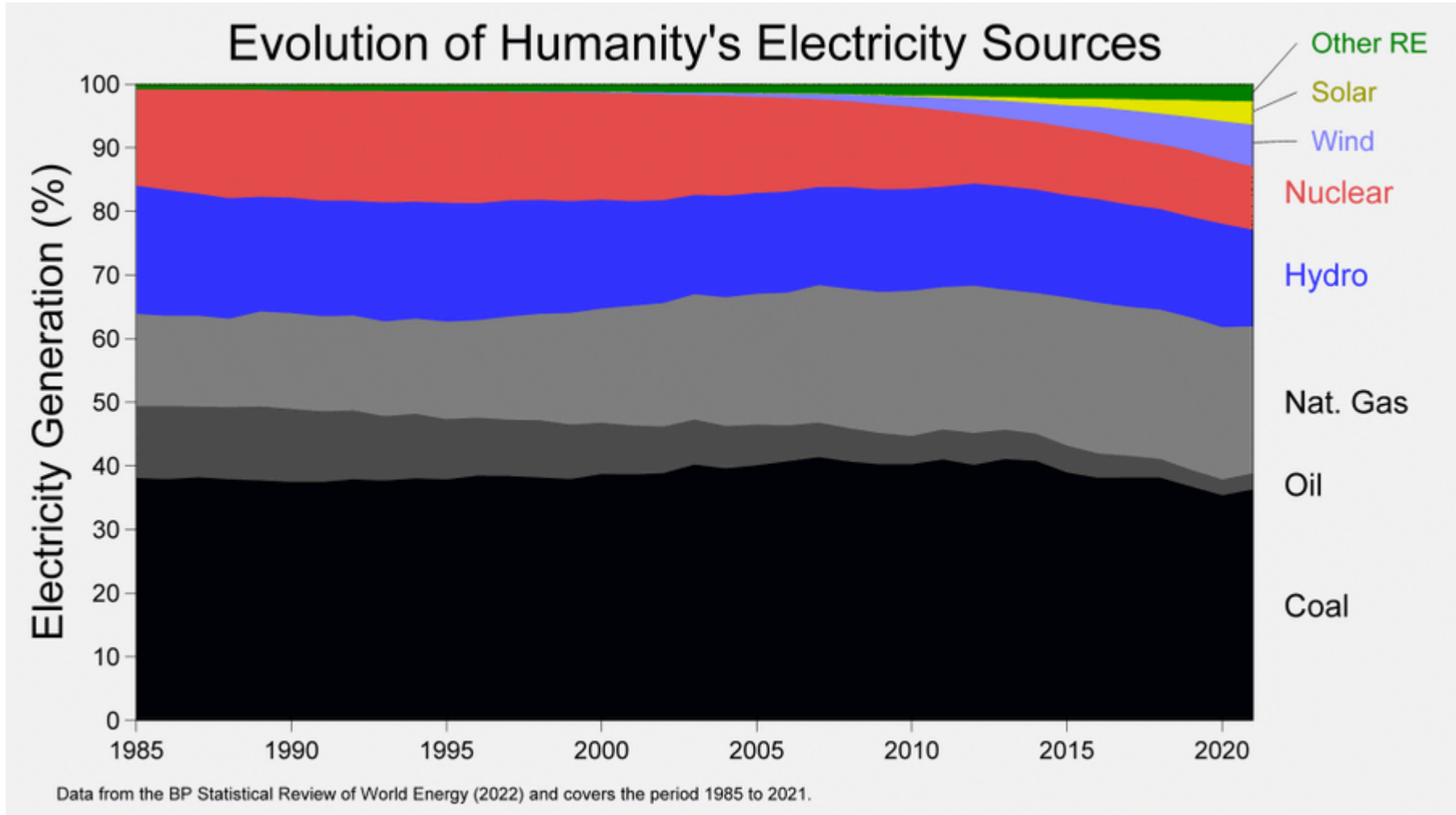


# Perspectiva histórica: Recién empieza la Desarbonización...



<https://twitter.com/RARohde/status/1547181637326209024?t=jyzjl3r4txdzB3MpWCxtjw&s=08>

# La Ansiedad es mala consejera: Cambios lentos, pero cambios al fin...



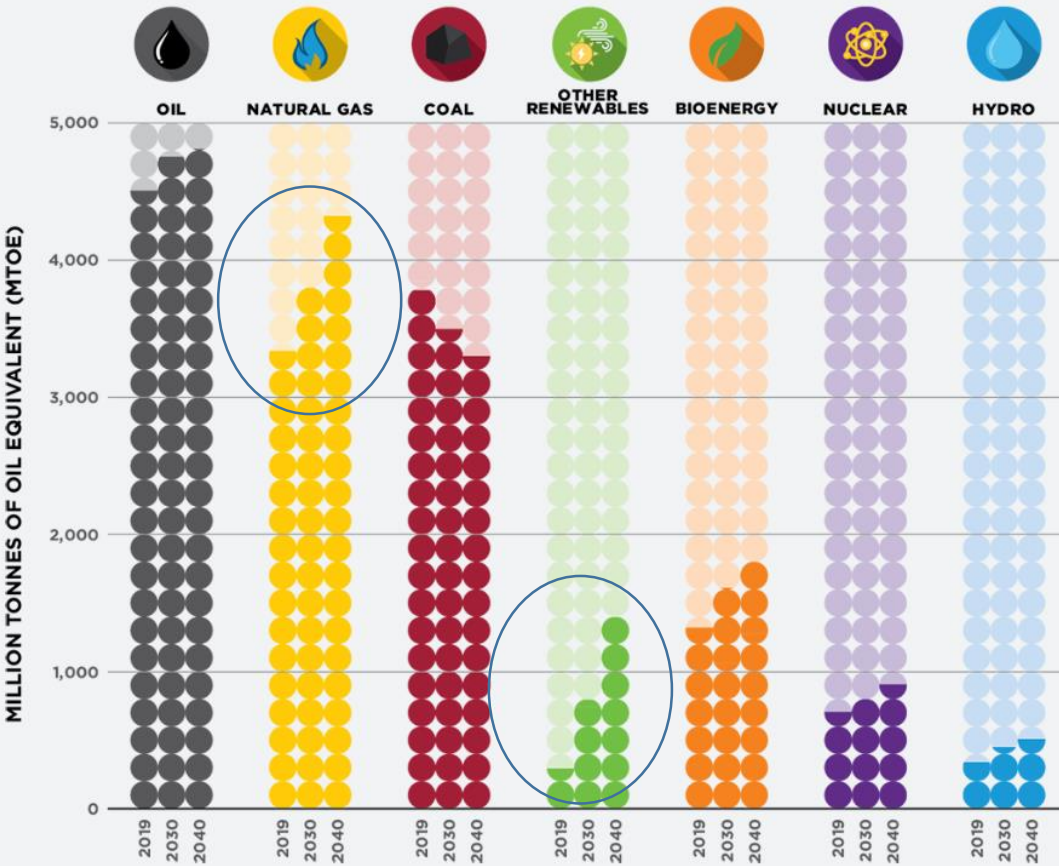
<https://twitter.com/RARohde/status/1547181637326209024?t=jyzjl3r4txdzB3MpWCXtjw&s=08>

# Al 2040...todo cambia...un poco

## Energy Consumption by the Numbers

The IEA's annual projections indicate global energy demand will continue to increase as the world grows and reduces poverty. In its 2021 report, the IEA projects that by 2040:

- 8.5 billion: Global population is expected to grow an additional .5 billion; from 8 billion in 2020 to over 8.5 billion in 2030. Increased energy demand coming from emerging markets and developing economies.
- 21%: World energy supply is forecast to increase 21%
- 2 times more: The world would need twice as much energy as it produces today if it weren't for continuous improvements in energy efficiency.
- 22%: Natural gas demand up by 22%. Many nations are looking to natural gas for affordable and reliable electrical power generation that produces lower emissions than coal.
- 16%: Total oil demand increase. While use of oil for transportation will peak, growth in petrochemicals means more oil will be needed in the future.
- 52%: growth in global electricity generation. Currently 772 million people worldwide still live without access to electricity.



SOURCE: IEA 2020 World Energy Outlook, Stated Policies Scenario

**¡Al 2040 52 % de aumento de la Generación Eléctrica!**



<https://www.capp.ca/energy/world-energy-needs/>

# Las fuerzas de cambio

Para el 2040, la población del mundo necesitará  
52% más energía eléctrica que hoy.

Cada región tiene contextos muy diferentes y compiten entre sí

China, India y Japón

Medio Oriente

África

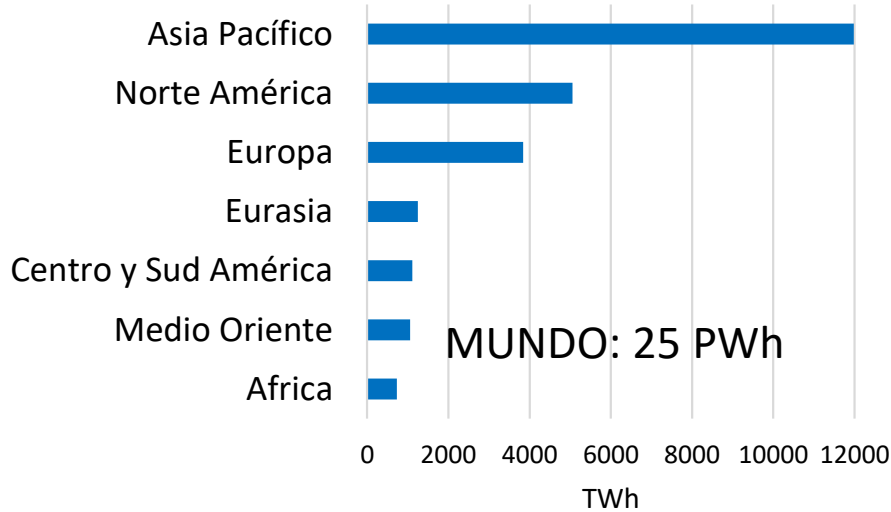
Latino América

América del Norte y Europa

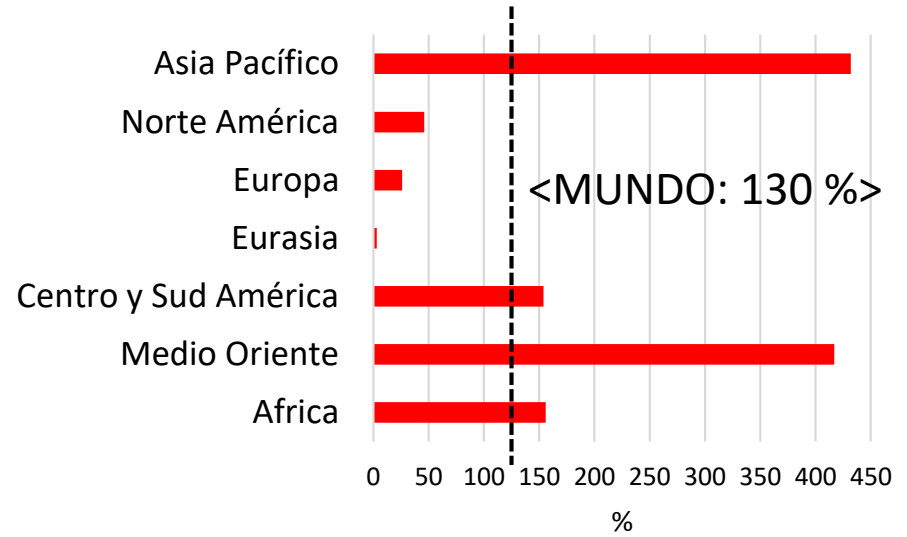


# Quién es Quién

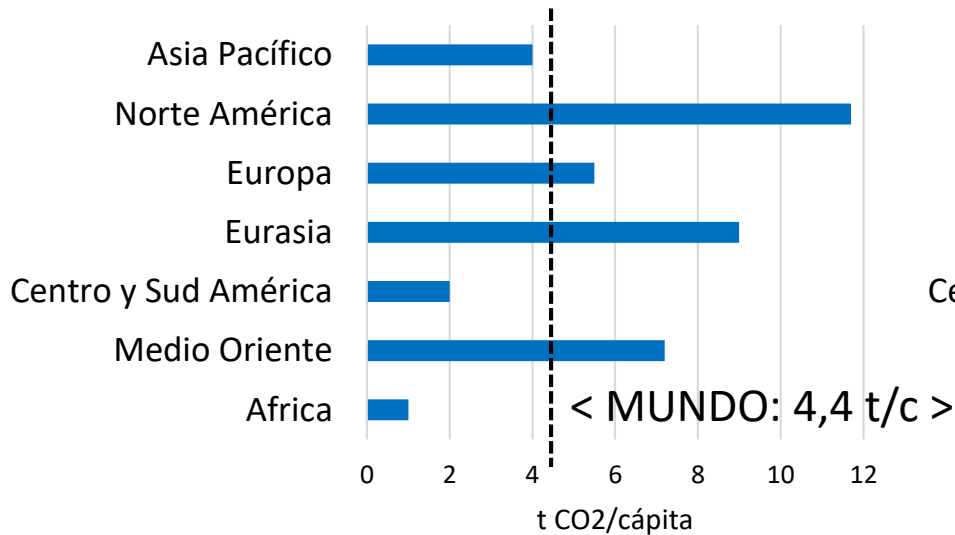
## Consumo de energía eléctrica 2019



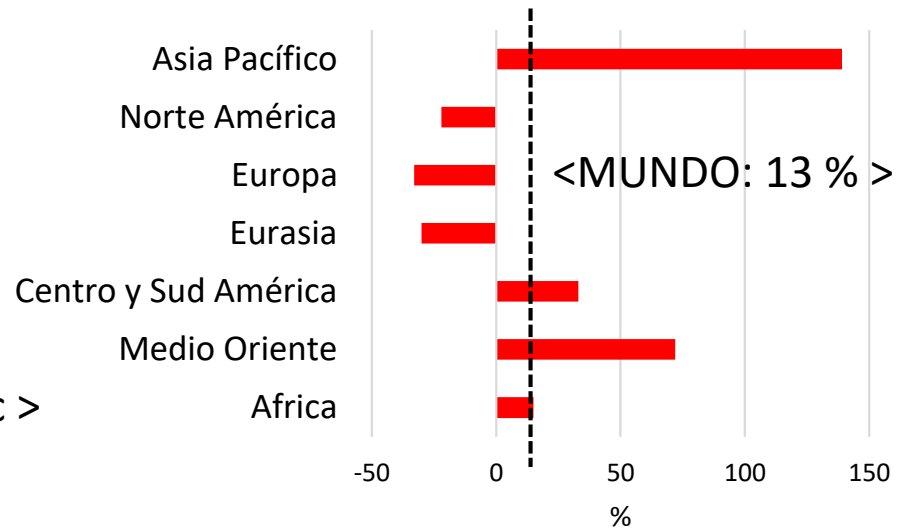
## % de crecimiento desde 1990



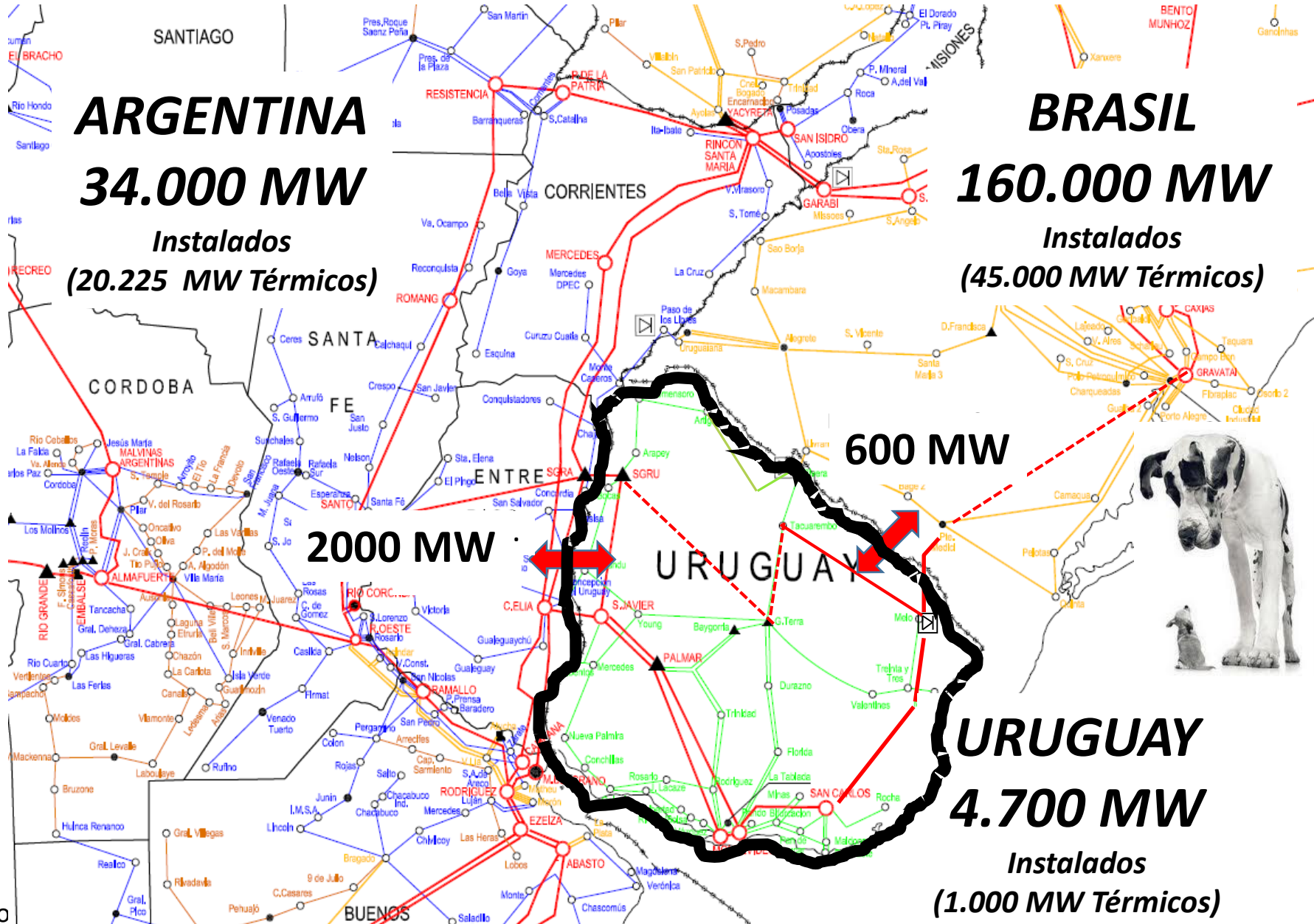
## Emisión de CO2 en 2019



## % de crecimiento desde 1990



# Integración vs. Riesgo y Soberanía



**ARGENTINA**  
**34.000 MW**  
 Instalados  
 (20.225 MW Térmicos)

**BRASIL**  
**160.000 MW**  
 Instalados  
 (45.000 MW Térmicos)

**2000 MW**

**600 MW**

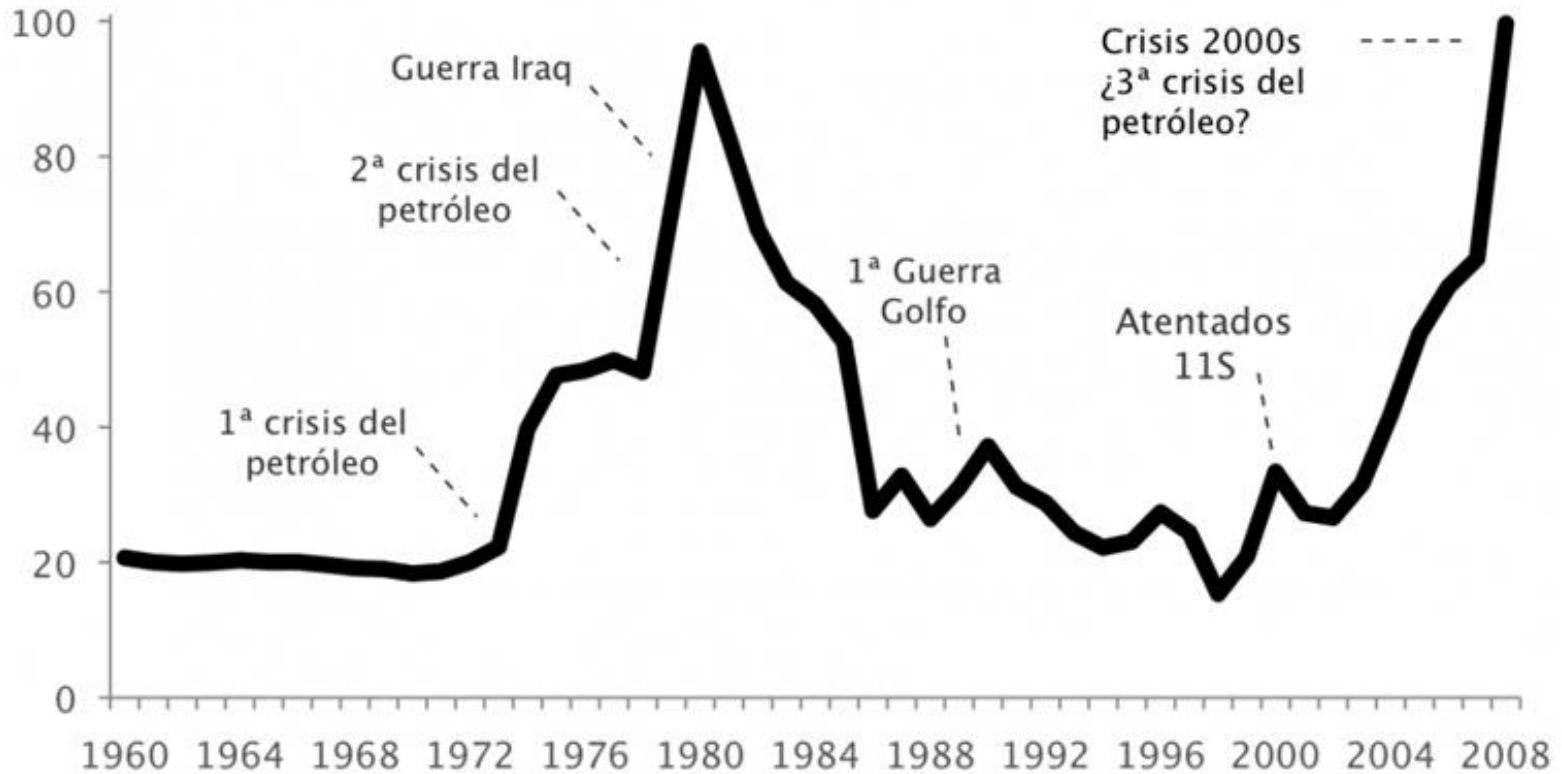
**URUGUAY**  
**4.700 MW**  
 Instalados  
 (1.000 MW Térmicos)



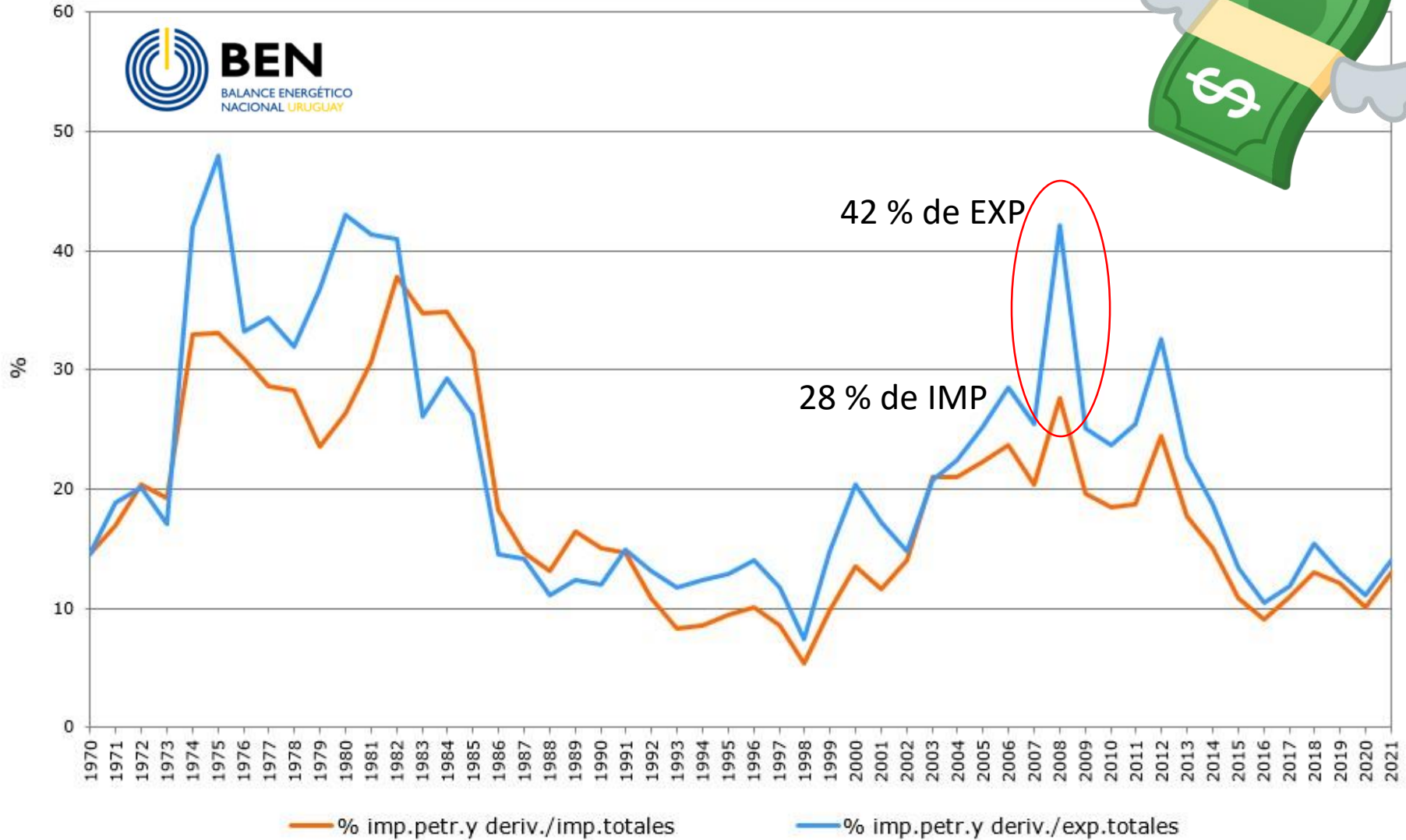
# Vulnerabilidad a las variabilidades...

## Precio del Petróleo — Perspectiva Histórica

Barril Texas (dólares de 2007)



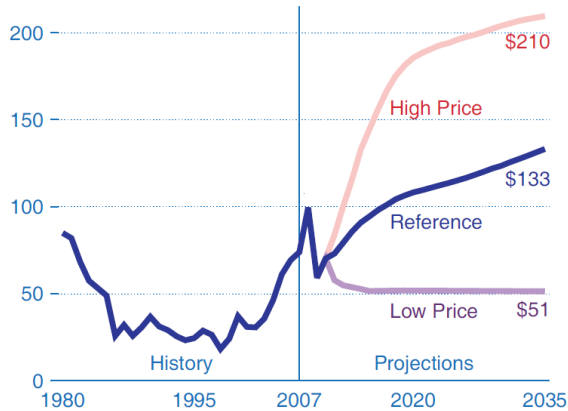
# Uruguay y el racionamiento de energía eléctrica...



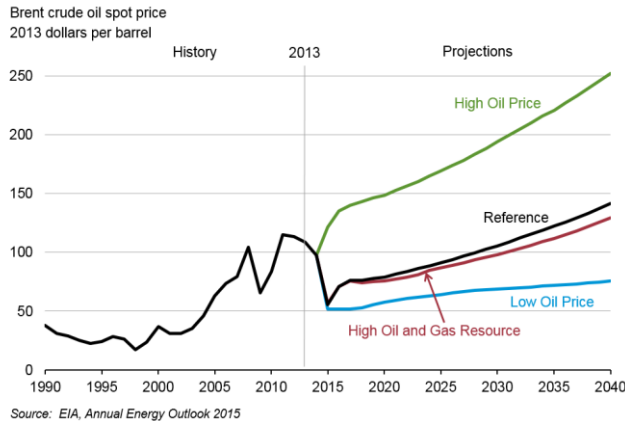


# Modelado del costo de los fósiles

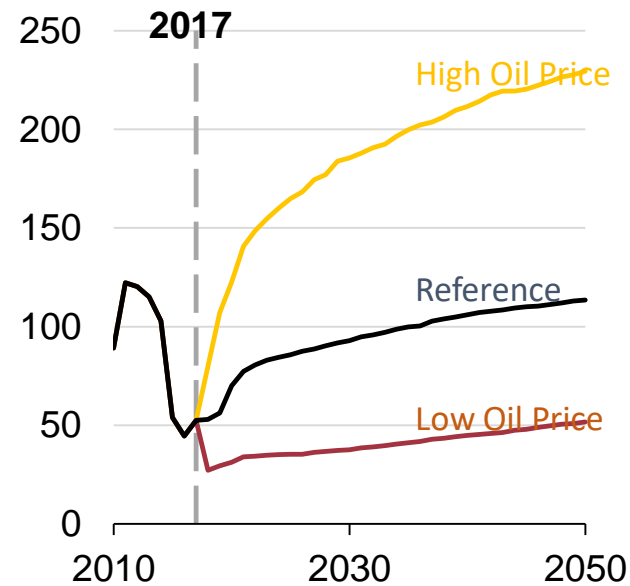
Figure 32. World oil prices in three cases, 1980-2035 (2008 dollars per barrel)



AEO2015 explores scenarios that encompass a wide range of future crude oil price paths

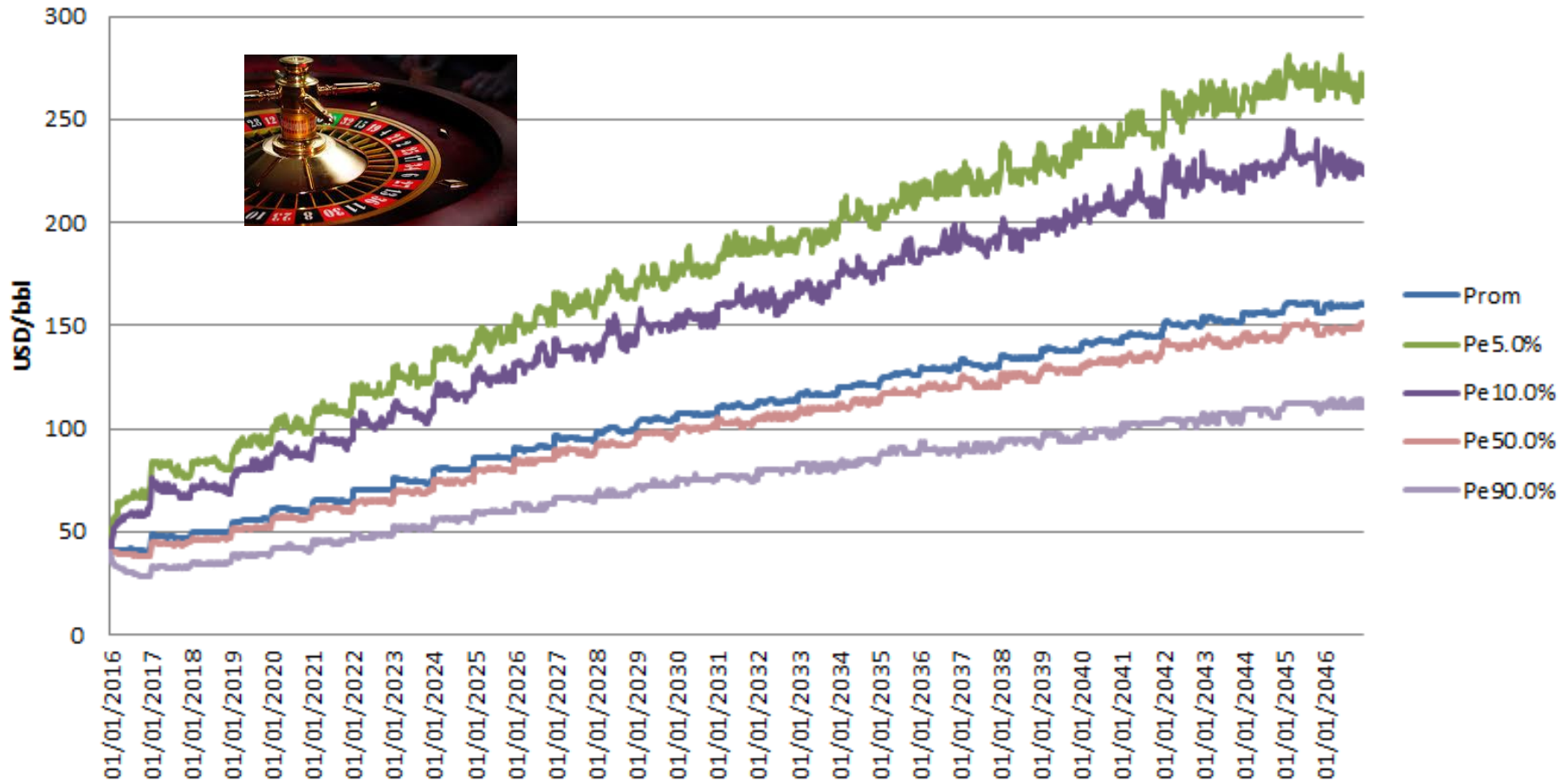


North Sea Brent oil price 2017 dollars per barrel

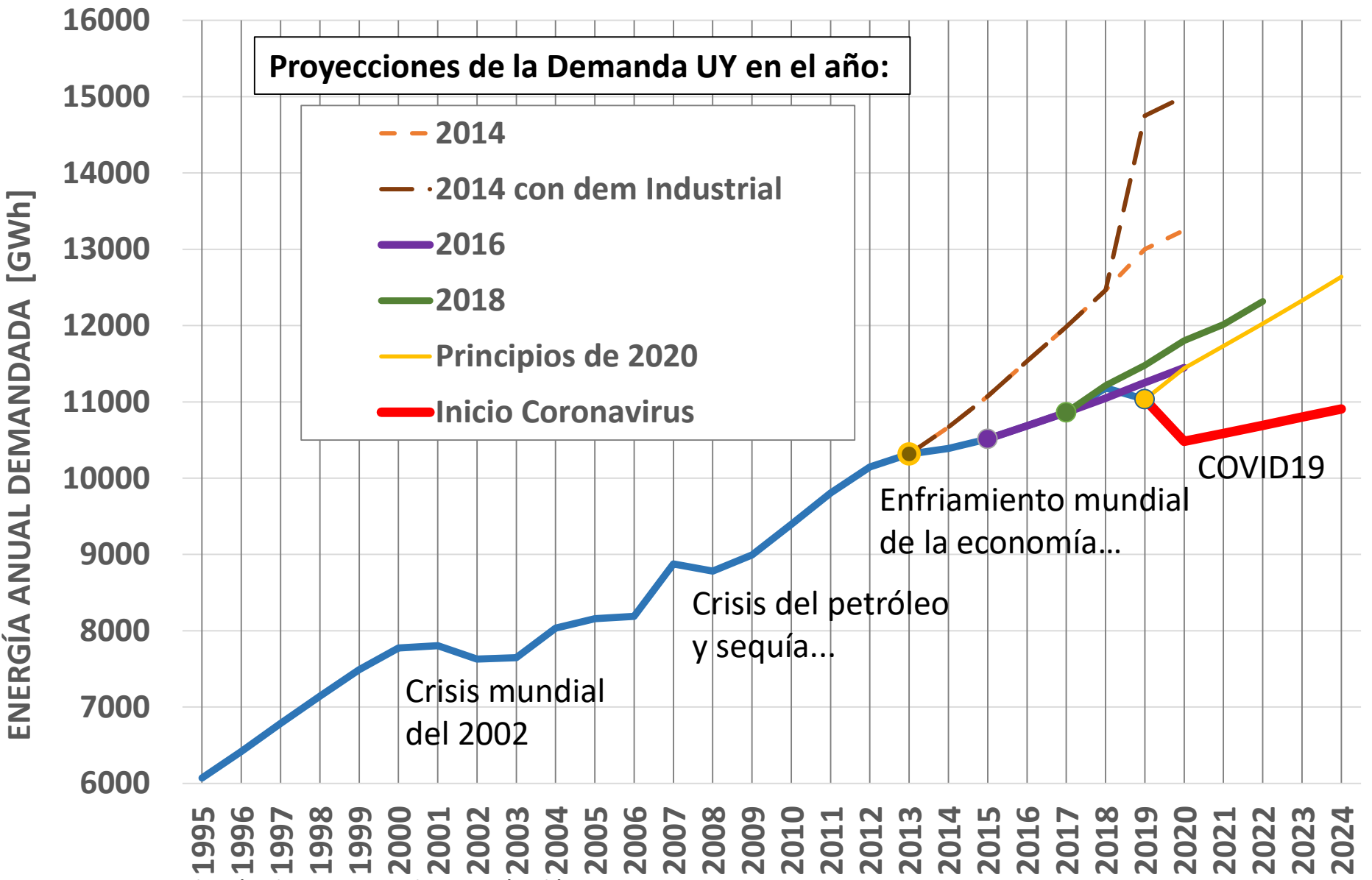


# El petróleo es una fuente aleatoria más...

## Variación del Precio del Petróleo - Caso Base

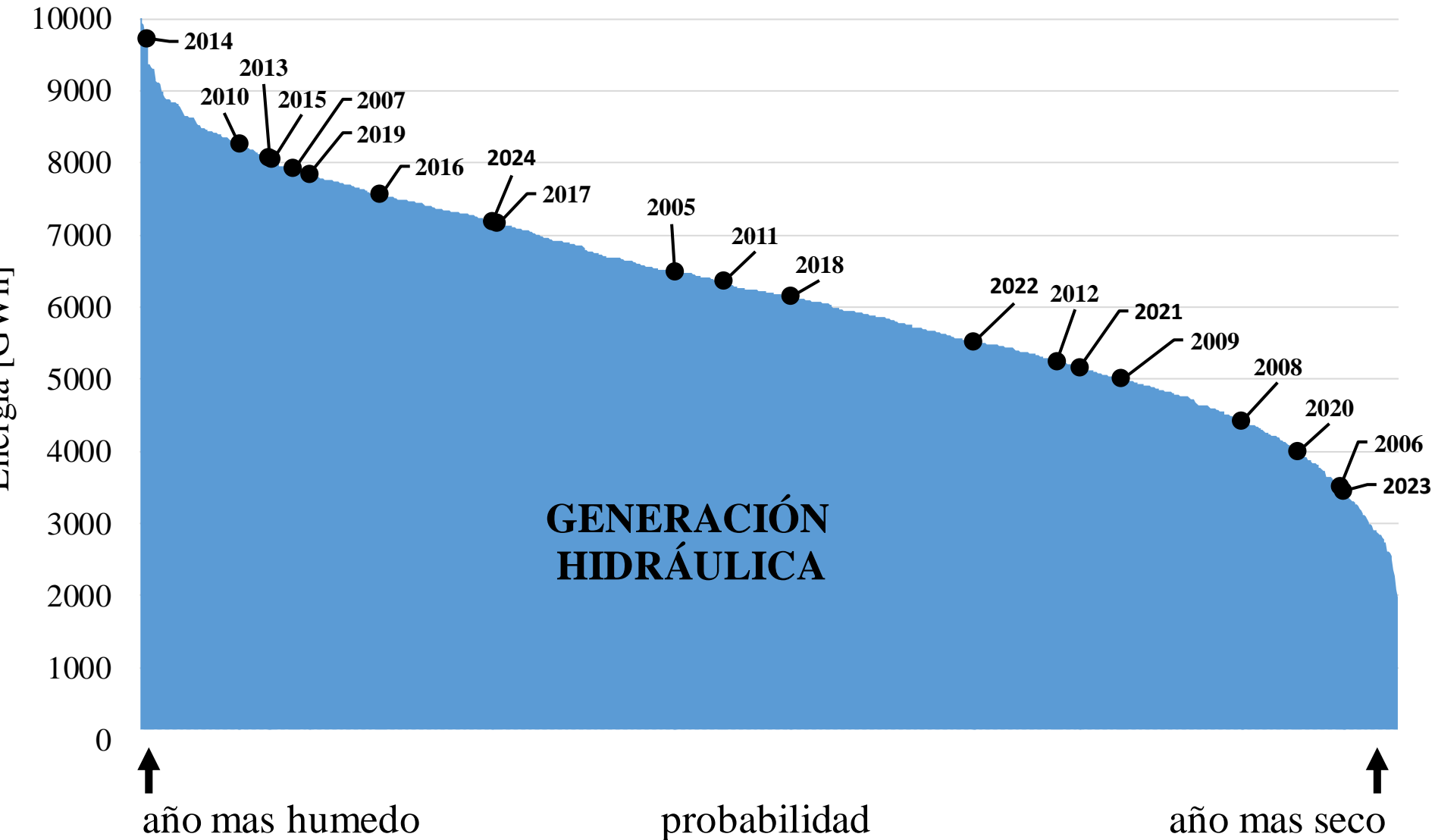


# La que *Manda* es la *Demanda*



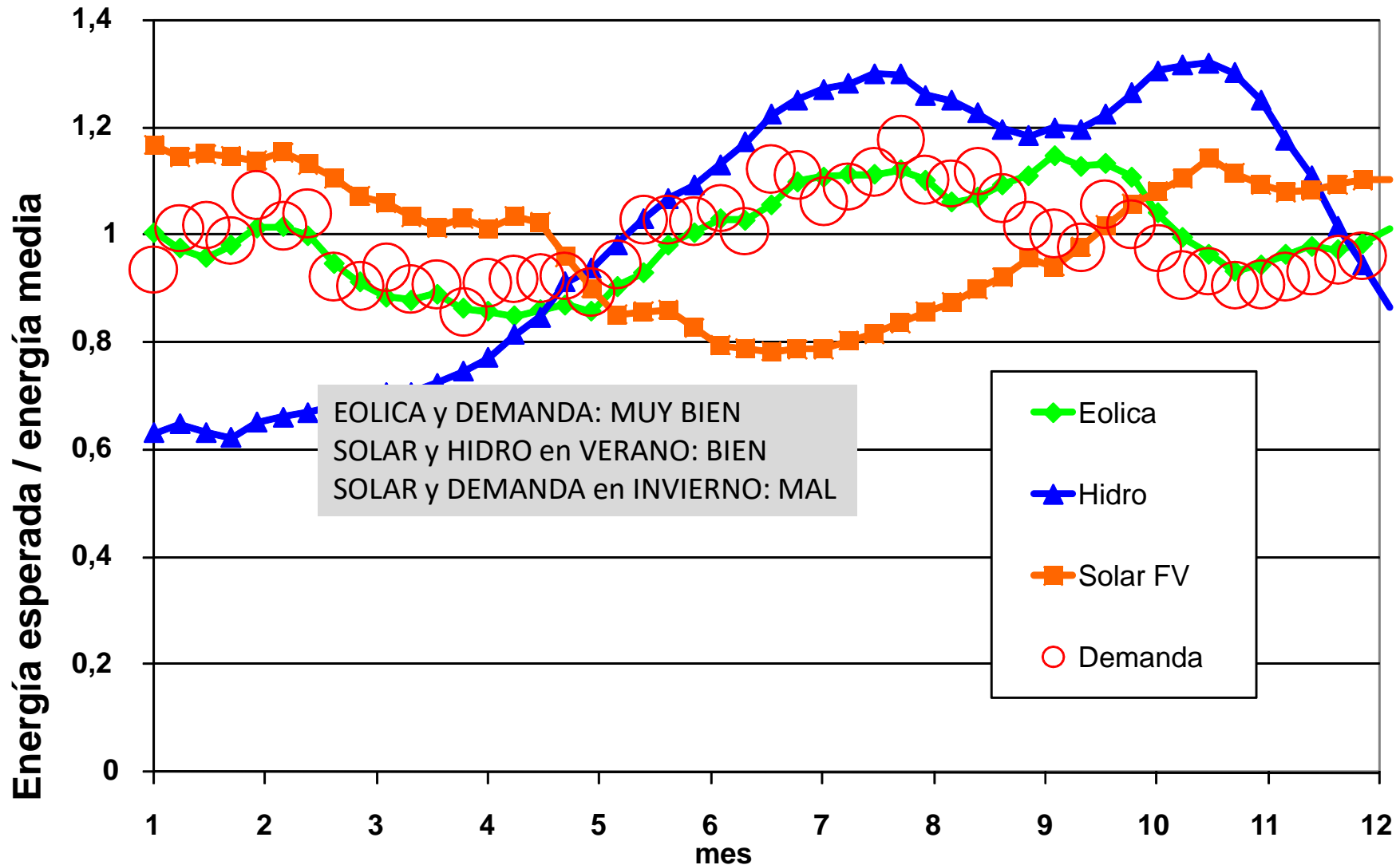
# Conocimiento de los Recursos

## Histórico de Generación Hidráulica de Uruguay

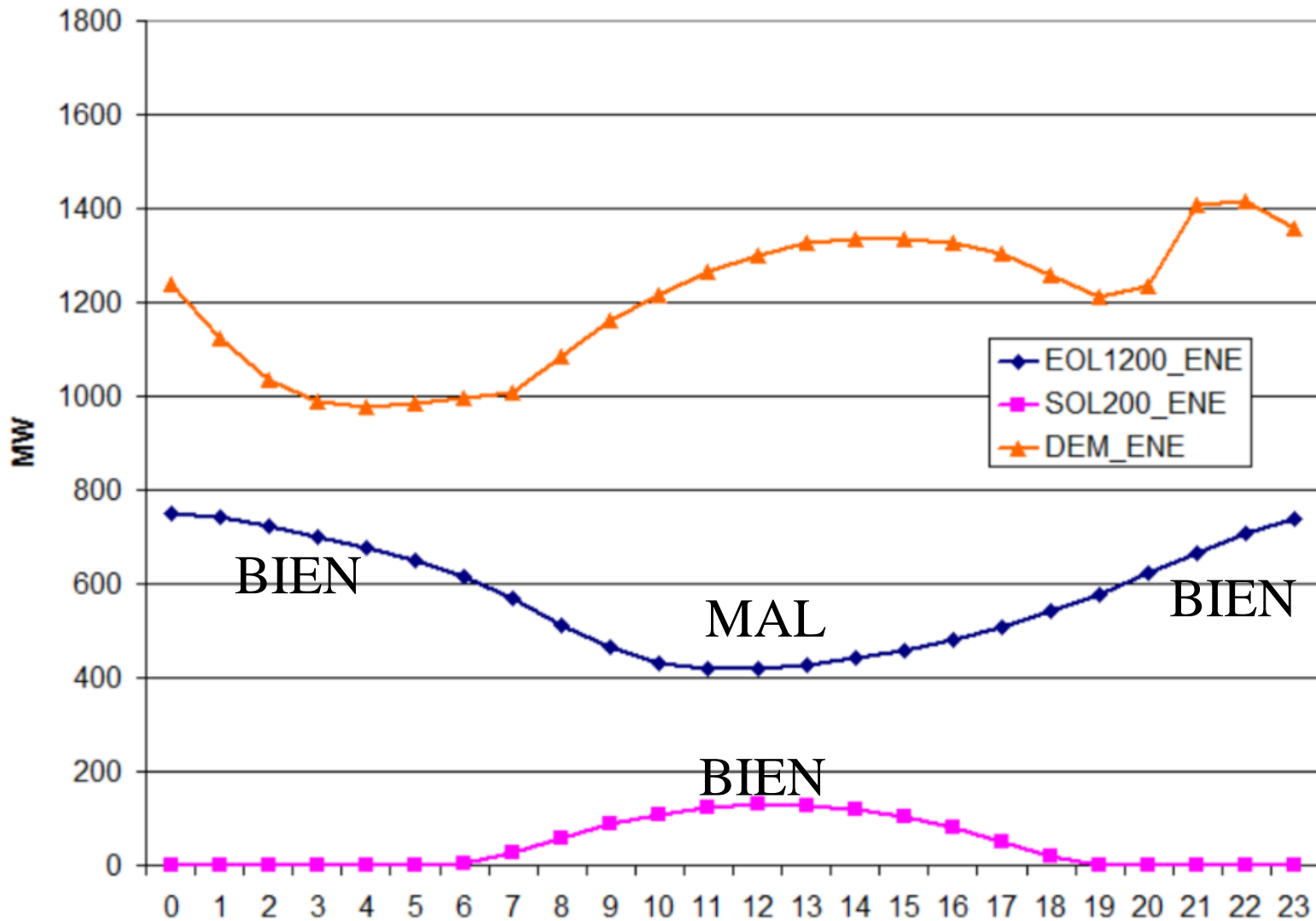


# La importancia de las Correlaciones

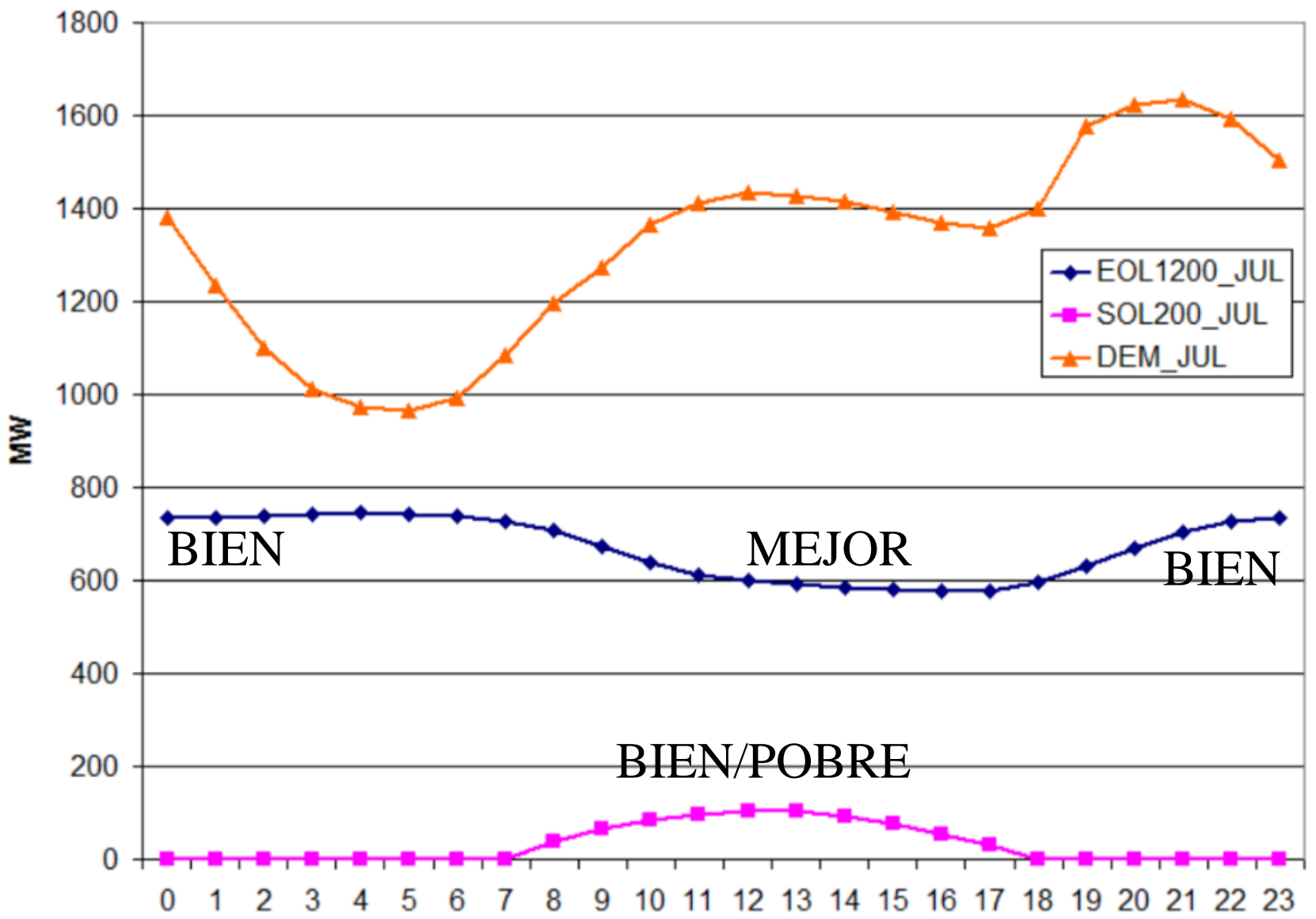
Por ejemplo en Uruguay Demanda y recursos están muy bien correlacionados



# Perfil diario Valor Esperado VERANO



# Perfil diario Valor Esperado INVIERNO



# No todo sirve para todo

## Energy Resources—Matrix of Applications

Despite convergence in the LCOE of certain renewable energy and conventional generation technologies, direct comparisons must take into account issues such as location (e.g., centralized vs. distributed) and dispatch characteristics (e.g., baseload and/or dispatchable intermediate capacity vs. those of peaking or intermittent technologies)

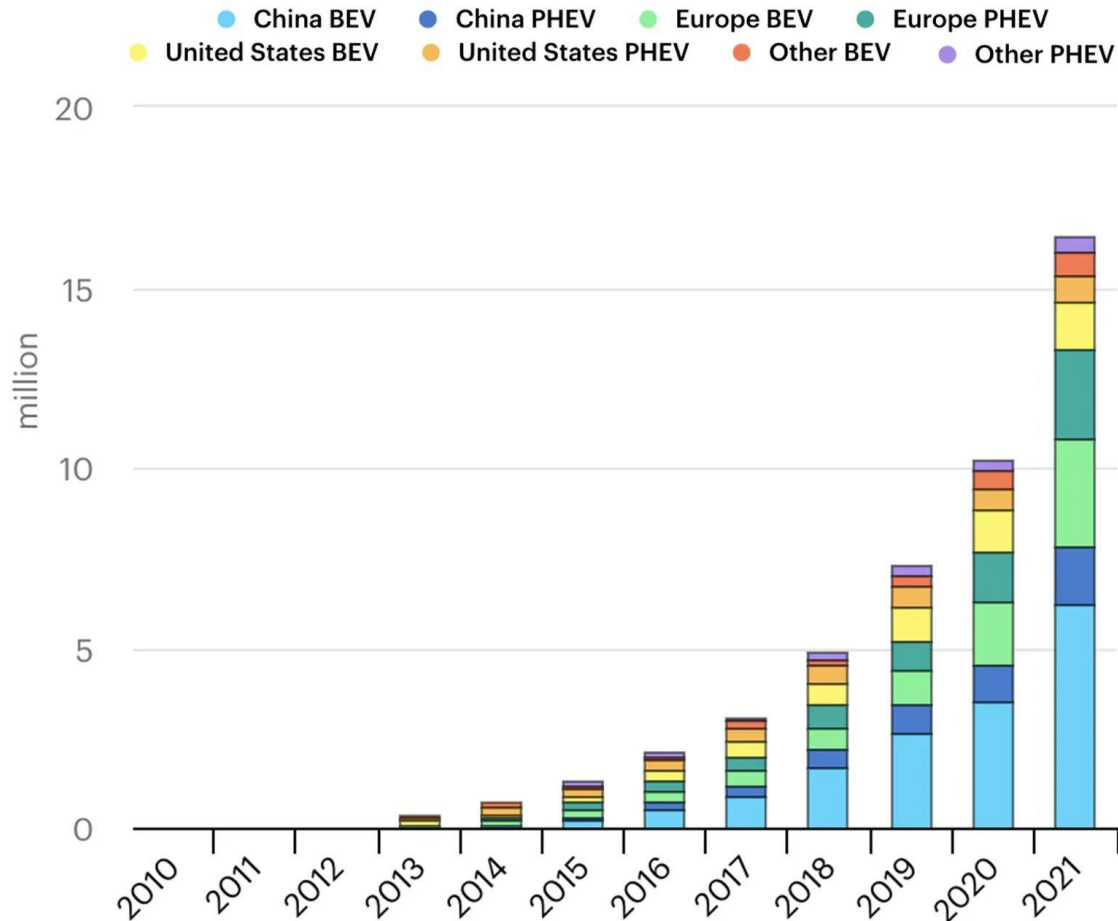
- This analysis does not take into account potential social and environmental externalities or reliability-related considerations

		Carbon Neutral/ REC Potential	Location		Geography	Dispatch		
			Distributed	Centralized		Intermittent	Peaking	Load-Following
Renewable Energy	Solar PV <sup>(1)</sup>	✓	✓	✓	Universal <sup>(2)</sup>	✓	✓	
	Solar Thermal	✓		✓	Rural	✓	✓	✓
	Geothermal	✓		✓	Varies			✓
	Onshore Wind	✓		✓	Rural	✓		
Conventional	Gas Peaking	✗	✓	✓	Universal		✓	✓
	Nuclear	✓		✓	Rural			✓
	Coal	✗		✓	Co-located or rural			✓
	Gas Combined Cycle	✗		✓	Universal		✓	✓



# Electric car sales reached record heights in 2021 & have remained strong so far in 2022

Global electric car stock, 2010-2021



Note: BEV = battery electric vehicle; PHEV = plug-in hybrid electric vehicle

¿Qué pasa si todos los taxis, ómnibus urbanos y suburbanos de Uruguay se pasan a Eléctricos?

La demanda anual de energía aumentaría **499 GWh**

¿Qué pasa si el millón de vehículos que circulan hoy en Uruguay se pasan a eléctricos?

La demanda anual de energía aumentaría **2.700 GWh**

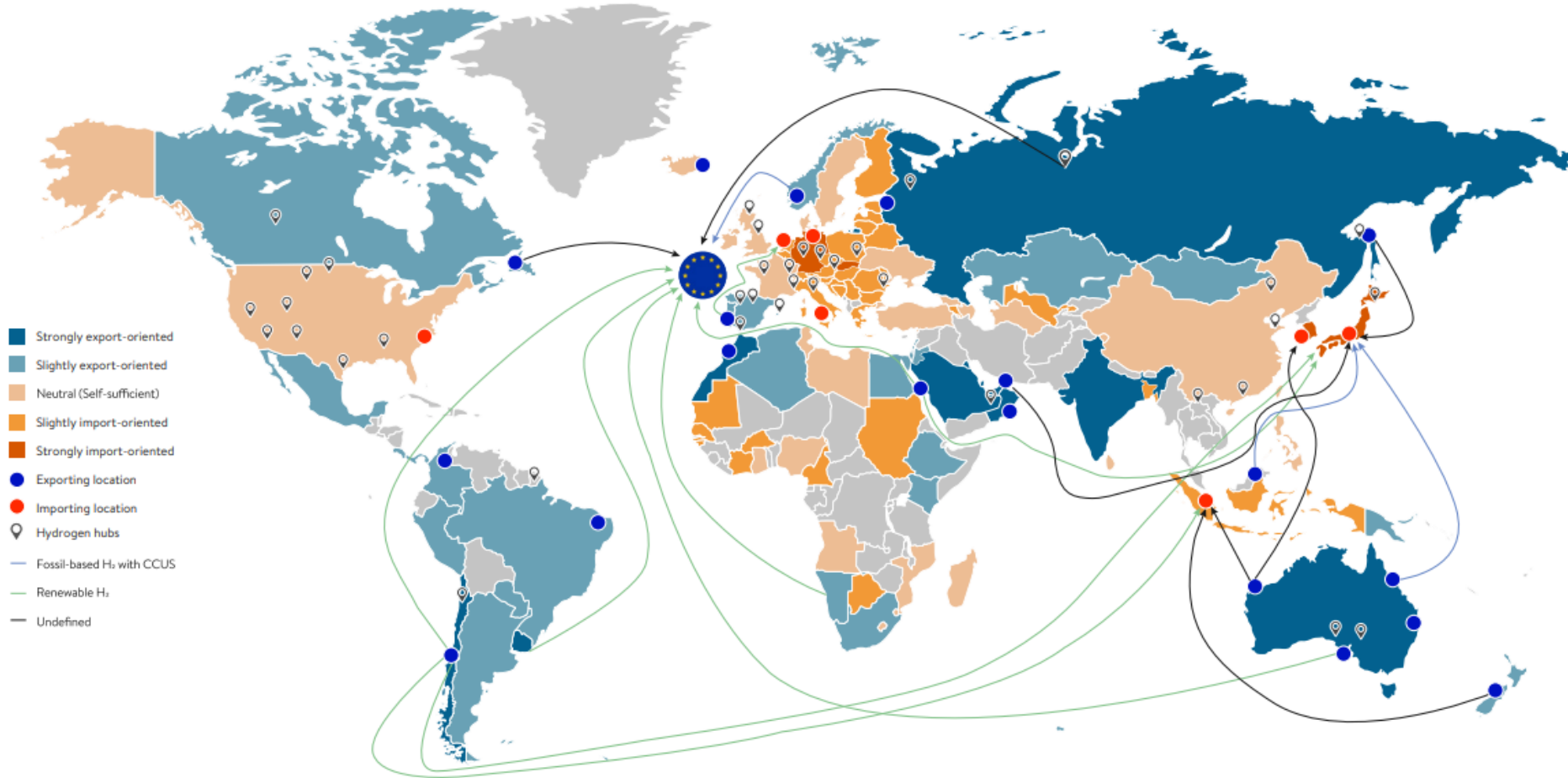


La demanda de Uruguay en 2032 sería de 14.000 GWh

Si todo pasara a eléctrico, sería un aumento de **20 %**

# ¿Y el hidrógeno?

Figure 1. Map of potential low-carbon hydrogen import-export dynamics in 2040

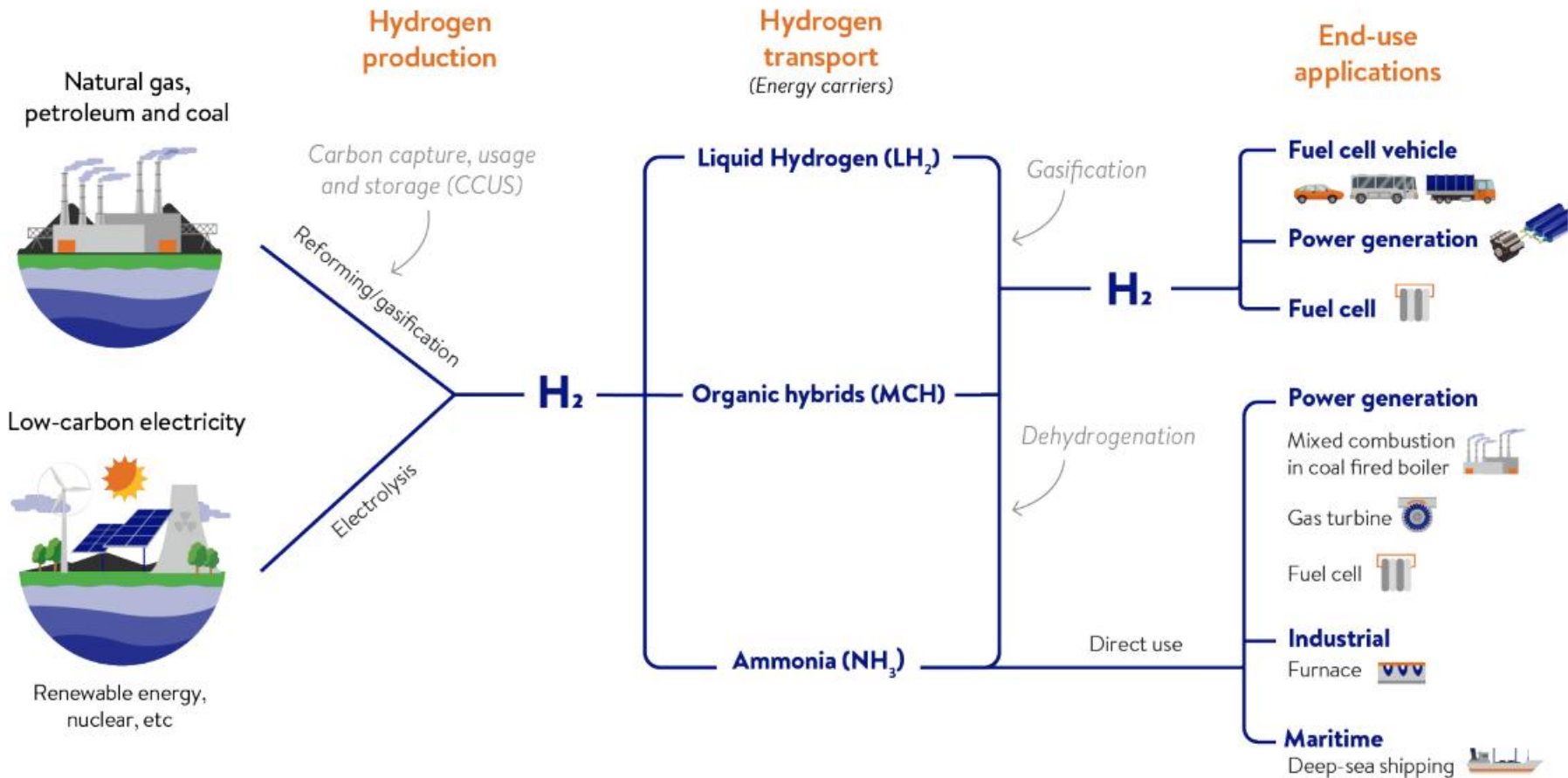


Source: World Energy Council

[https://www.worldenergy.org/assets/downloads/World\\_Energy\\_Insights\\_Working\\_Paper\\_Regional\\_insights\\_into\\_low-carbon\\_hydrogen\\_scale\\_up.pdf](https://www.worldenergy.org/assets/downloads/World_Energy_Insights_Working_Paper_Regional_insights_into_low-carbon_hydrogen_scale_up.pdf)

# Para la PEG es un insumo más...

Figure 10. Hydrogen supply chain



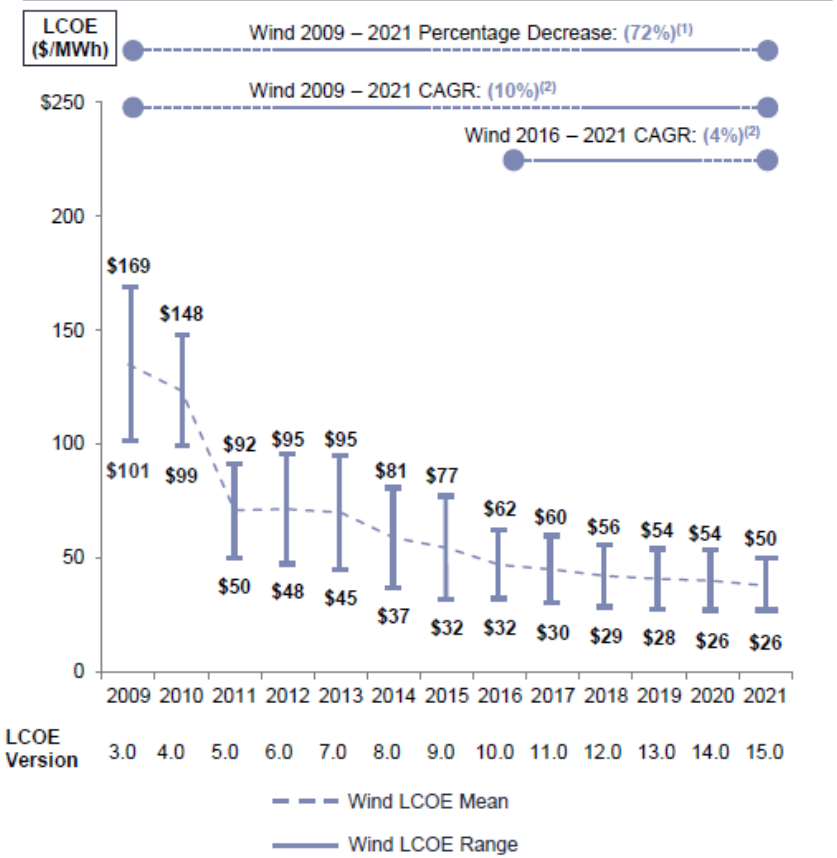
Source: World Energy Council

# Esperamos o lo hacemos ahora...

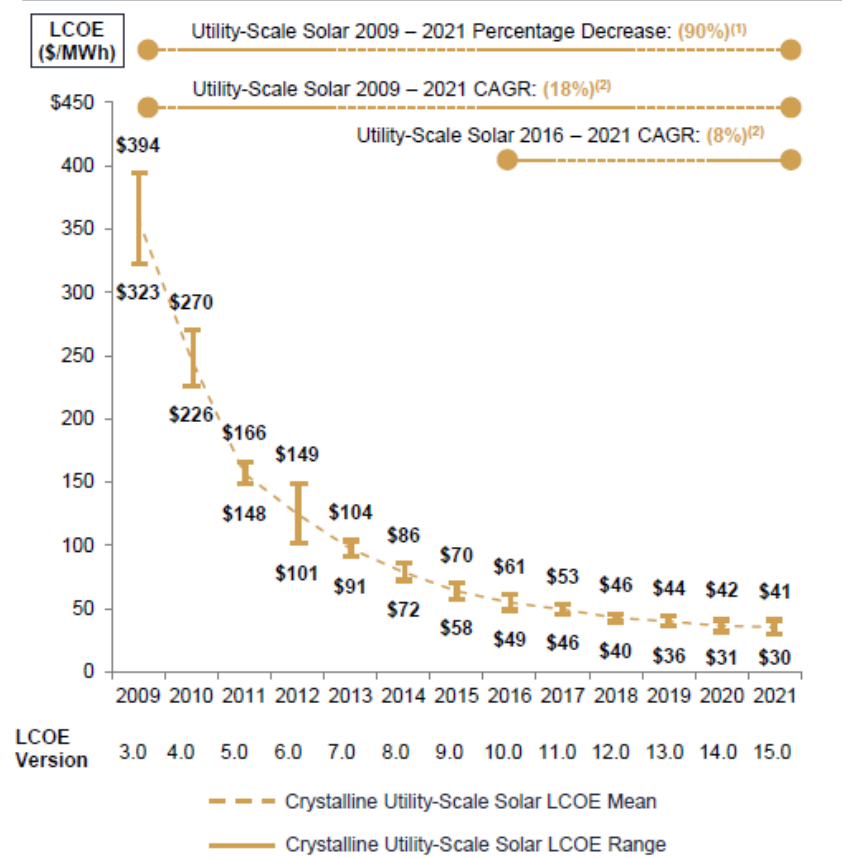
## Levelized Cost of Energy Comparison—Historical Renewable Energy LCOE Declines

In light of material declines in the pricing of system components and improvements in efficiency, among other factors, wind and utility-scale solar PV have exhibited dramatic LCOE declines; however, as these industries have matured, the rates of decline have diminished

Unsubsidized Wind LCOE



Unsubsidized Solar PV LCOE

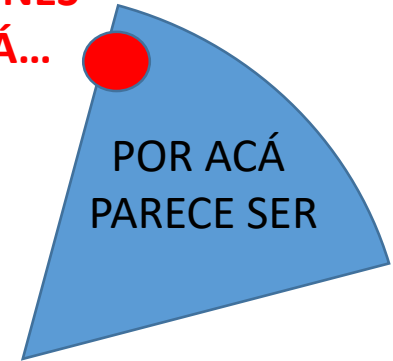


<https://www.lazard.com/media/451881/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>

# La PEG construye un destino probable



**Y UN LUNES  
SE VERÁ...**



Lo que sabemos

Lo que sabemos  
que no sabemos

Lo que no sabemos  
que no sabemos

# Costos Fijos y Variables

- **FIJOS:** son costos que una vez hecha la inversión se consideran hundidos y se deberán pagar sí o sí de alguna forma.
- **VARIABLES:** son costos que pueden o no ocurrir asociados al uso de la infraestructura.

*La naturaleza del recurso energético (por ejemplo variabilidad) o las formas de pago (financiamiento) NADA tienen que ver con que un costo sea FIJO o VARIABLE.*

*Es posible diseñar el pago de los Costos Fijos mediante mecanismos de distribución en el tiempo asociado a Costos Variables, pero complejiza la transparencia y puede aumentar los riesgos de los agentes y por tanto los costos.*

# Ejemplo de Costos FIJOS

- TÉRMICAS (incluida Biomásas)
  - Salarios del personal permanente
  - Anualidades de la compra
  - Mantenimiento
  - Insumos fijos...etc.
- HIDRÁULICAS
  - ídem
  - Compra de tierra, compensaciones a riverereños...
  - Compensaciones Ambientales
- Eólica y Solar
  - Ídem...

Una vez instalada cualquiera de éstas infraestructuras, ya sea que sea despachada, llueva, sople o salga el sol, hay que encontrar la forma de pagarlas...



# Ejemplo de Costos Variables

- TÉRMICAS despachadas
  - Combustibles
  - Adicionales
    - Horas extras o personal adicional necesario
    - Aumento de costos de mantenimiento
    - Otros Fungibles (lubricantes..)
    - Penalización ambientales
  - Costos de Arranque y Parada

# Valores Corrientes y Constantes

- **Valores corrientes:** valor nominal en el momento en que son considerados.
- **Valores Constantes:** valores que representan un valor que tiene igual poder adquisitivo en el tiempo.
  - sirven como referencia en un momento determinado para establecer una comparación con precios en otro momento.
  - **IMPORTA ESTABLECER LA FECHA DE REFERENCIA**
- Para pasar de uno a otro usualmente se usa la inflación, pero también se pueden utilizar actualizadores prefijados.

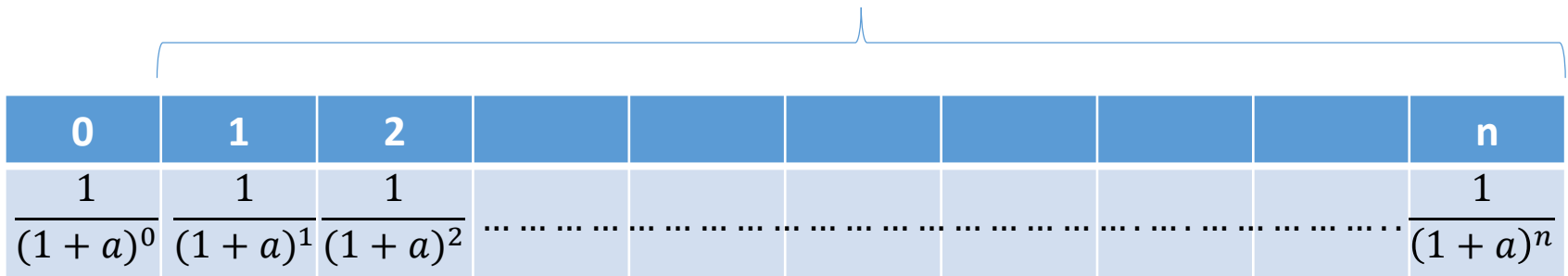
# Financiamiento e Impuestos

- Todas las cuentas en este curso son en **Dólares Constantes**, antes de Financiamiento e Impuestos.
- La tasa de descuento 10 % (por ej.) es solo a los efectos de tener una tasa de comparación de proyectos. **NO TIENE NADA QUE VER** con una tasa de financiamiento ni con la inflación.
- La tasa es para comparar proyectos. Si bien 10 % podría parecer elevado, lo importante es que se utiliza la misma tasa para todos los proyectos. ¿Hago un ciclo combinado o construyo una nueva escuela?
- La tasa permite en forma indirecta incluir el RIESGO asociado a los proyectos cuyos ingresos se producen en el futuro lejano. **Un ingreso del futuro tiene mayor riesgo que uno presente, por lo que un proyecto con una determinada tasa lo penaliza.** También vale para los gastos...pero normalmente son menores a las Inversiones (que además son al inicio).

# Valor Actual

- A los efectos de poder comparar proyectos con diferentes dinámicas de gastos o ingresos, se debe llevar cada uno de estos costos a un momento determinado. El Valor Actual se corresponde con llevar todos los costos a el momento actual, usualmente al inicio de un estudio o proyecto.
- Dado una tasa “a” asociada un período de tiempo, el valor actual de un pago/gasto P realizado “n” períodos más adelante será:

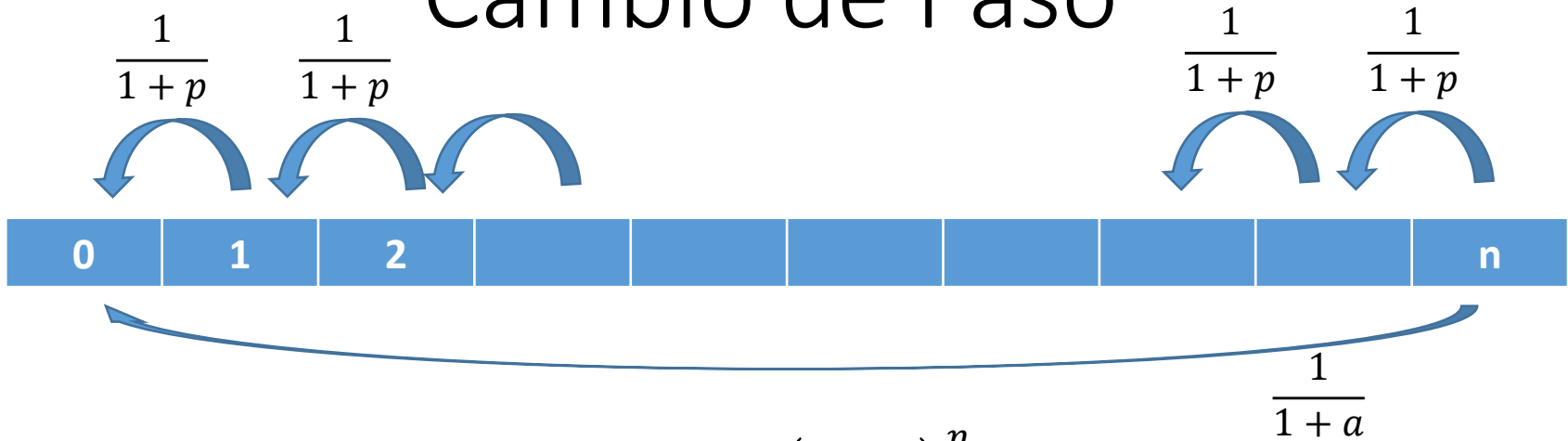
pago/gasto n períodos hacia adelante



0	1	2							n
1	1	1	.....	.....	.....	.....	.....	.....	1
$(1+a)^0$	$(1+a)^1$	$(1+a)^2$	.....	.....	.....	.....	.....	.....	$(1+a)^n$

$$VA(n) = \frac{P}{(1+a)^n}$$

# Cambio de Paso



$$\frac{1}{1+a} = \left( \frac{1}{1+p} \right)^n$$

Defino  
Actualizadores:

Del período

$$\frac{1}{1+a} = q_a$$



$$q_p = \left( \frac{1}{1+a} \right)^{1/n}$$

De paso

$$\frac{1}{1+p} = q_p$$

$$q_p = q_a^{1/n}$$

Lo usual en SimSEE

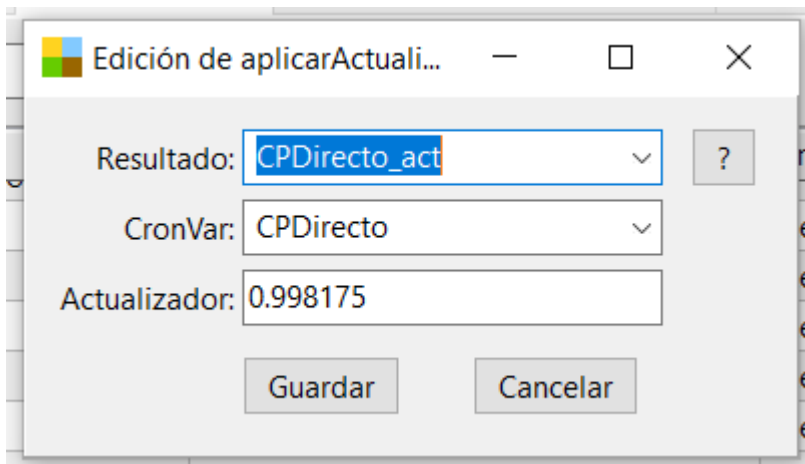
Ejemplo: Tasa anual  $a = 10\%$

Paso	n	q
Año	1	0.909090
Mes	12	0,992088
Semana	52,1775	0,998175
Día	365,2425	0,999739
Hora	8765,82	0,999989

No importa el valor exacto...sí importa saber su fundamento...

Actualizadores					
Tasa anual (a)	10%				
	Fórmula Tasa	Tasa	Fór. Act.	Actualizador	Verif
Mensual	$(1+a)^{(1/12)}-1$	0.797%	$1/(1+Tm)$	0.9920889	1.1
Semanal	$(1+a)^{(1/(365/7))}-1$	0.183%	$1/(1+Ts)$	0.9981738	1.1
Diaria	$(1+a)^{(1/365)}-1$	0.026%	$1/(1+Td)$	0.9997389	1.1

Valor en una Sala Semanal...



Lo usual en SimSEE

Ejemplo: Tasa anual a = 10 %

Paso	n	q
Año	1	0.909090
Mes	12	0,992088
Semana	52,1775	0,998175
Día	365,2425	0,999739
Hora	8765,82	0,999989

# Costos Nivelados de la Energía (LCOE)

LCOE: Levelized Cost of Energy

- El LCOE es el costo (siempre hablando en términos constantes) al cual se debe valorizar la energía para equiparar los ingresos con los costos de la inversión y de la operación y mantenimiento.
- En su formulación más sencilla con:
  - $C_0$  = costo de Inversión inicial (ese año se construye),
  - $COM(n)$  = costo de O&M anual de cada año siguiente,
  - $E(n)$  = energía entregada cada año luego de construido,
  - y  $a$  = actualizador anual,
  - es

$$LCOE = \frac{C_0 + \sum_1^n \frac{COM(n)}{(1+a)^n}}{\sum_1^n \frac{E(n)}{(1+a)^n}}$$

Valor Actual de Gastos

¿Valor Actual de la Energía?

# Demostración

- Gastos

Año	0	1	2		n
Gasto(n)	Co	COM(1)	COM(2)	---	COM(n)
Actualizador(n)	1	1/(1+a)	1/(1+a) <sup>2</sup>		1/(1+a) <sup>n</sup>

- Ingresos

$$GASTO = Co + \sum_1^n \frac{COM(n)}{(1+a)^n}$$

Año	0	1	2		n
Energía (n)	0	E(1)	E(2)	---	E(n)
Valorización de la E		LCOE	LCOE		LCOE
Actualizador(n)	1	1/(1+a)	1/(1+a) <sup>2</sup>		1/(1+a) <sup>n</sup>

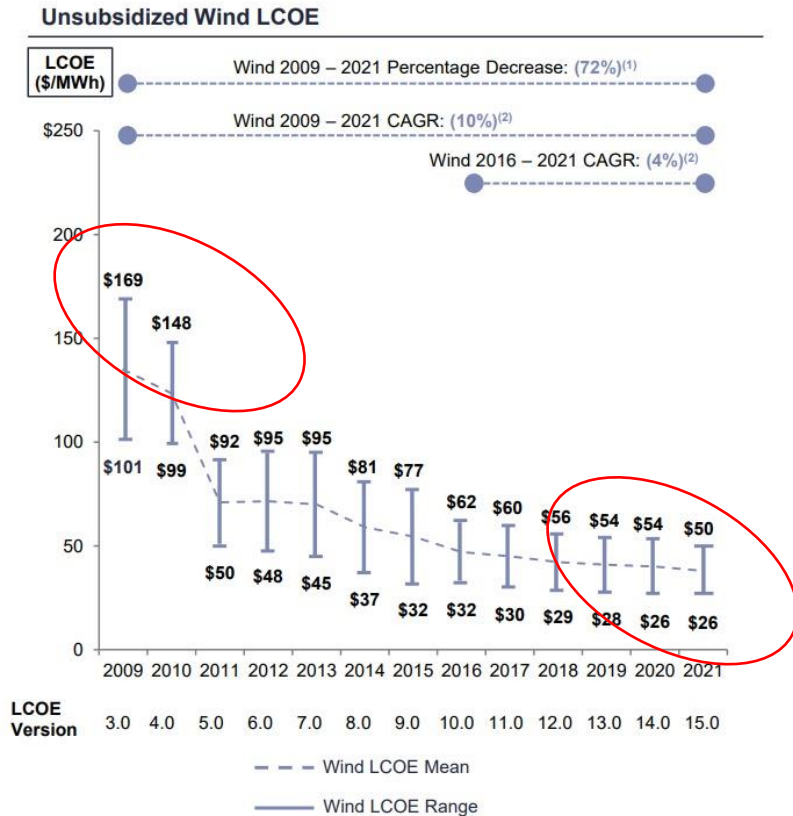
$$INGRESO = \sum_1^n \frac{LCOE \times E(n)}{(1+a)^n}$$

- Gastos = Ingresos =>

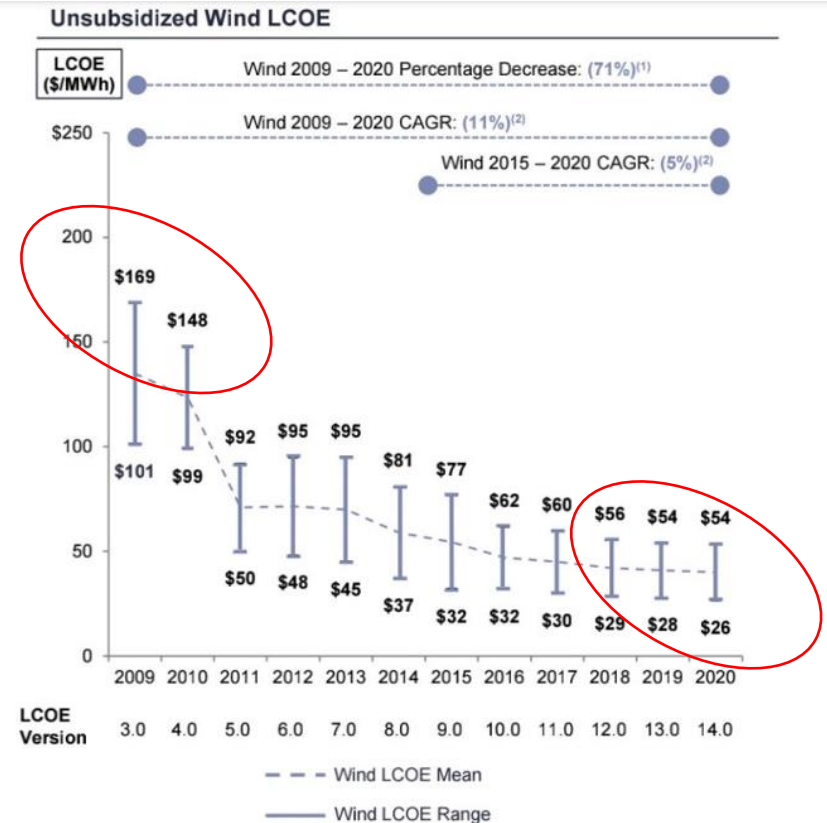
$$LCOE = \frac{Co + \sum_1^n \frac{COM(n)}{(1+a)^n}}{\sum_1^n \frac{E(n)}{(1+a)^n}}$$



# Los valores de Lazard son Corrientes



V15 de 2022

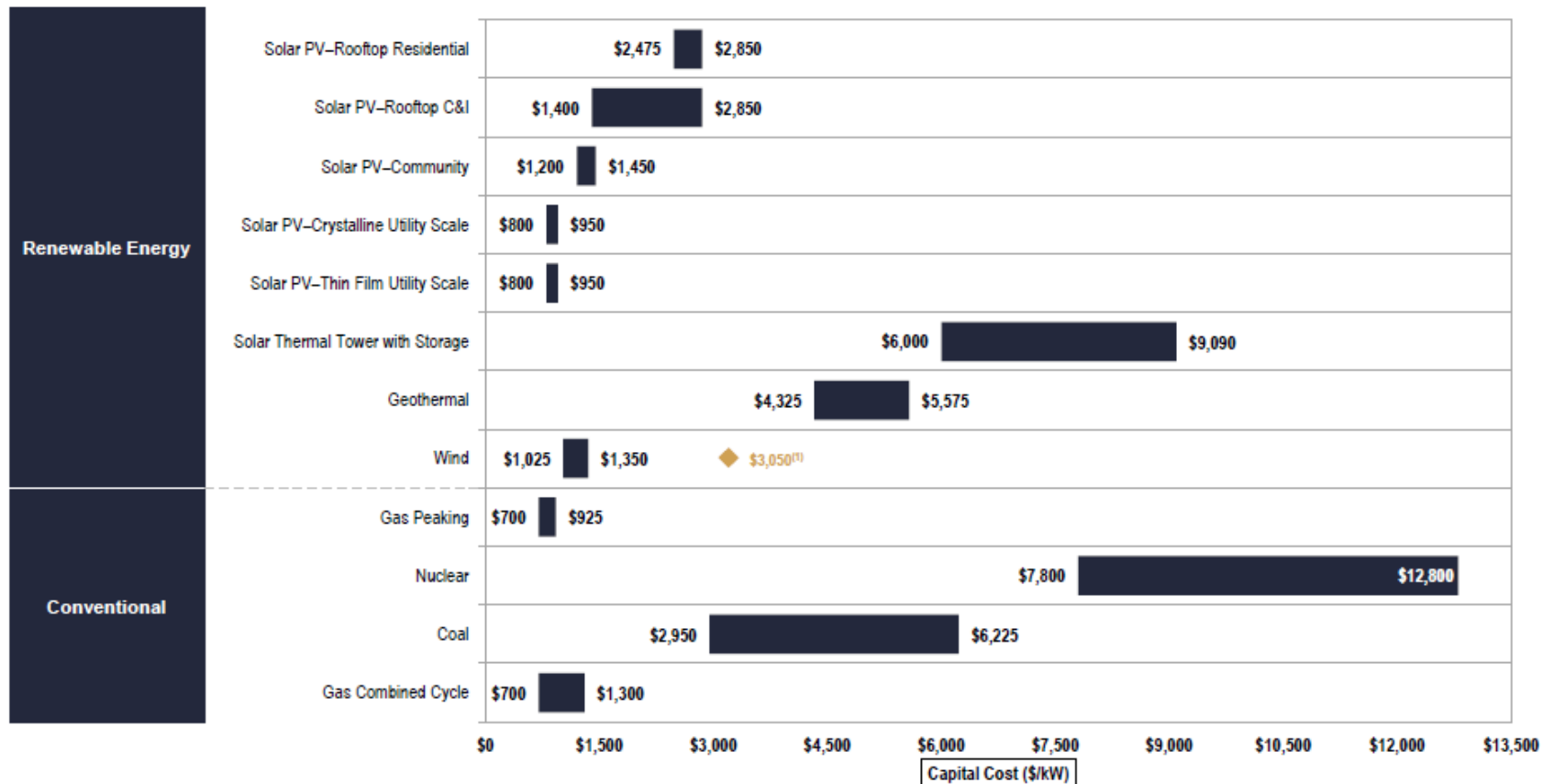


V14 de 2021

# Costo de Capital de las tecnologías

## Capital Cost Comparison

In some instances, the capital costs of renewable energy generation technologies have converged with those of certain conventional generation technologies, which coupled with improvements in operational efficiency for renewable energy technologies, have led to a convergence in LCOE between the respective technologies

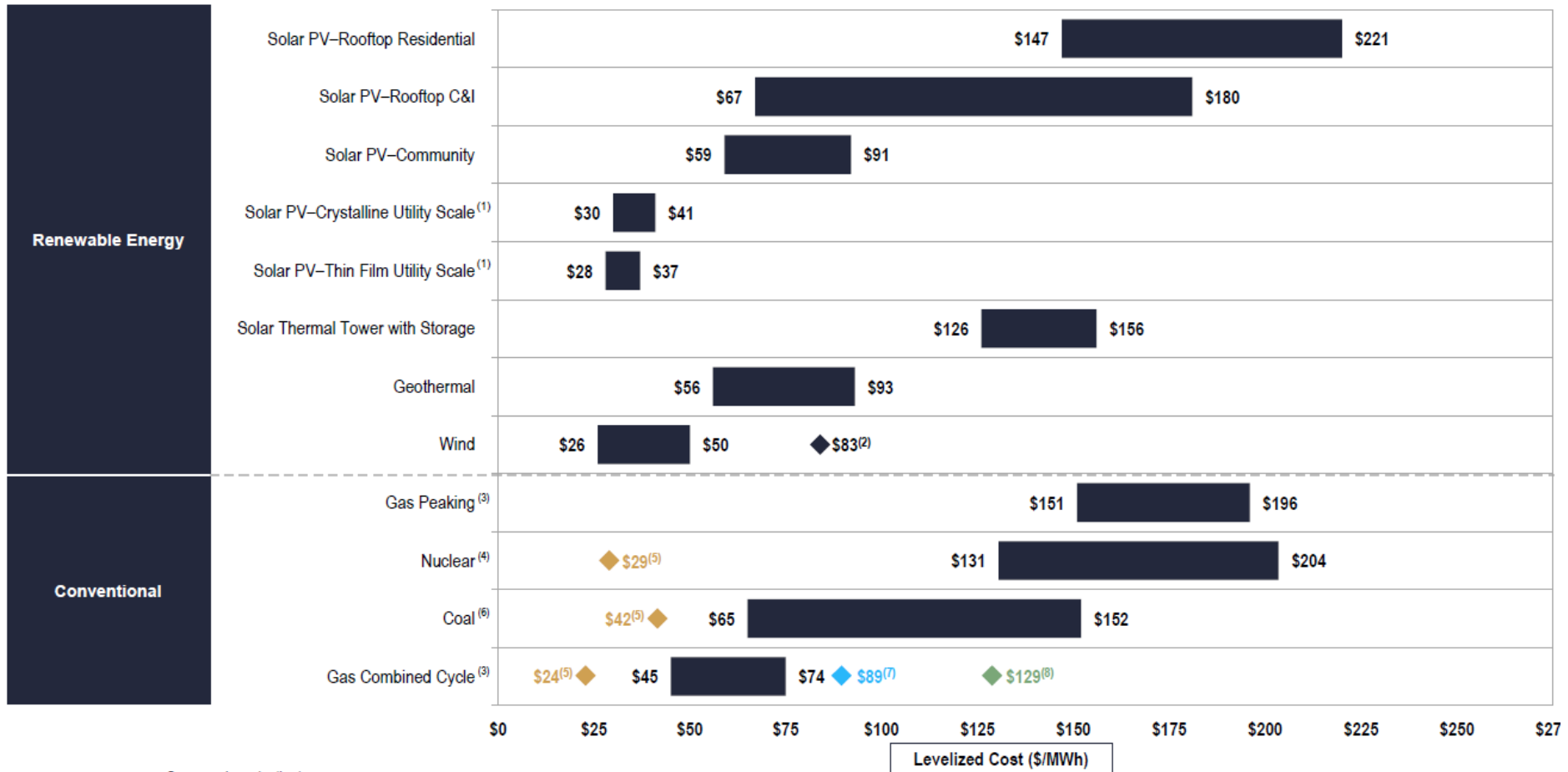


<https://www.lazard.com/media/sptlfats/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>

# Lazard LCOE ¿sin subsidios?

## Levelized Cost of Energy Comparison—Unsubsidized Analysis

Selected renewable energy generation technologies are cost-competitive with conventional generation technologies under certain circumstances



Source: Lazard estimates

<https://www.lazard.com/media/sptlfats/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>

# Ejemplo de cálculo del LCOE: Eólica

## Levelized Cost of Energy Comparison—Methodology

(\$ in millions, unless otherwise noted)

Lazard's LCOE analysis consists of creating a power plant model representing an illustrative project for each relevant technology and solving for the \$/MWh value that results in a levered IRR equal to the assumed cost of equity (see subsequent "Key Assumptions" pages for detailed assumptions by technology)

		Unsubsidized Wind — High Case Sample Illustrative Calculations						
Year <sup>(1)</sup>		0	1	2	3	4	5	20
Capacity (MW)	(A)	175	175	175	175	175	175	175
Capacity Factor	(B)	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%
Total Generation ('000 MWh)	(A) x (B) = (C)*	583	583	583	583	583	583	583
<b>Levelized Energy Cost (\$/M Wh)</b>	<b>(D)</b>	<b>\$49.9</b>	<b>\$49.9</b>	<b>\$49.9</b>	<b>\$49.9</b>	<b>\$49.9</b>	<b>\$49.9</b>	<b>\$49.9</b>
<b>Total Revenues</b>	<b>(C) x (D) = (E)*</b>	<b>\$29.0</b>	<b>\$29.0</b>	<b>\$29.0</b>	<b>\$29.0</b>	<b>\$29.0</b>	<b>\$29.0</b>	<b>\$29.0</b>
Total Fuel Cost	(F)	--	--	--	--	--	--	--
Total O&M	(G)*	6.3	6.4	6.6	6.7	6.9		9.8
<b>Total Operating Costs</b>	<b>(F) + (G) = (H)</b>	<b>\$6.3</b>	<b>\$6.4</b>	<b>\$6.6</b>	<b>\$6.7</b>	<b>\$6.9</b>		<b>\$9.8</b>
<b>EBITDA</b>	<b>(E) - (H) = (I)</b>	<b>\$22.7</b>	<b>\$22.6</b>	<b>\$22.5</b>	<b>\$22.3</b>	<b>\$22.2</b>		<b>\$19.2</b>
Debt Outstanding - Beginning of Period	(J)	\$141.8	\$138.9	\$135.9	\$132.6	\$129.1		\$13.1
Debt - Interest Expense	(K)	(11.3)	(11.1)	(10.9)	(10.6)	(10.3)		(1.0)
Debt - Principal Payment	(L)	(2.8)	(3.0)	(3.3)	(3.5)	(3.8)		(13.1)
<b>Levelized Debt Service</b>	<b>(K) + (L) = (M)</b>	<b>(\$14.2)</b>	<b>(\$14.2)</b>	<b>(\$14.2)</b>	<b>(\$14.2)</b>	<b>(\$14.2)</b>		<b>(\$14.2)</b>
<b>EBITDA</b>	<b>(I)</b>	<b>\$22.7</b>	<b>\$22.6</b>	<b>\$22.5</b>	<b>\$22.3</b>	<b>\$22.2</b>		<b>\$19.2</b>
Depreciation (MACRS)	(N)	(47.3)	(75.6)	(45.4)	(27.2)	(27.2)		--
Interest Expense	(K)	(11.3)	(11.1)	(10.9)	(10.6)	(10.3)		(1.0)
<b>Taxable Income e</b>	<b>(I) + (N) + (K) = (O)</b>	<b>(\$35.8)</b>	<b>(\$64.1)</b>	<b>(\$33.8)</b>	<b>(\$15.5)</b>	<b>(\$15.4)</b>		<b>\$18.2</b>
<b>Tax Benefit (Liability)<sup>(2)</sup></b>	<b>(O) x (tax rate) = (P)</b>	<b>\$14.3</b>	<b>\$25.6</b>	<b>\$13.5</b>	<b>\$6.2</b>	<b>\$6.2</b>		<b>(\$7.3)</b>
<b>After-Tax Net Equity Cash Flow</b>	<b>(I) + (M) + (P) = (Q)</b>	<b>(\$94.5)<sup>(3)</sup></b>	<b>\$22.9</b>	<b>\$34.1</b>	<b>\$21.8</b>	<b>\$14.4</b>	<b>\$14.2</b>	<b>(\$2.2)</b>
<b>IRR For Equity Investors</b>			<b>12.0%</b>					

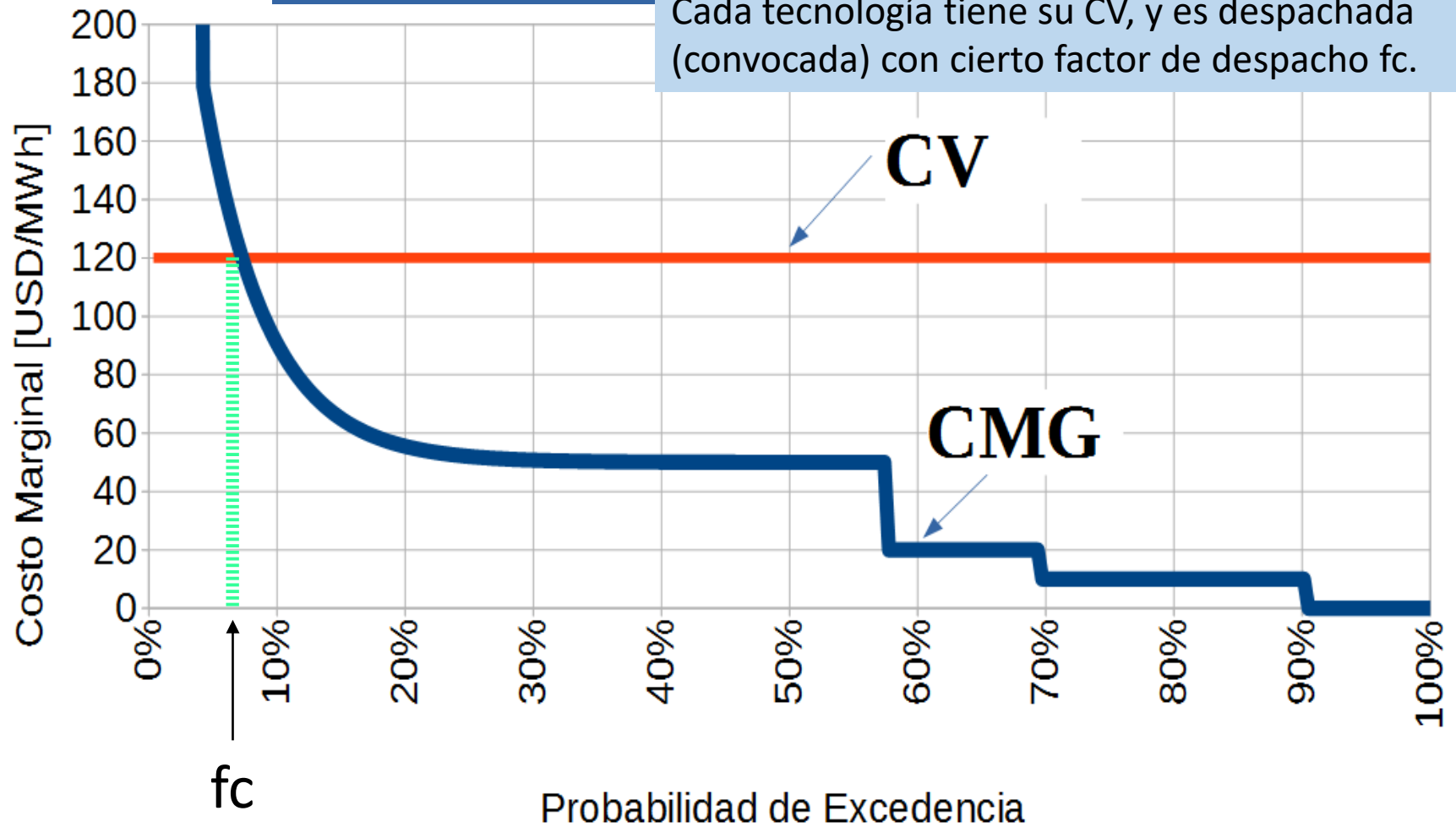
  

Key Assumptions <sup>(4)</sup>	
Capacity (MW)	175
Capacity Factor	38%
Fuel Cost (\$/MMBtu)	\$0.00
Heat Rate (Btu/kWh)	0
Fixed O&M (\$/kW-year)	\$36.0
Variable O&M (\$/MWh)	\$0.0
O&M Escalation Rate	2.25%
<b>Capital Structure</b>	
Debt	60.0%
Cost of Debt	8.0%
Equity	40.0%
Cost of Equity	12.0%
<b>Taxes and Tax Incentives:</b>	
Combined Tax Rate	40%
Economic Life (years) <sup>(5)</sup>	20
MACRS Depreciation (Year Schedule)	5
<b>Capex</b>	
EPC Costs (\$/kW)	\$1,350
Additional Owner's Costs (\$/kW)	\$0
Transmission Costs (\$/kW)	\$0
<b>Total Capital Costs (\$/kW)</b>	<b>\$1,350</b>
<b>Total Capex (\$mm)</b>	<b>\$236</b>

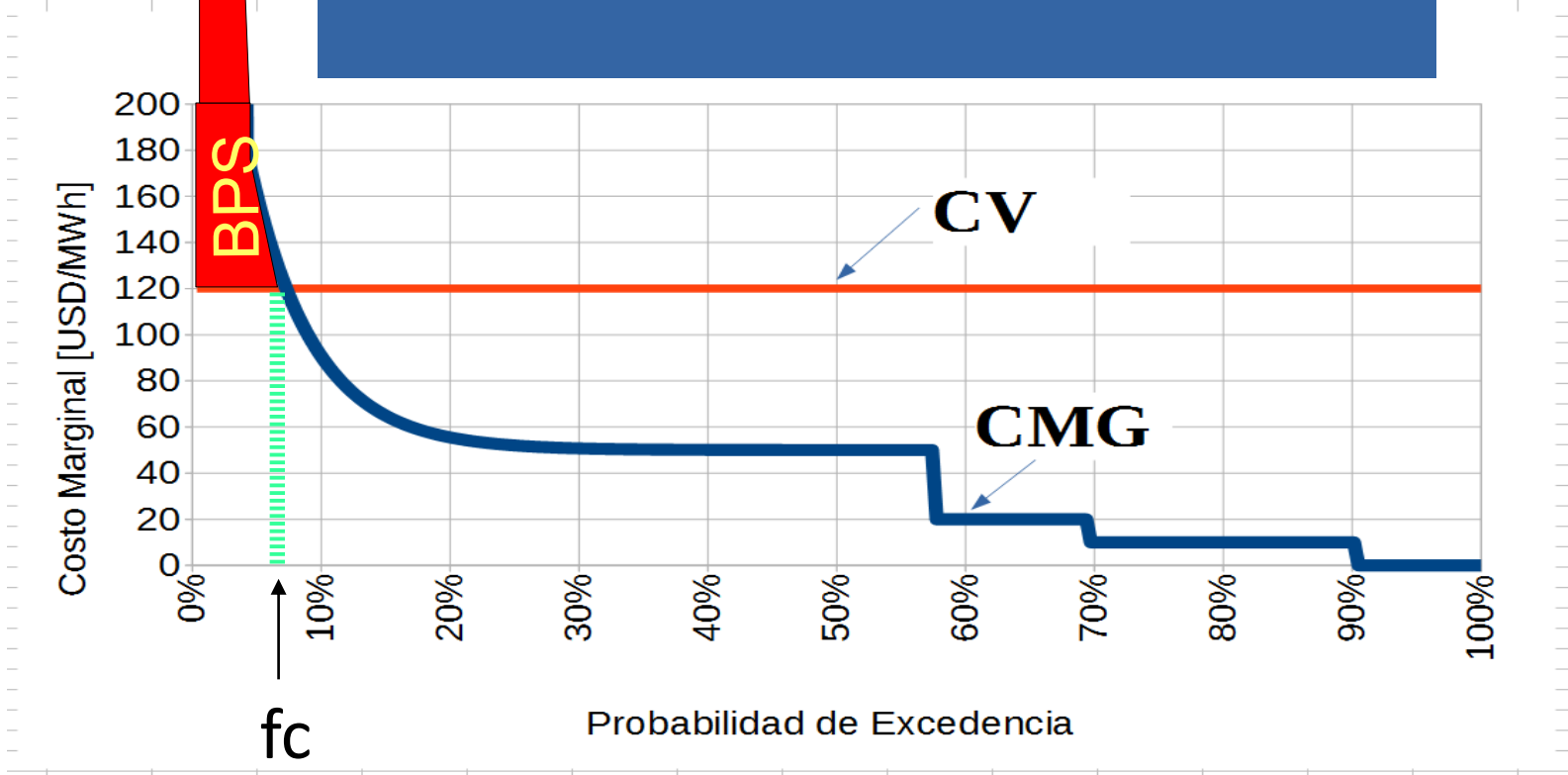
Source: Lazard estimates.  
 Note: Wind—High LCOE case presented for illustrative purposes only.  
 \* Denotes unit conversion.  
 (1) Assumes half-year convention for discounting purposes.  
 (2) Assumes full monetization of tax benefits or losses immediately.  
 (3) Reflects initial cash outflow from equity investors.  
 (4) Reflects a "key" subset of all assumptions for methodology illustration purposes only. Does not reflect all assumptions.  
 (5) Economic life sets debt amortization schedule. For comparison purposes, all technologies calculate LCOE on a 20-year IRR basis.

# Costo Marginal, CV y Factor de Despacho

Cada tecnología tiene su CV, y es despachada (convocada) con cierto factor de despacho  $f_c$ .



# Beneficio Por Sustitución



Beneficio **del último MW** de la tecnología que tiene el  $CMG=CV$

$$\$ = \int_0^{fc} [(CMG - CV) \times 1 \text{ MW} \times fd] dp = fd \int_0^{fc} (CMG - CV) dp = BPS \times fd$$

fd es el factor de DISPONIBILIDAD

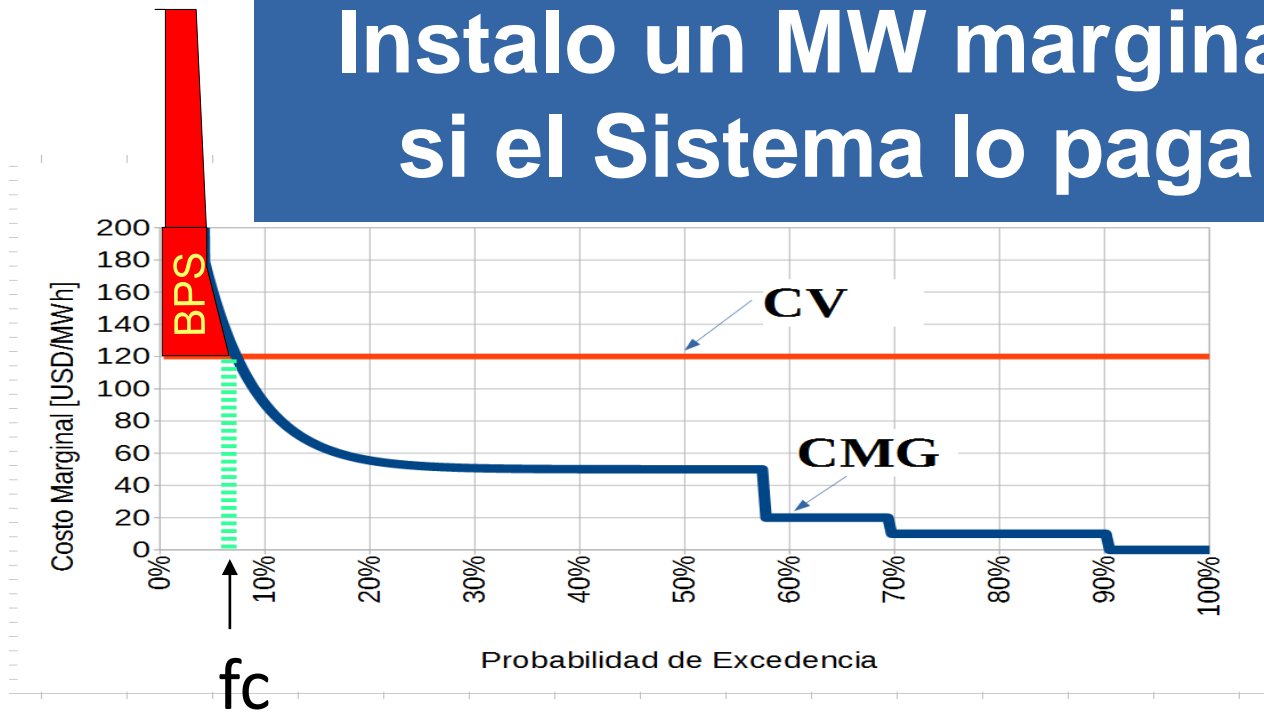
# Pago por Disponibilidad

Una forma de remunerar una Inversión de un Generador asociada a un costo **FIJO**, es pagarle por MW-medios disponible en cada hora. No depende si se despacha o no. Se denomina Pago por Potencia Disponible (PP). Al estar asociado a cierto tiempo (hora), es una magnitud **ENERGÉTICA** y sus unidades son **USD/MWh**.

Para reafirmar que se paga por **Disponibilidad** usualmente se indica como

**USD/MWh-d**

# Instalo un MW marginal si el Sistema lo paga



Supongamos que la tecnología tiene un **PP [USD/MWh-d]**

Limite hasta que se instala un MW marginal

$$PP = BPS \times fd$$



# Gradiente de Inversión

$$GI = ( BPS * fd - PP ) / PP$$

**La tecnología más eficiente  
marca la expansión hasta  
que su  $GI = 0$ .**

## 2.1.d) Gradiente de inversión.

Se entiende por Gradiente de Inversión (GI), en cada paso de tiempo, a la diferencia entre el Beneficio Marginal de Sustitución (BMS) de la energía que entrega el actor y los Pagos por Energía (PE) y Pago por Potencia (PP) que reciba el actor en el mismo paso de tiempo.

$$GI = BMS - PP - PE \quad \text{ec.(1) Gradiente de Inversión.}$$

El BMG se calcula como se muestra en la ec. . Si el Actor genera una energía E, se incurrirá en el costo  $E_{cv}$  pero se evitará el costo  $E_{cmg}$  en las unidades generadoras que cuya energía se ve reducida.

$$BMG = E(cm_g - cv) \quad \text{ec.(2) Beneficio marginal de sustitución.}$$

Si  $GI > 0$  el generador en ese paso de tiempo “crea valor” dado que el beneficio creado por reducir el costo e generación (BMS) es superior a los pagos requeridos por el generador. A la inversa, si  $GI < 0$ , el generador “destruye valor” es ese paso de tiempo. Como las inversiones se remuneran en plazos de 10 a 20 años, puede ocurrir que un generador no genere valor (o destruya valor) en determinados períodos (por ejemplo en primavera) pero que el valor creado en otros períodos compense la pérdida. Por esta razón, se suele mirar más que el GI por paso de tiempo el valor integrado (filtrando así estacionalidades y las aleatoriedades simuladas). En las etapas del horizonte de análisis donde el valor esperado de la integral de GI sea horizontal, el generador está en equilibrio, en aquellas en que el valor esperado de la integral de GI muestre pendiente positiva se está indicando que sería rentable incrementar la potencia del generador y en las que sea negativo sería rentable instalar menos potencia de ese generador.

En la solapa “Simulador” del editor hay un casillero que permite especificar “Calcular Gradiente de Inversión en p.u.”. Si no se marca, el GI se calcula como se especificó en la ec.1. Si el casillero se marca, el GI se calcula en por unidad del pago por potencia como se muestra en la ec3.

$$gi = \frac{BMS - PP - PE}{PP} \quad \text{ec.(3) Gradiente de Inversión en por unidad de los costos fijos..}$$

Editor - SimSEE - v\_iie90.238 (GPLv3, IIE-FING) - PEGSE\_semanal\_2022\_v10.es

Archivo Herramientas ? Idioma

Notas Variables Globales Fuentes Actores Archivos Estados Mantenimientos Monitores SimRes3 **Simulador ?**

Escenarios y ejecución Parámetros optimización **Parámetros simulación**

Número de Crónicas de la Simulación:   Obligar Disponibilidad = 1?  Considerar Forzamientos 

Máximo Número de Iteraciones Sim:   Obligar Inicio de Crónica Incierto.

Semilla aleatoria:   **Calcular Gradiente de Inversion en pu**

Publicar Solo Variables Usadas En SimRes3

Imprimir Archivos De Fin de Estado.

Servicio de confiabilidad del sistema.

Techo del Spot [USD/MWh]:   Calcular Pago por Serv. de Conf. del Sist.

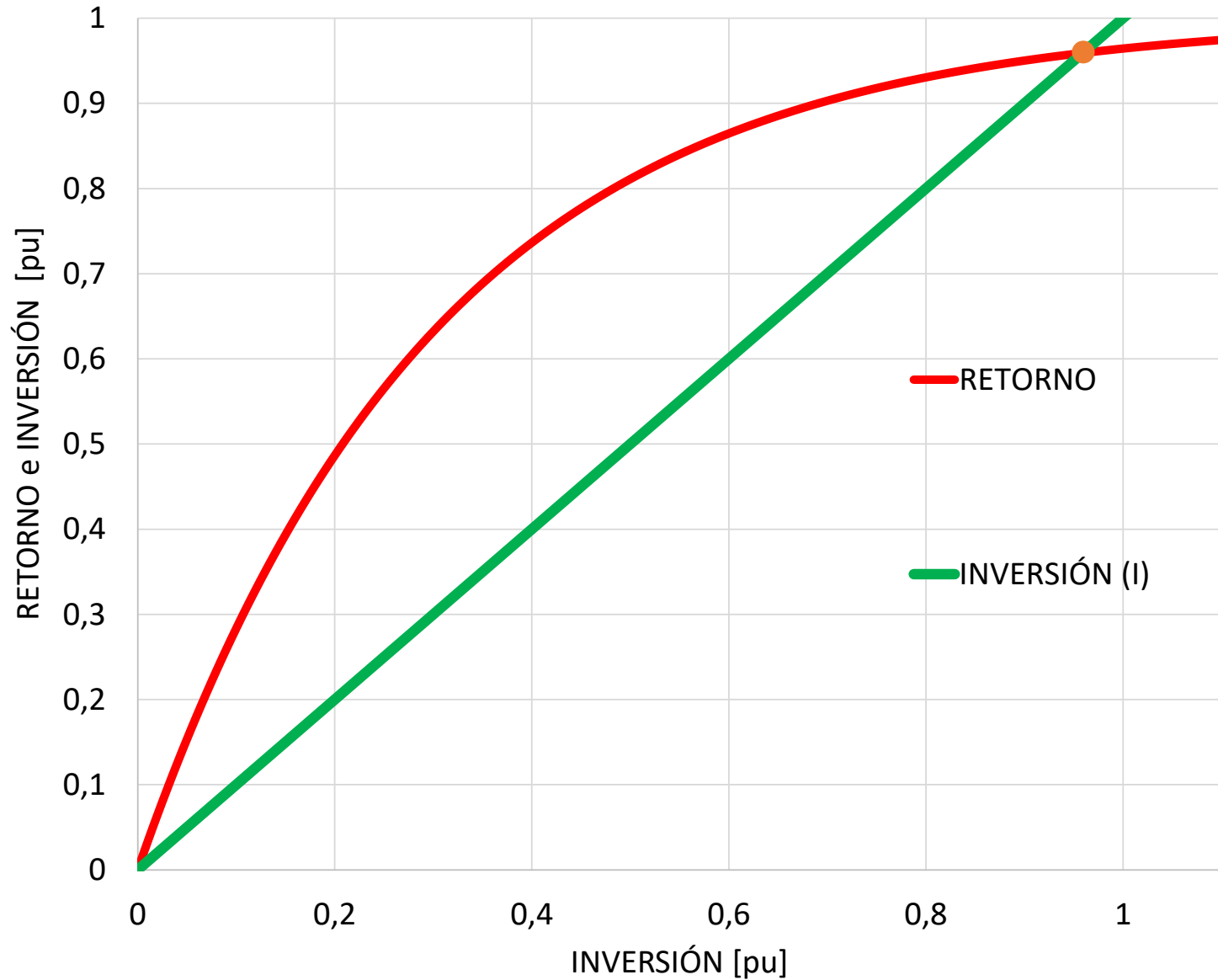
Fuente indexación:

Borne indexación:

# Economía Básica

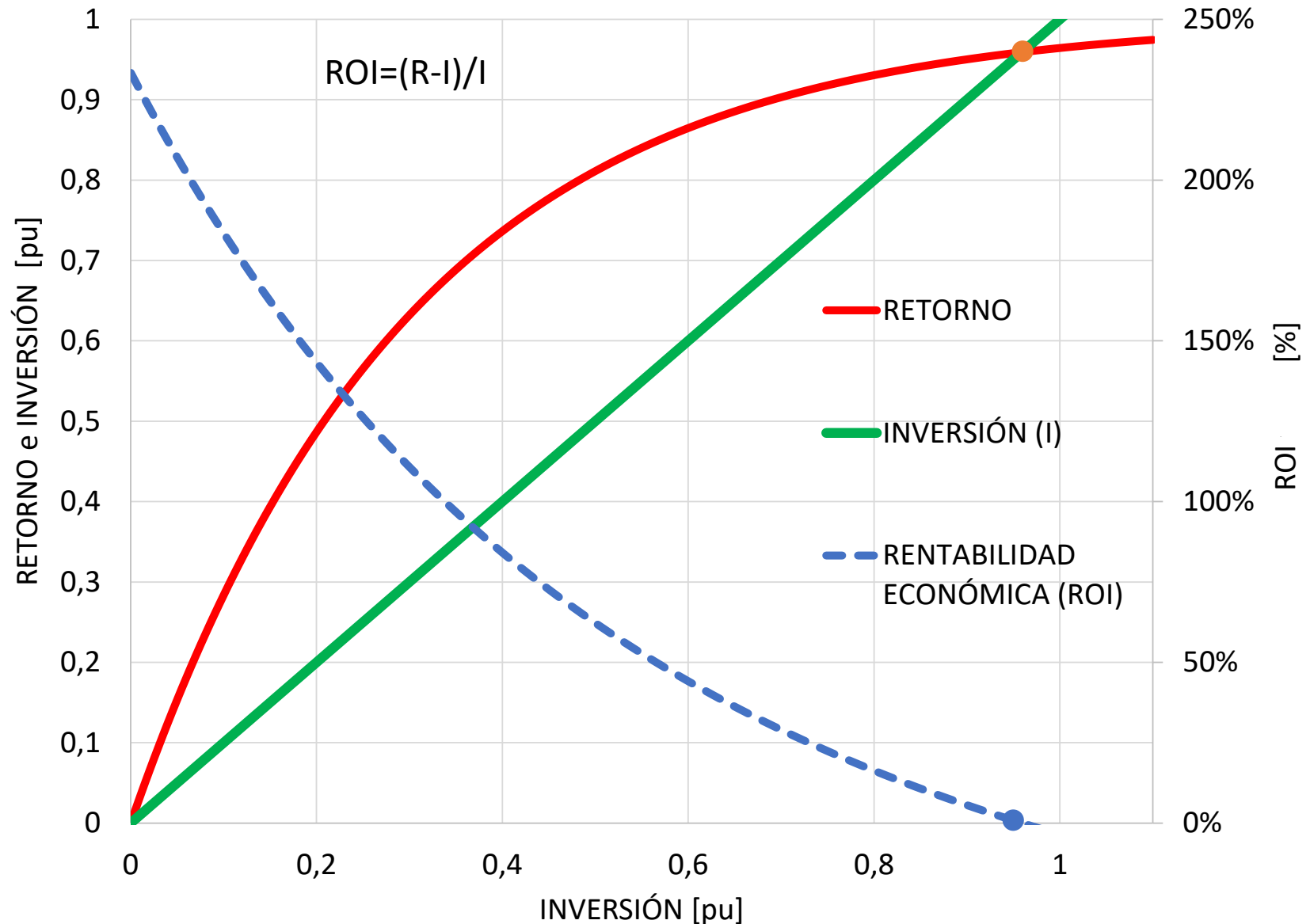
- $I$  = INVERSIÓN. En general se asocia a los costos FIJOS que pueden ser la inversión inicial pero también los costos de operación y mantenimiento.
- $R$  = RETORNO (asociado a la inversión  $I$ ). Por ejemplo el BPS es el retorno obtenido al sustituir el costo marginal con un costo VARIABLE menor. También se puede asociar a los INGRESOS asociados a una inversión  $I$ .
- ROI = Rentabilidad Económica de una Inversión. En Economía se definen como la razón entre los Beneficios Netos (Ingresos – Gastos) y la INVERSION. En el caso que el único Gasto sea el asociado a los costos de la INVERSION el ROI es  $(R-I)/I$
- EL ROI me dice cuánto dinero se gana realmente respecto a lo invertido.

# Retorno e Inversión

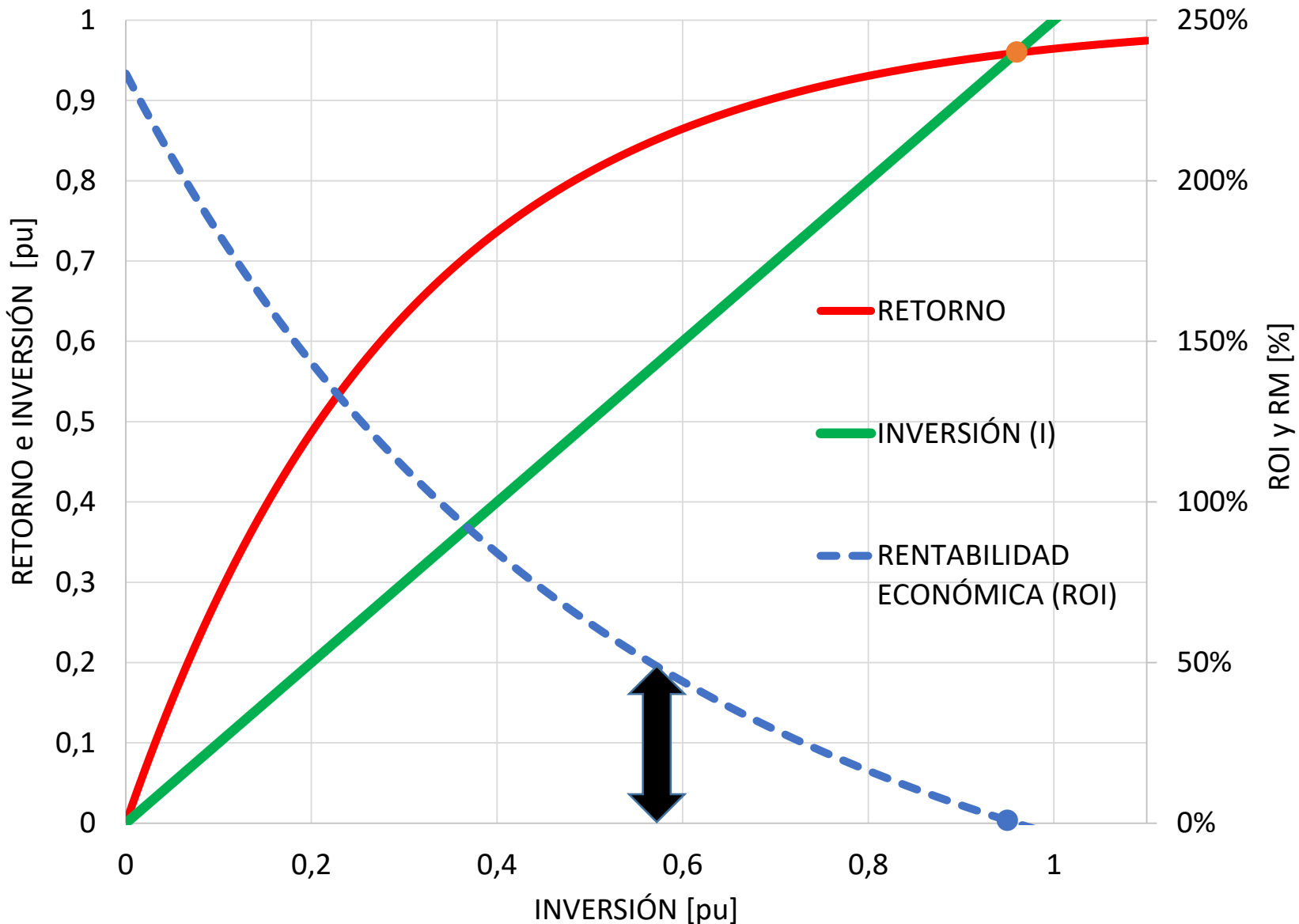


# Error 1: Maximizar el Retorno

Y si llego al extremo  $R = I$ , resulta un ROI nulo y lo único que hice fue trabajar y mover plata.



# Error 2: Invierto mientras que el ROI sea mayor que cierto valor

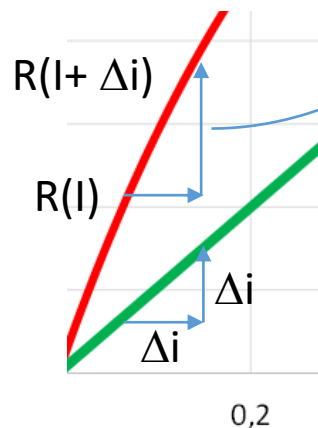


# Economía Básica del Curso (2)

El ROI no nos permite per se saber **cuánto** invertir.

En Economía se define al ROI de la última etapa de una inversión como la RENTABILIDAD MARGINAL (RM). Por tanto recordando que  $ROI=(R-I)/I$  sería:

$$RM = \lim_{\Delta i \rightarrow 0} \frac{R(I + \Delta i) - R(I)}{\Delta i}$$





# Economía Básica del Curso (2)

El ROI no nos permite per se saber **cuánto** invertir.

En Economía se define al ROI de la última etapa de una inversión como la RENTABILIDAD MARGINAL (RM). Por tanto recordando que  $ROI=(R-I)/I$  sería:

$$RM = \lim_{\Delta i \rightarrow 0} \frac{R(I + \Delta i) - R(I) - \Delta i}{\Delta i} = \frac{dR(I)}{dI} - 1$$

# Economía Básica del Curso (2)

El ROI no nos permite per se saber **cuánto** invertir.

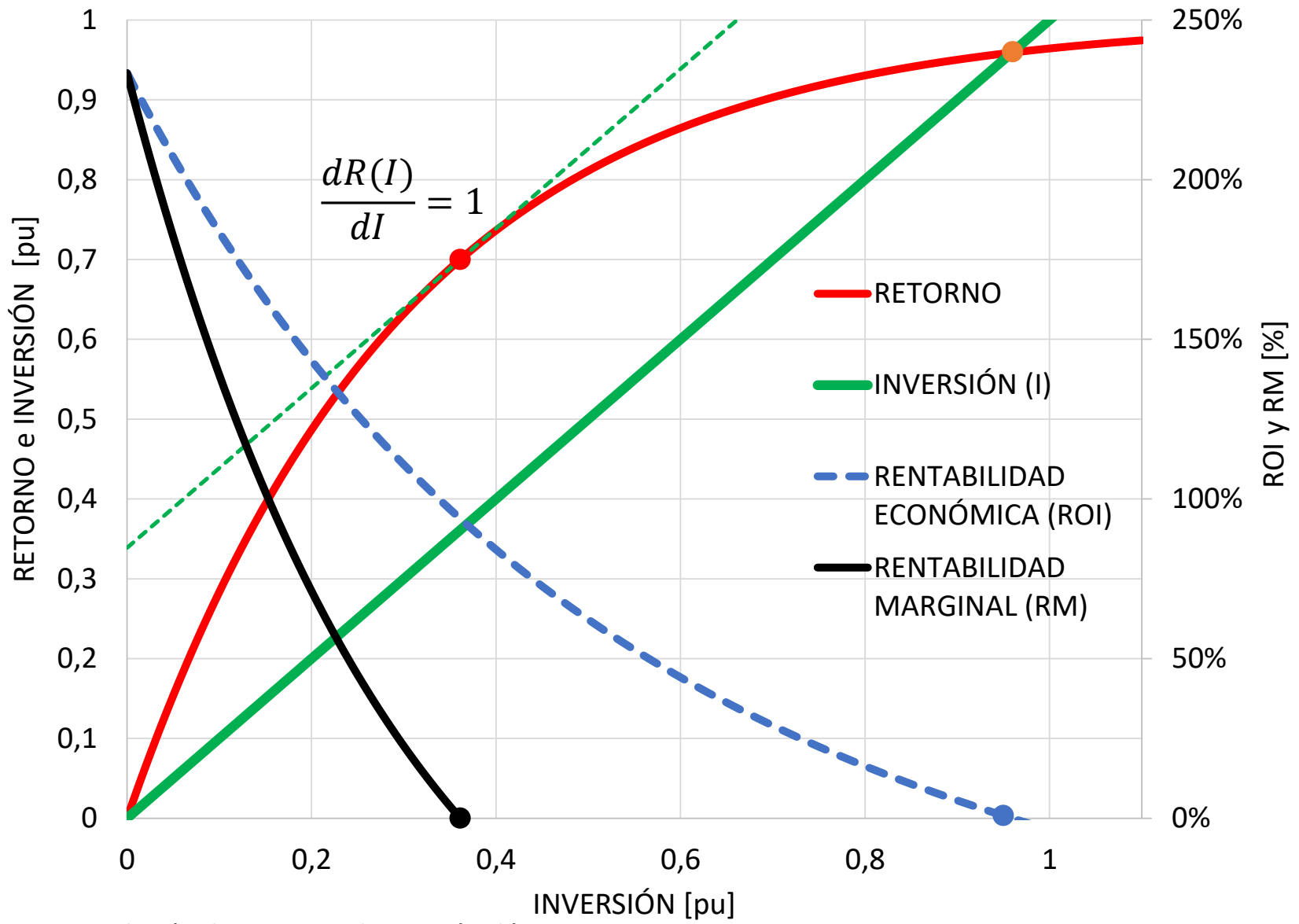
En Economía se define al ROI de la última etapa de una inversión como la RENTABILIDAD MARGINAL (RM). Por tanto recordando que  $ROI=(R-I)/I$  sería:

$$RM = \lim_{\Delta i \rightarrow 0} \frac{R(I + \Delta i) - R(I) - \Delta i}{\Delta i} = \frac{dR(I)}{dI} - 1$$

No tiene fundamento económico invertir si el RM es negativo. Por tanto el límite es  $RM = 0$ . En definitiva se verifica que

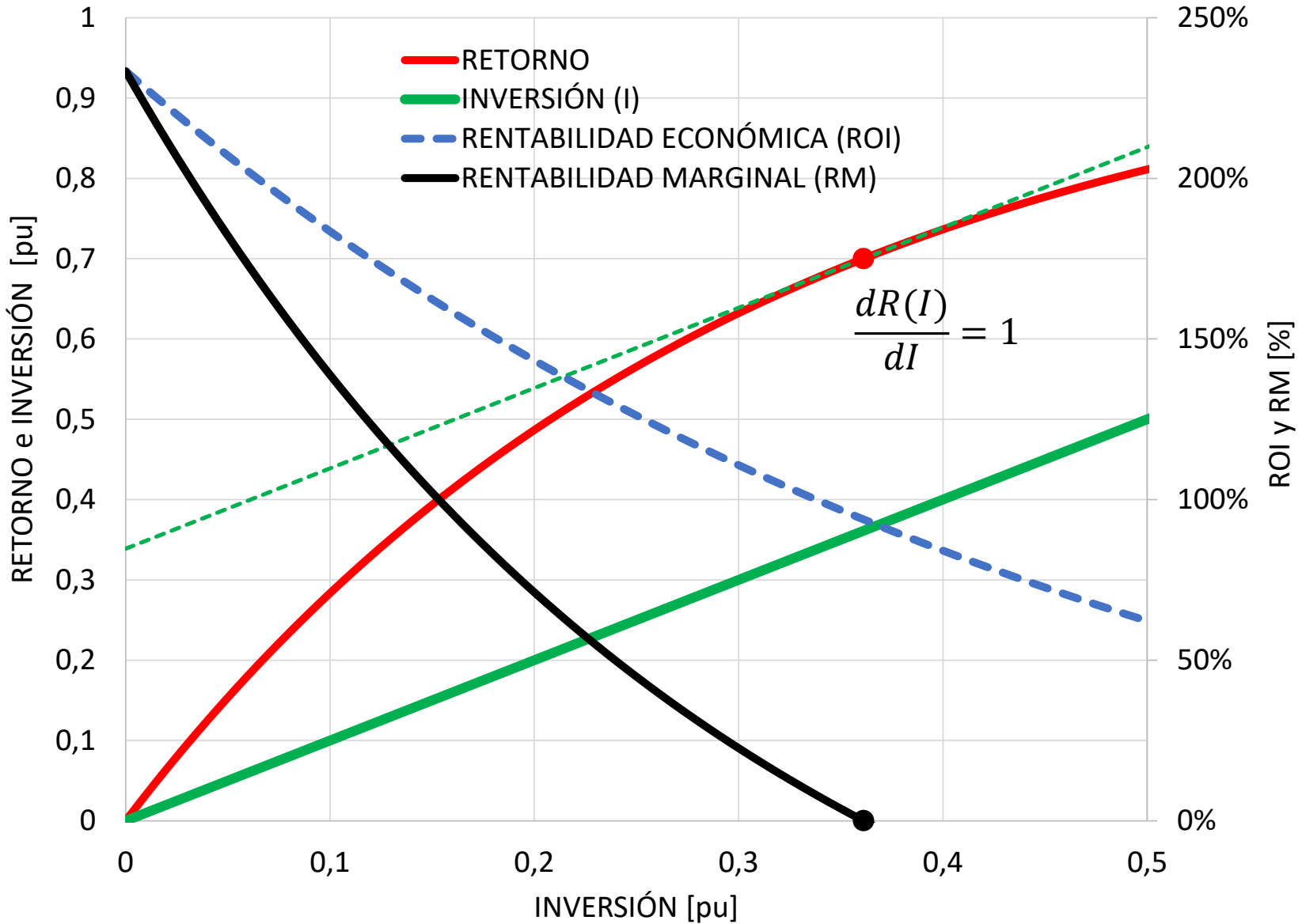
$$\frac{dR(I)}{dI} = 1$$

# Costo marginal de la Inversión equiparado al Retorno marginal



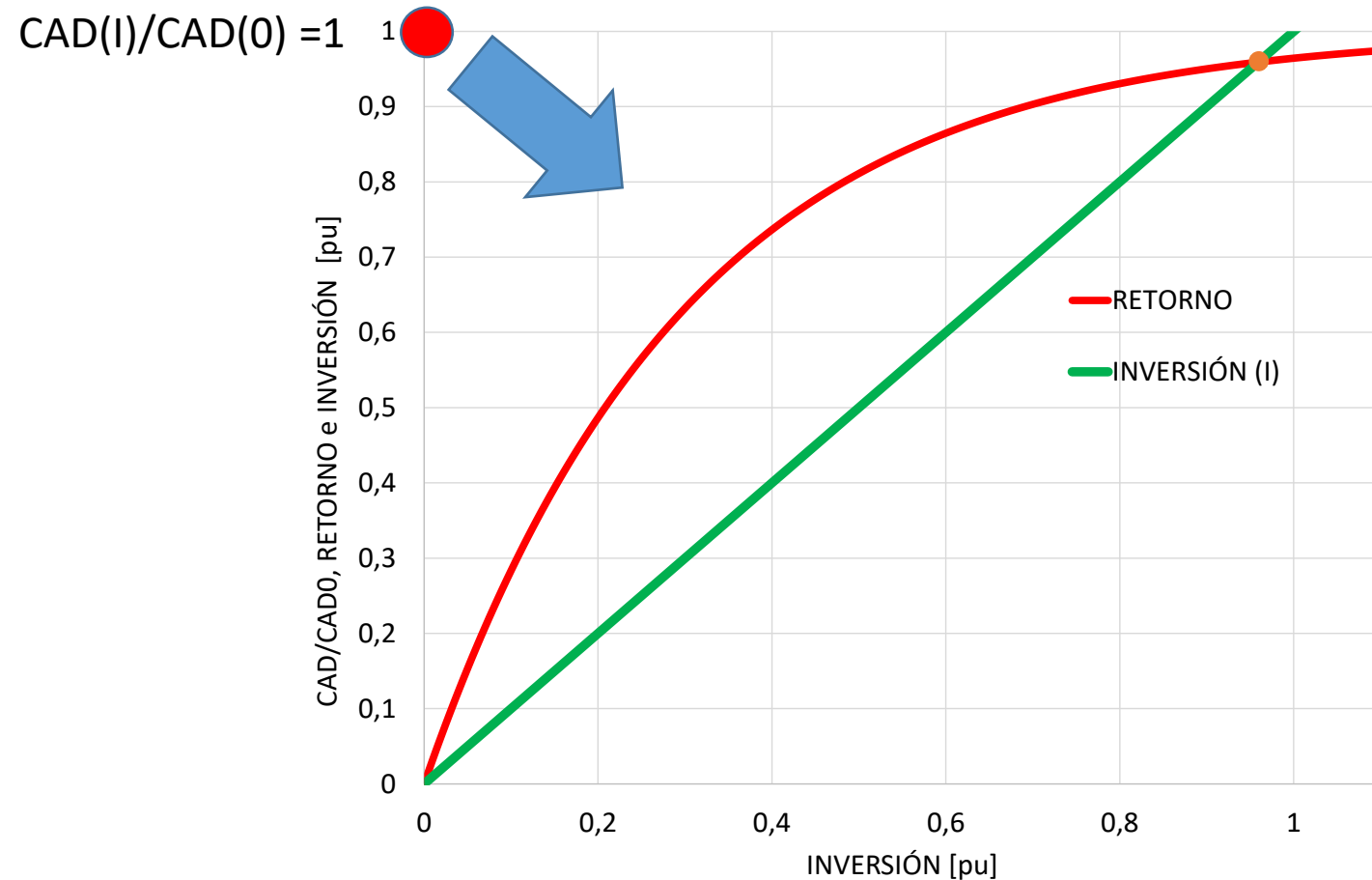
# ¿Para que instalo esa última unidad si no gano nada?

La pregunta debería ser: ¿por que instalar una más si pierdo?



# PEG -> Bajar el CAD

$$CAD(I) = CAD(0) - R(I) + I(I)$$

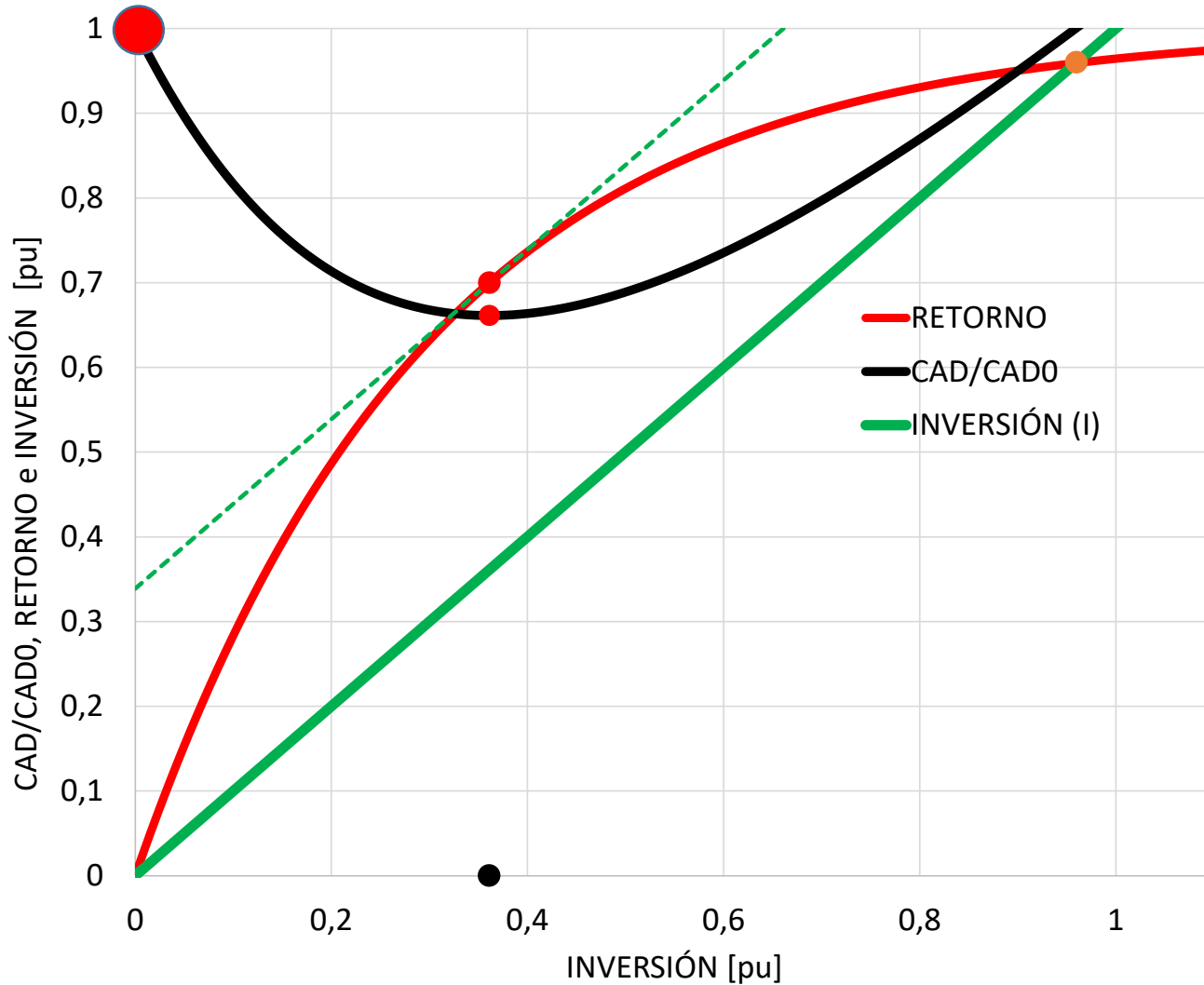


$$CAD(I) = CAD(0) - R(I) + I(I)$$

$$\frac{dCAD(I)}{dI} = 0 \rightarrow \frac{dR(I)}{dI} = \frac{dI}{dI} = 1$$

Optimizar el **CAD** es exactamente lo mismo a igualar los costos incrementales del Retorno (**R**) y de la inversión (**I**)

$$CAD(I) = CAD(0) - R(I) + I(I)$$

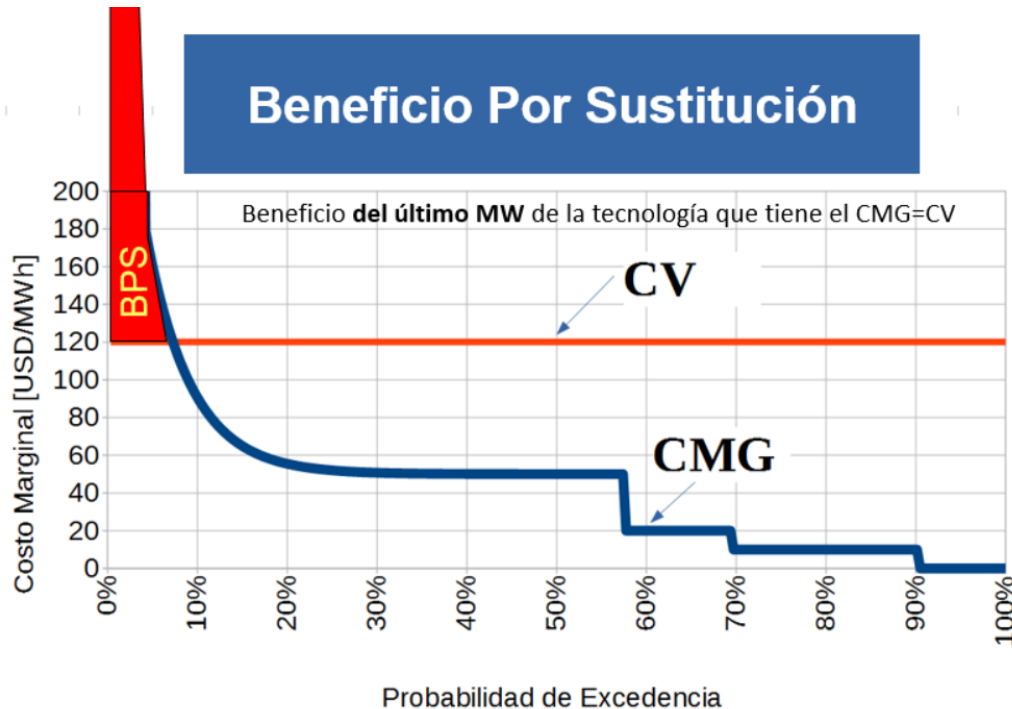


Lo que se corresponde con la mirada MARGINALISTA:

# Todas son formas de ver la Teoría Marginalista

**Beneficio Por Sustitución**

**Gradiente de Inversión**



$$GI = ( BPS * fd - PP ) / PP$$

**La tecnología más eficiente marca la expansión hasta que su GI = 0.**

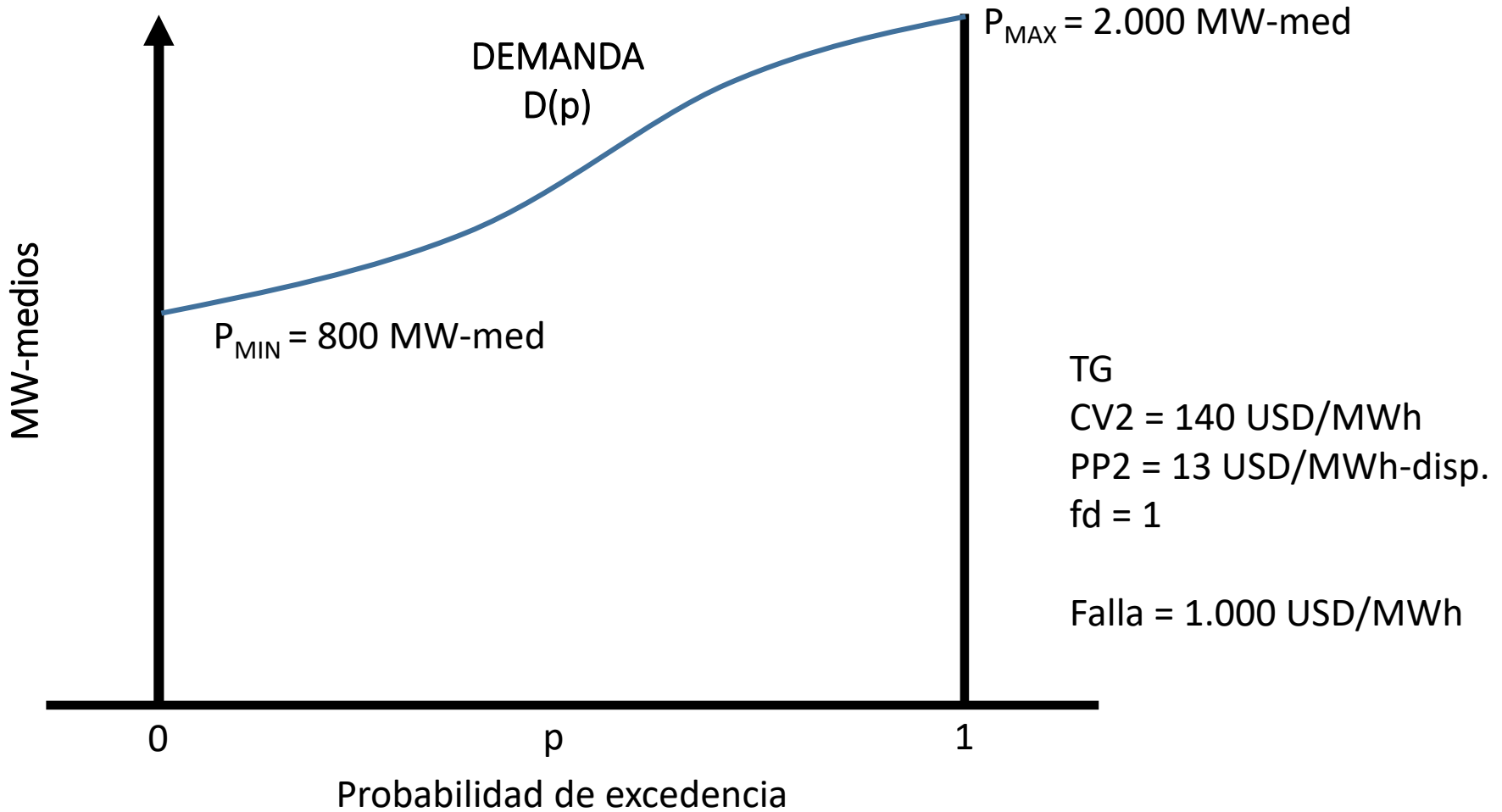
Optimizar el CAD

$$\frac{dCAD(I)}{dI} = 0 \rightarrow \frac{dR(I)}{dI} = \frac{dI}{dI} = 1$$



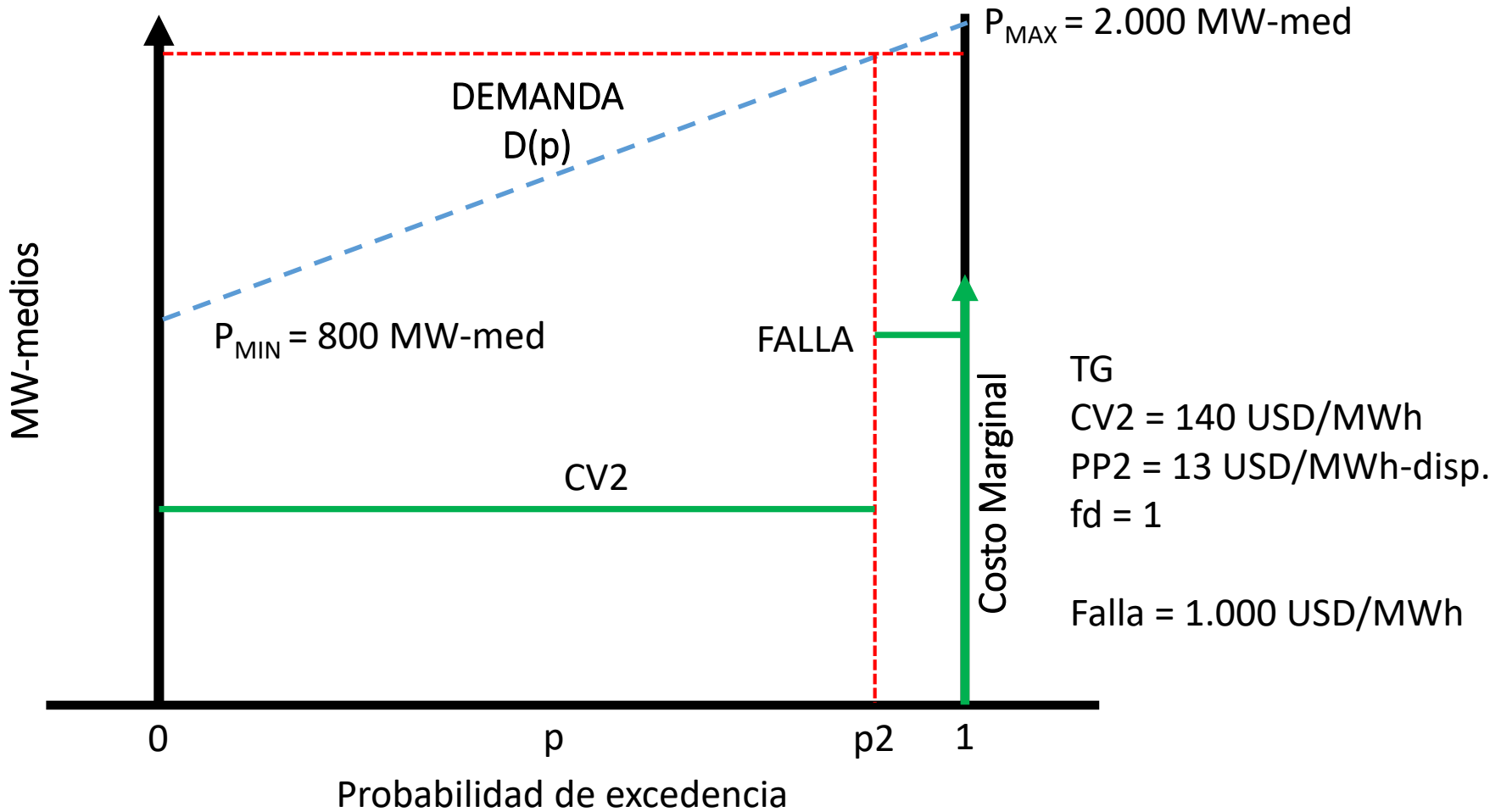
# Ejercicio: Determine las Potencia a instalar de TGs

Es un análisis puramente ENERGÉTICO y no hay problemas de suministro de Potencia.  
 Para la solución se podrá modelar que la curva de permanencia de la demanda es lineal.



# Ejercicio:

Por ser  $CV2 + PP2 < \text{Falla}$ ,  
 no hay duda que hasta  $P_{\text{MIN}}$  se instalan TGs.  
 Sea  $P_{\text{TG}}$  la potencia de TGs a instalar. Esto define  $p2$ .  
 Por encima de  $D(p2)$  se despacha FALLA.

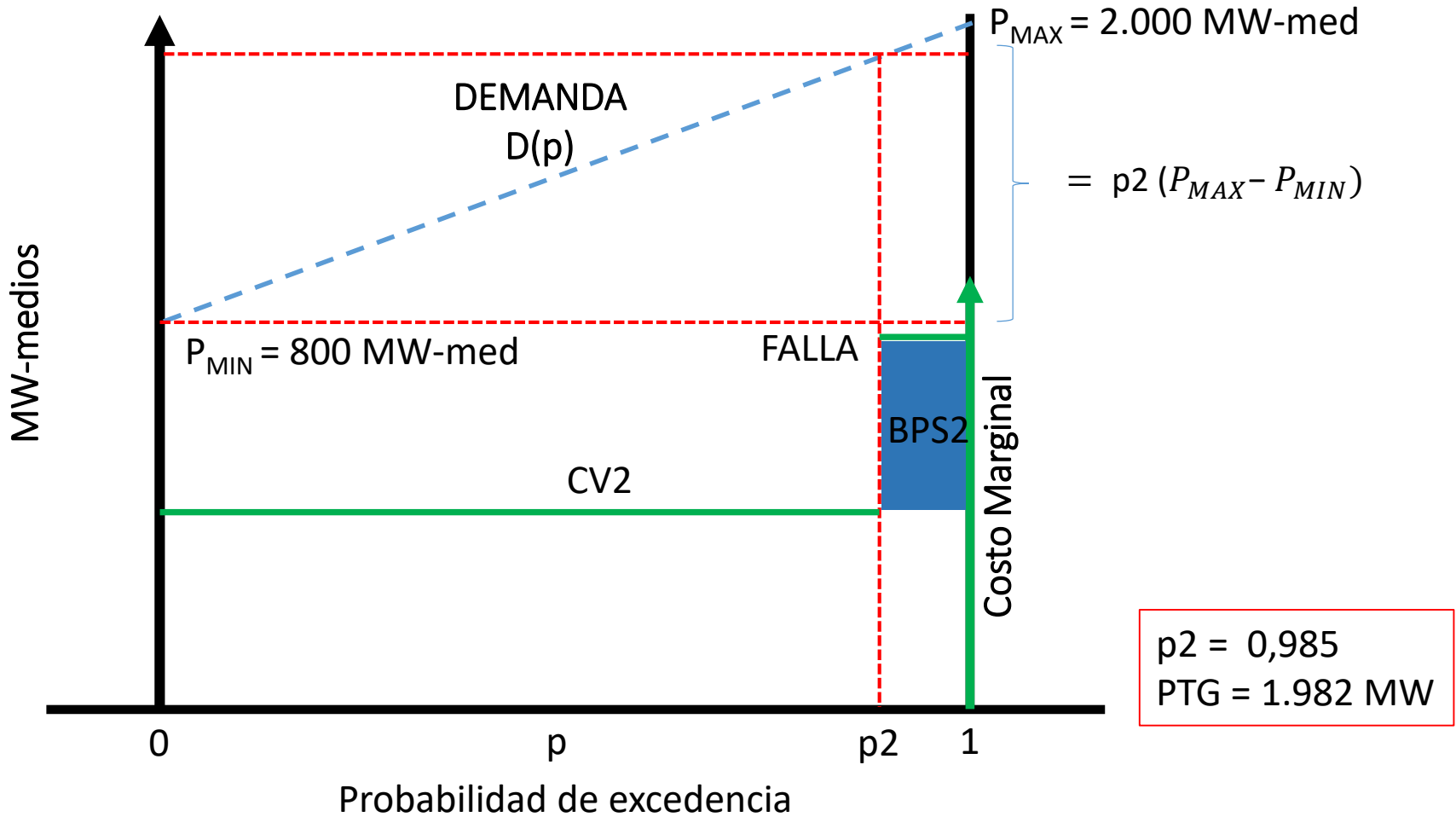


Ejercicio:

$$BPS2 = (FALLA - CV2)(1 - p2) = PP2$$

$$p2 = 1 - \frac{PP2}{FALLA - CV2}$$

$$P_{CC} = P_{MIN} + p2 (P_{MAX} - P_{MIN})$$

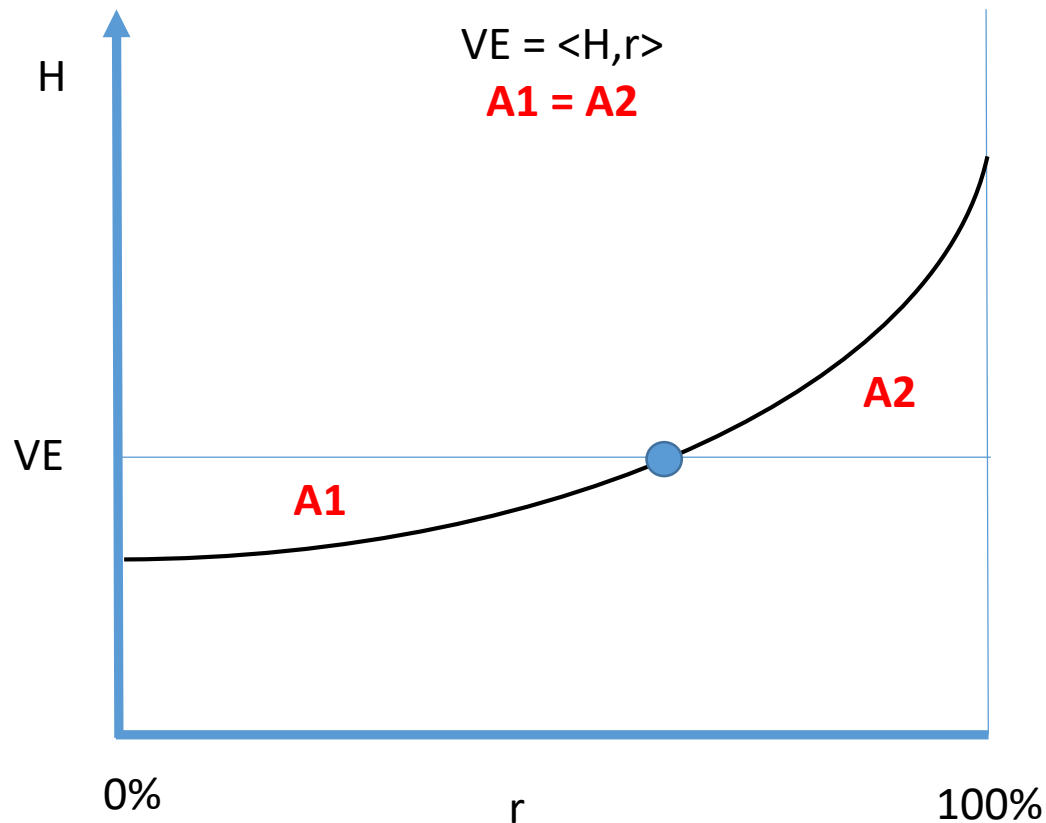


$$p2 = 0,985$$

$$PTG = 1.982 \text{ MW}$$

# Valore Esperado (valor medio)

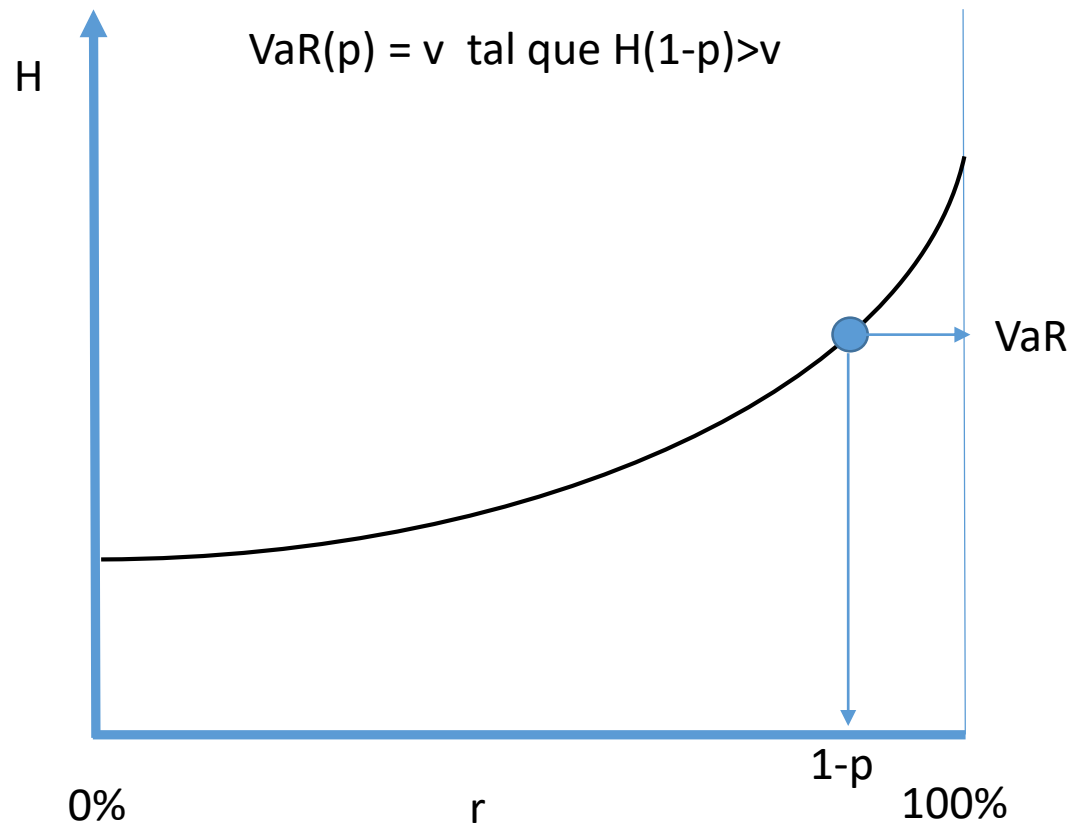
Histograma, Curva de Densidad de Probabilidad, Curva de Permanencia



# Valor en Riesgo

Histograma o Curva de Densidad de Probabilidad

VaR(p) es el valor que es excedido con probabilidad p

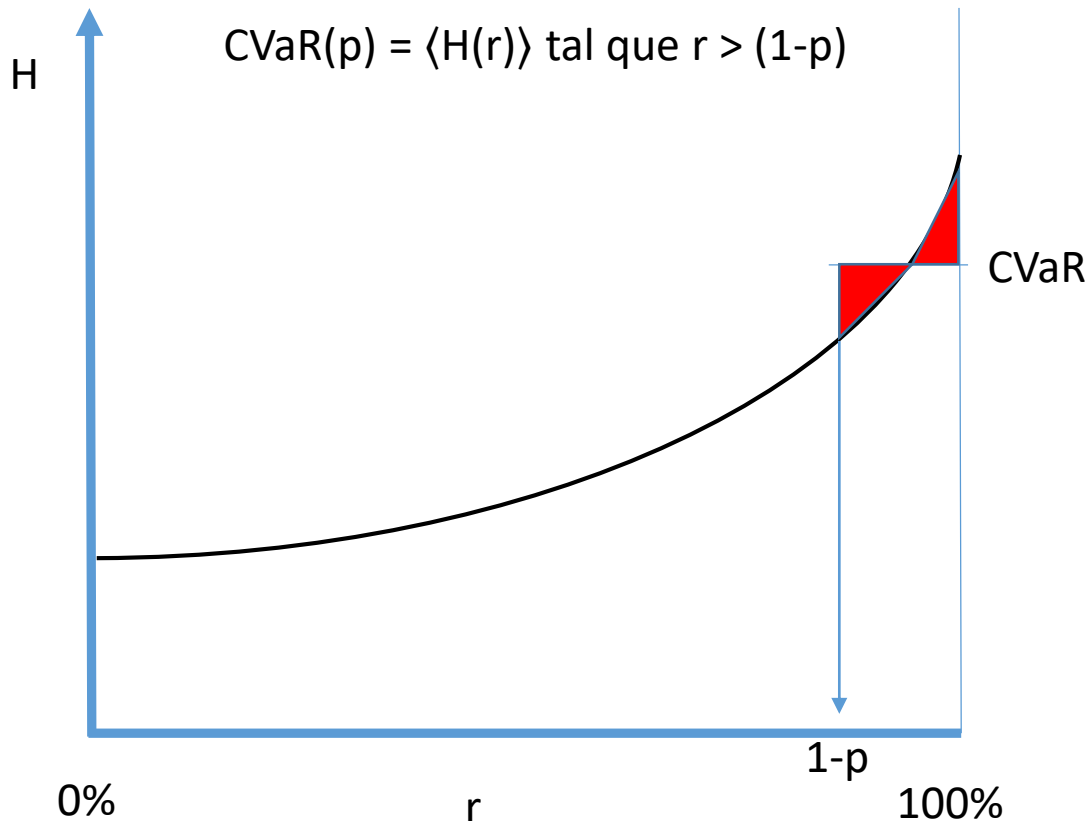


Ej:  $\text{VaR}(5\%) = 100$   
“Con una probabilidad de 5% puedo perder más de 100 pesos”

# Valor Condicionado de Riesgo

Histograma o Curva de Densidad de Probabilidad

CVaR(p) es el promedio de los valores que superan el VaR(p)

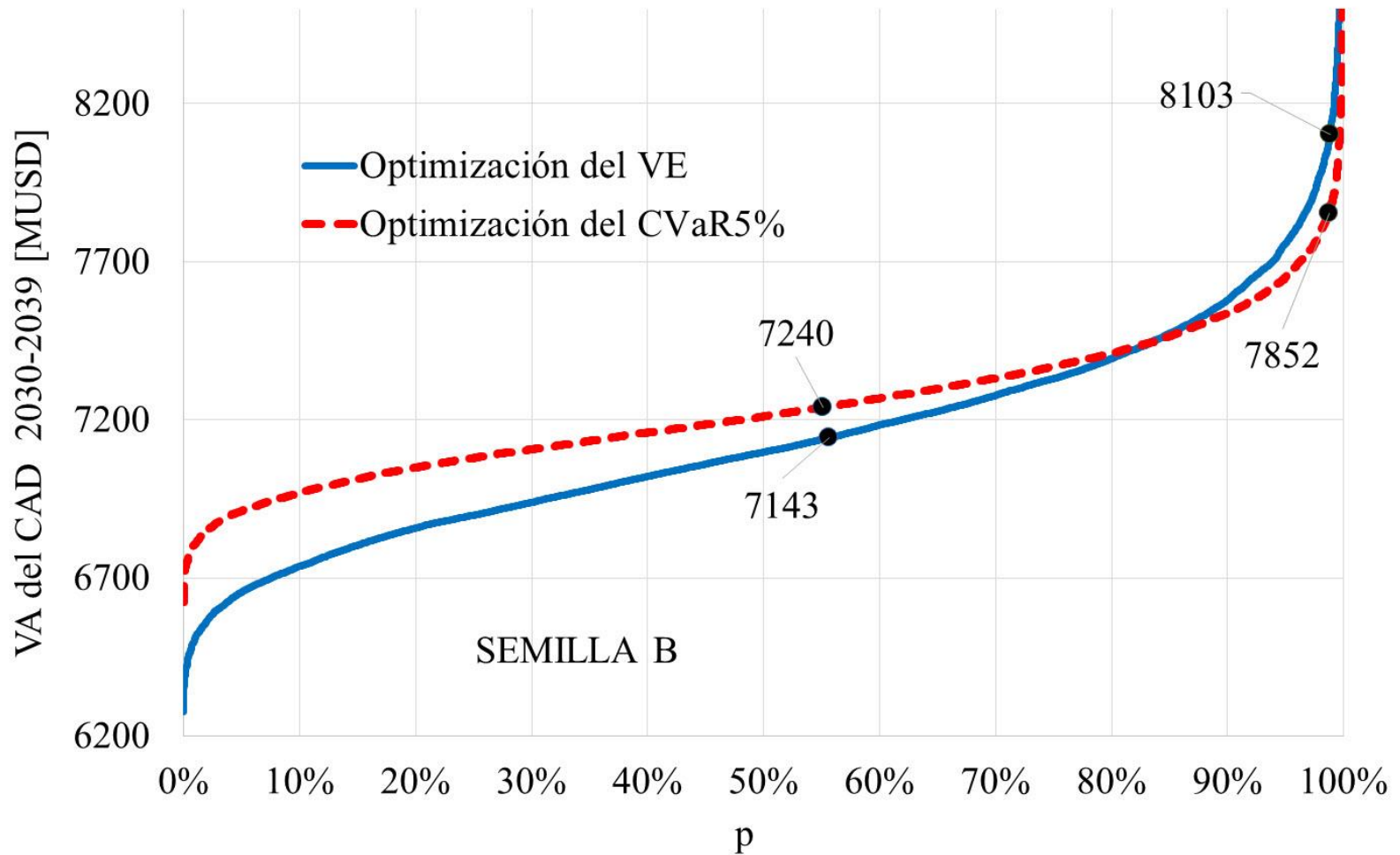


Ej: CVaR(5%) = 100  
“Con una probabilidad de 5% puedo perder en promedio 100 pesos”

# Hay que Optimizar el VE

- En la PEG, se trata de elegir entre proyectos de inversión y nos debe permitir comparar y decidir entre diferentes opciones.
  - En el caso del sector eléctrico se trata de minimizar en todo momento el VE del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD).
  - El VE(CAD) incluye tanto los Costos Fijos (CF) como los Costos Variables (CV).
  - La teoría de juegos nos dice que al final del día hay que optimizar el VE, lo cual no quita que evaluemos los riesgos extremos.
- Si soy adverso al riesgo y no optimizo el VE, es porque no tengo bien diseñada la función de costo. A los “miedos” hay que tratar de ponerles costos. En general esto se hace mediante la correcta asignación del Costo de Falla (racionamiento). Cualquier otro procedimiento externo podría llevarnos a sobre invertir o sub invertir y tampoco nos permitirá comparar económicamente las alternativas.
  - En todo caso los riesgos extremos difíciles de caracterizar por ser poco probables, deben ser cubiertos con seguros.

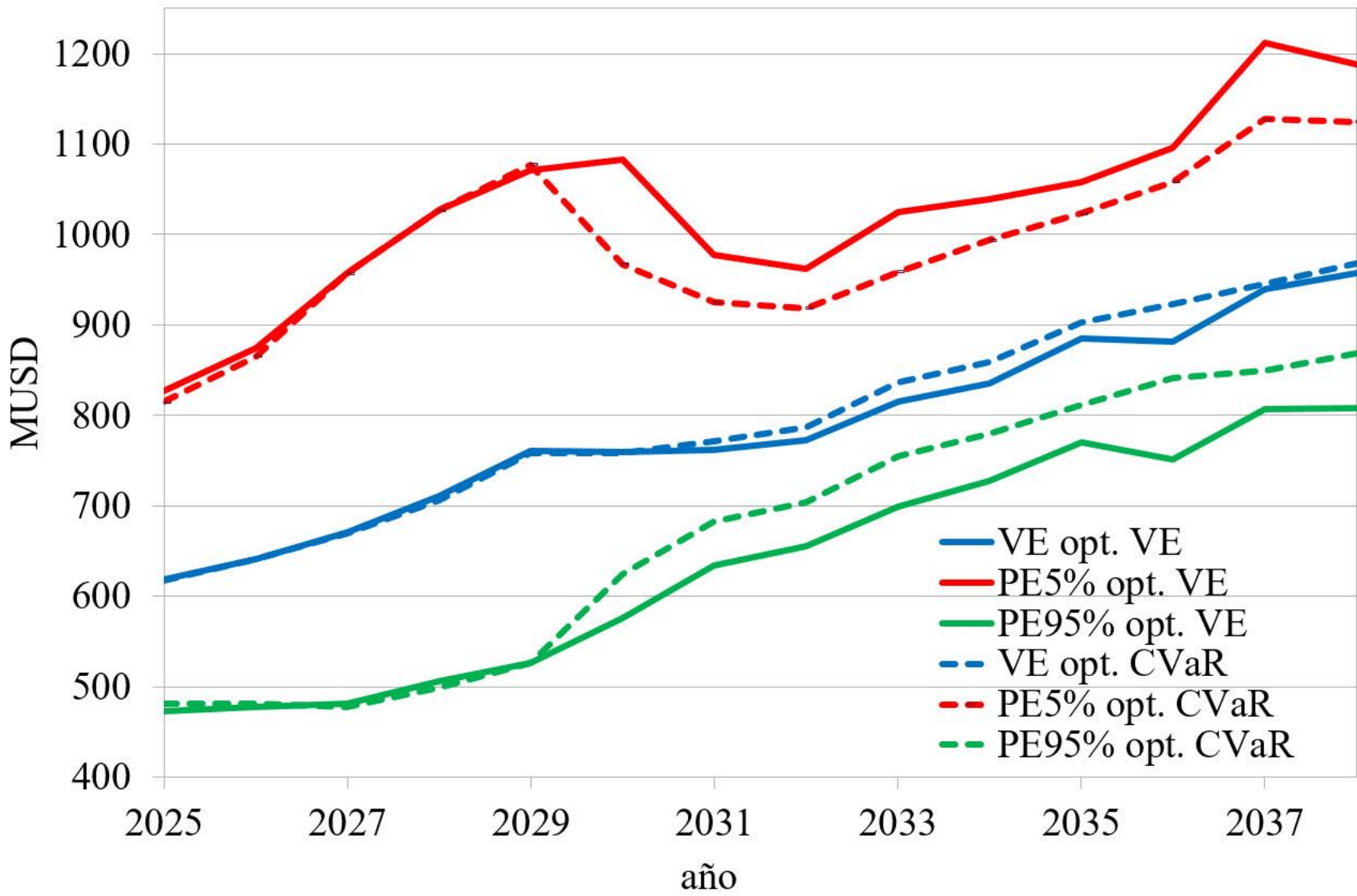
# ¿Y si planifico minimizando el CVaR?



Es absurdo pagar **97 MUSD** en VE para bajar **251 MUSD** en algo que tiene una probabilidad de 5%, por tanto un VE de **12,6 MUSD**



# Minimizar el CVaR “aprieta” la Figura de Riesgo



# Asignación del Costo de Falla

- En la PEG, se trata de elegir entre proyectos de inversión y nos debe permitir comparar y decidir entre diferentes opciones.
- En el caso del sector eléctrico se trata de minimizar en todo momento el VE del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD).
- El VE(CAD) incluye tanto los Costos Fijos (CF) como los Costos Variables (CV).
- La teoría de juegos nos dice que al final del día hay que optimizar el VE, lo cual no quita que evaluemos los riesgos extremos.
- Si soy adverso al riesgo y no optimizo el VE, es porque no tengo bien diseñada la función de costo. A los “miedos” hay que tratar de ponerles costos. **En general esto se hace mediante la correcta asignación del Costo de Falla (racionamiento).** Cualquier otro procedimiento externo podría llevarnos a sobre invertir o sub invertir y tampoco nos permitirá comparar económicamente las alternativas.
- En todo caso los riesgos extremos difíciles de caracterizar por ser poco probables, deben ser cubiertos con seguros.

# Caracterización de la Falla

- Es común representar la Falla o Racionamiento en el suministro de energía valorizando el costo que representa para la economía del país.
- Dependiendo del modelo utilizado para representar el sistema, la Falla puede o no quedar bien representada. Como además está asociada a eventos poco probables (cola de las distribuciones) son situaciones difíciles de representar y de captar en las simulaciones. Por esta razón en ocasiones se suelen utilizar "criterios-auxiliares" o también conocidos como "criterios-físicos" para diferenciarlos de los "criterios-económicos".
- Pero no hay que perder de vista que la utilización de "criterios-físicos" en forma "ciega" (es decir sin ponderar el costo económico de usar dichos criterios) podría llevarnos a sobre-invertir o sub-invertir respecto del óptimo económico.
- Por esta razón, si se utilizan "criterios-físicos" para la determinación de un plan de expansión, resulta por lo menos interesante tener una cuantificación de cuáles serían los valores de los Costos de Falla que llevarían a una planificación coincidente con el criterio-físico. Y si son muy diferentes a los utilizados como costos de falla de un país, hay que intentar determinar el origen de la diferencia.
- Los Costos de Falla tienen incidencia directa sobre la valorización de los recursos almacenables, las remuneraciones de energía en los mercados y por consiguiente sobre la rentabilidad de las inversiones. La utilización de "criterios-físicos" que permitan la fijación de Costo Falla inconsistentes con la seguridad deseada, crea una inconsistencia entre los costos marginales de la energía y las inversiones, por lo que determina un sistema ineficiente.

# Ejemplo de Criterio-Físico

## 3.3 Requisitos do Sistema no Horizonte Decenal

CNPE n° 29, de 2019, que estabeleceu as métricas para os novos critérios, além da Portaria MME n° 59, de 2020, que estabeleceu os parâmetros associados a essas métricas. Com esse novo regramento, o SIN passa a contar com critérios explícitos para o suprimento de potência além de ter seus critérios de suprimento de energia atualizados à nova realidade do sistema.

A partir do estabelecimento destes novos critérios, o PDE 2030 apresentou proposta metodológica para quantificar o montante de oferta adicional que o sistema requer para que as condições operativas futuras estejam conforme os limites estabelecidos, assegurando o atendimento em todas as suas dimensões. Esse montante de oferta necessário foi denominado de Requisitos do Sistema.

A partir da configuração do Caso Base, a avaliação da adequabilidade do suprimento de energia e de potência considera a simulação com 2.000 cenários hidrológicos de energias naturais afluentes. As métricas e parâmetros estabelecidos para esta avaliação são:



# Métricas y límites de BR

## ENERGÍA

- CVaR<sup>16</sup> 1% da Energia Não Suprida (ENS)  $\leq$  5% da Demanda

Risco e sua profundidade de energia: em base anual, são avaliados os 1% piores cenários de atendimento à demanda de energia, onde a média do corte de carga nesses cenários não pode ser superior à 5% da demanda do SIN e de cada subsistema.

- CVaR 10% CMO  $\leq$  800[R\$/MWh]

Critério energético-econômico: em base mensal, são avaliados os 10% cenários com CMO mais elevado, onde a média desses cenários não pode ser superior a R\$ 800/MWh em nenhum subsistema avaliado.

## POTENCIA

- CVaR 5% da Potência Não Suprida (PNS)  $\leq$  5% da Demanda

Risco e sua profundidade de potência: em base mensal, são avaliados os 5% piores cenários de atendimento à demanda máxima de potência, onde a média desses cenários não pode ser superior à 5% da demanda instantânea do SIN e de cada subsistema.

- LOLP<sup>17</sup>  $\leq$  5%

Risco de potência: em base anual, possui um limite de 5% de probabilidade de ocorrência de qualquer déficit por motivo de insuficiência de capacidade de potência, para o SIN e para cada subsistema.

<sup>16</sup> CVaR = Conditioned Value at Risk (Valor esperado condicionado a um determinado nível de confiança)

<sup>17</sup> LOLP = Loss of Load Probability (risco de insuficiência de capacidade)

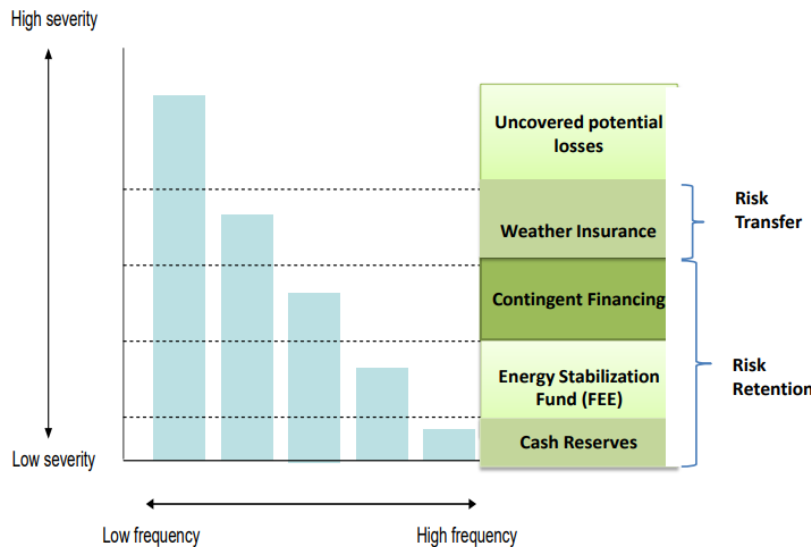
# Riesgos Extremos y Seguros

- En la PEG, se trata de elegir entre proyectos de inversión y nos debe permitir comparar y decidir entre diferentes opciones.
  - En el caso del sector eléctrico se trata de minimizar en todo momento el VE del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD).
  - El VE(CAD) incluye tanto los Costos Fijos (CF) como los Costos Variables (CV).
  - La teoría de juegos nos dice que al final del día hay que optimizar el VE, lo cual no quita que evaluemos los riesgos extremos.
  - Si soy adverso al riesgo y no optimizo el VE, es porque no tengo bien diseñada la función de costo. A los “miedos” hay que tratar de ponerles costos. **En general esto se hace mediante la correcta asignación del Costo de Falla (racionamiento).** Cualquier otro procedimiento externo podría llevarnos a sobre invertir o sub invertir y tampoco nos permitirá comparar económicamente las alternativas.
- En todo caso los riesgos extremos difíciles de caracterizar por ser poco probables, deben ser cubiertos con seguros.

# Gestión de Riesgos Extremos

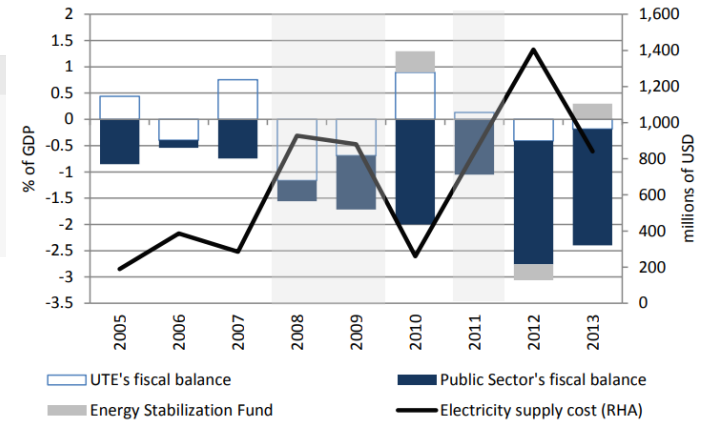
## Uruguay adquiere un seguro contra la falta de lluvia y los altos precios del petróleo

Figure 2: Layered Financial Risk Management Strategy of UTE



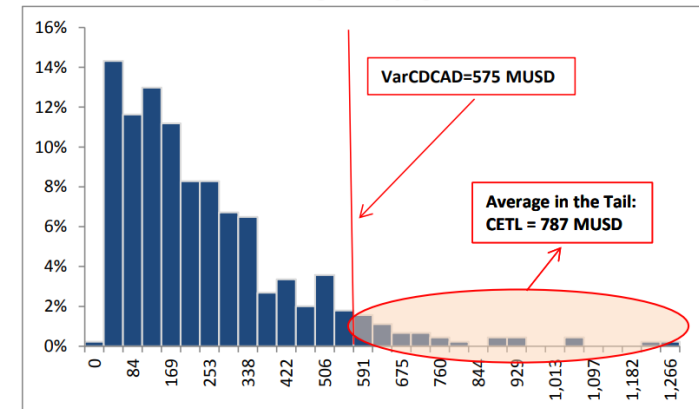
Source: Bank Task team and UTE

Figure 1: Energy Generation Costs, UTE's and Fiscal Balances, 2003-13



Source: Ministry of Economy and Finance (MEF) / Shaded areas indicate drought years

Figure A7.2: Simulated Conditional Distribution of DCAD2015



Source: World Bank staff calculations using the SimSee model

<https://www.bancomundial.org/es/results/2018/01/10/uruguay-insurance-against-rain-oil-prices>

[https://ewdata.rightsindevelopment.org/files/documents/69/WB-P149069\\_v3YQNNU.pdf](https://ewdata.rightsindevelopment.org/files/documents/69/WB-P149069_v3YQNNU.pdf)

# Modelo Simple de optimización de un Sistema Hidrotérmico con ERNC



# Modelo Simple para la Planificación de Inversiones de Generación Eléctrica

Reporte Técnico N° 5

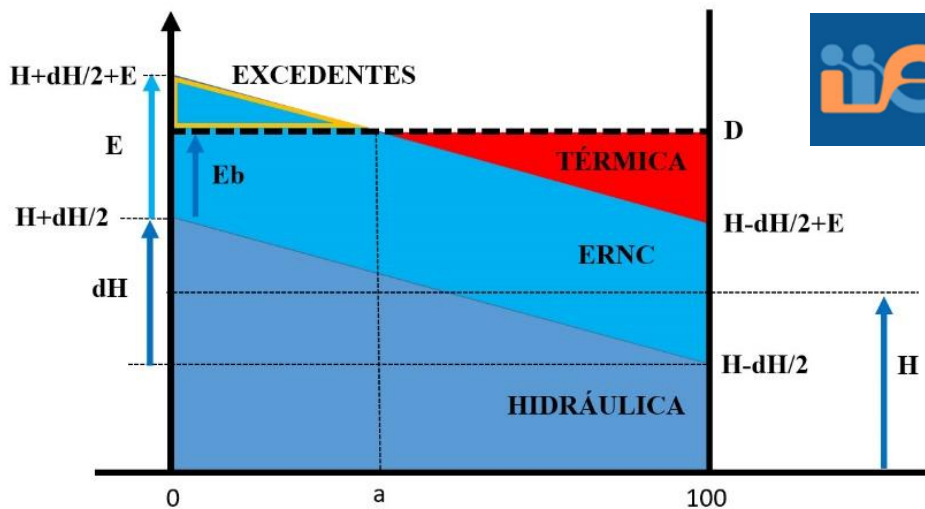
Gonzalo Casaravilla

Grupo GEE- Departamento de Potencia - Instituto de Ingeniería Eléctrica

Universidad de la República - Uruguay

Setiembre 2021

[https://iie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/gee/wp-content/uploads/sites/19/2021/09/Modelo\\_Simple\\_de\\_PIG-2.pdf](https://iie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/gee/wp-content/uploads/sites/19/2021/09/Modelo_Simple_de_PIG-2.pdf)




Universidad de la República - Facultad de Ingeniería  
**Instituto de Ingeniería Eléctrica**  
 "Prof. Ing. Agustín Cisa"

Departamento de Potencia  
 Planificación y Operación Óptimas de  
 Sistemas de Energía Eléctrica

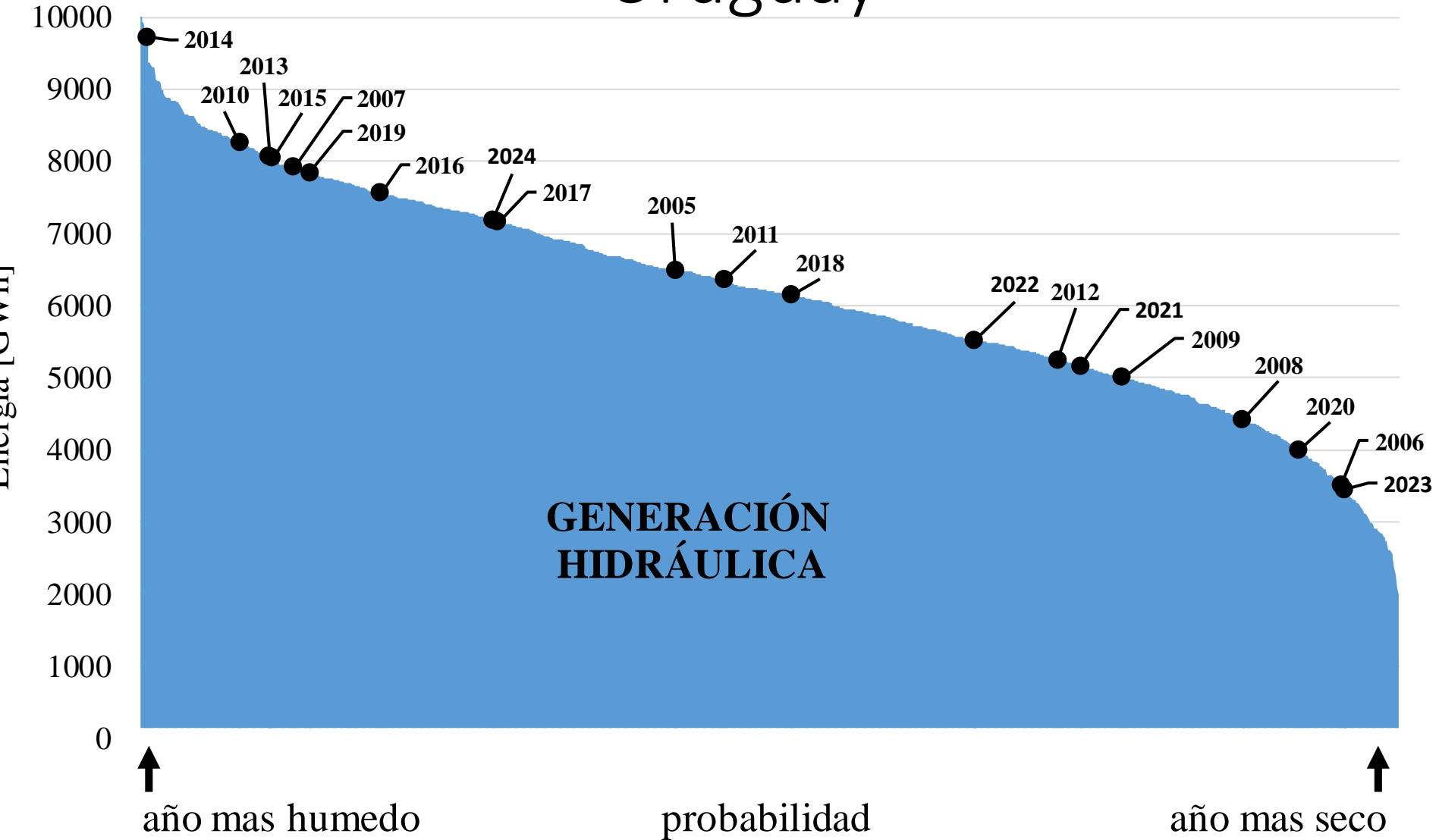
**GEE**

<https://iie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/gee/>

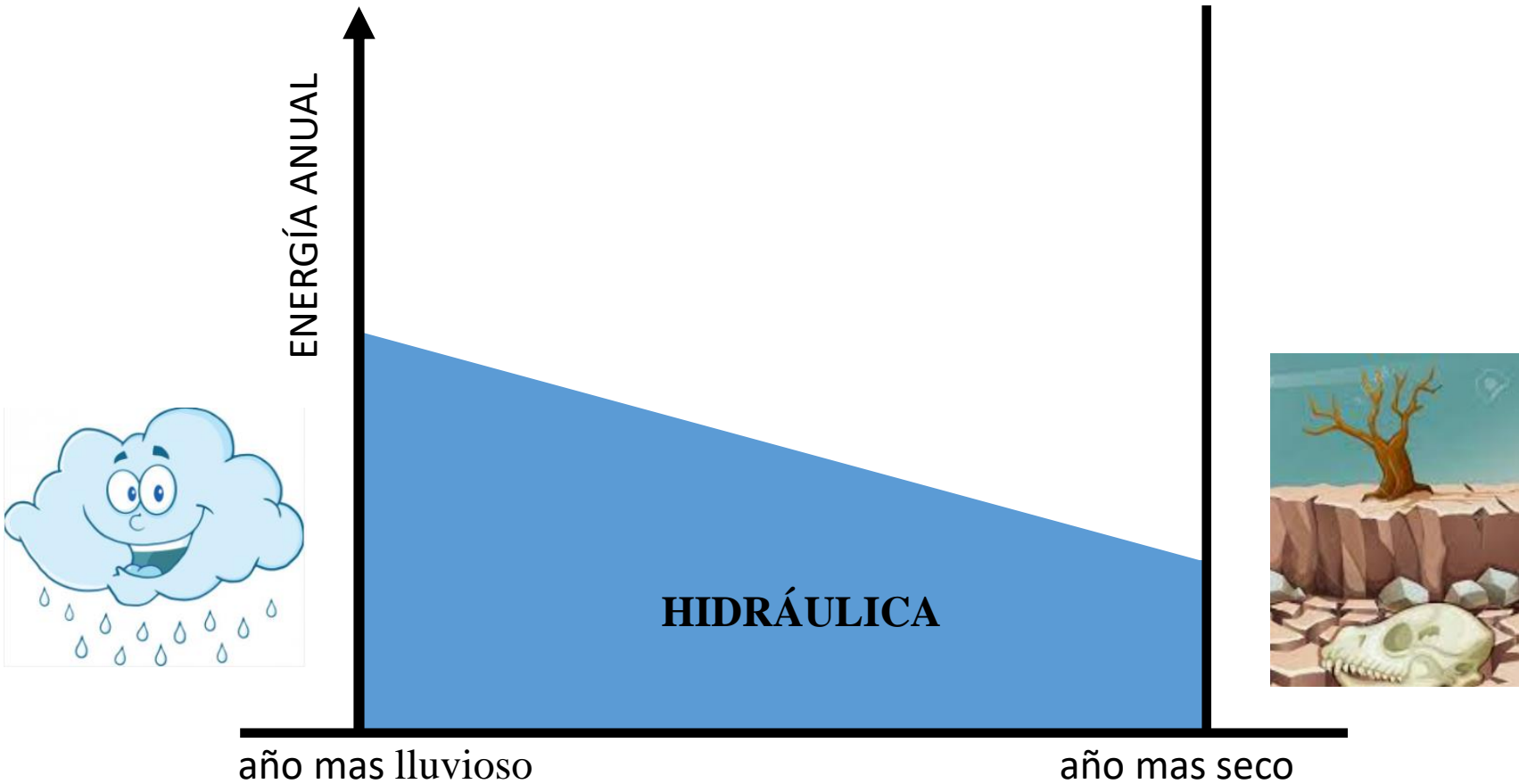
# Hipótesis para el Modelo Simple: es un estudio ENERGETICO y no se tiene en cuenta restricciones de POTENCIA

Como primera aproximación, para ver cuál es la cantidad **ÓPTIMA** de **ERNC**, solo se considera el costo **FIJO** de **ERNC** y todos los costos **VARIABLES** (combustible y venta de excedentes) ya que los demás costos son **FIJOS**.

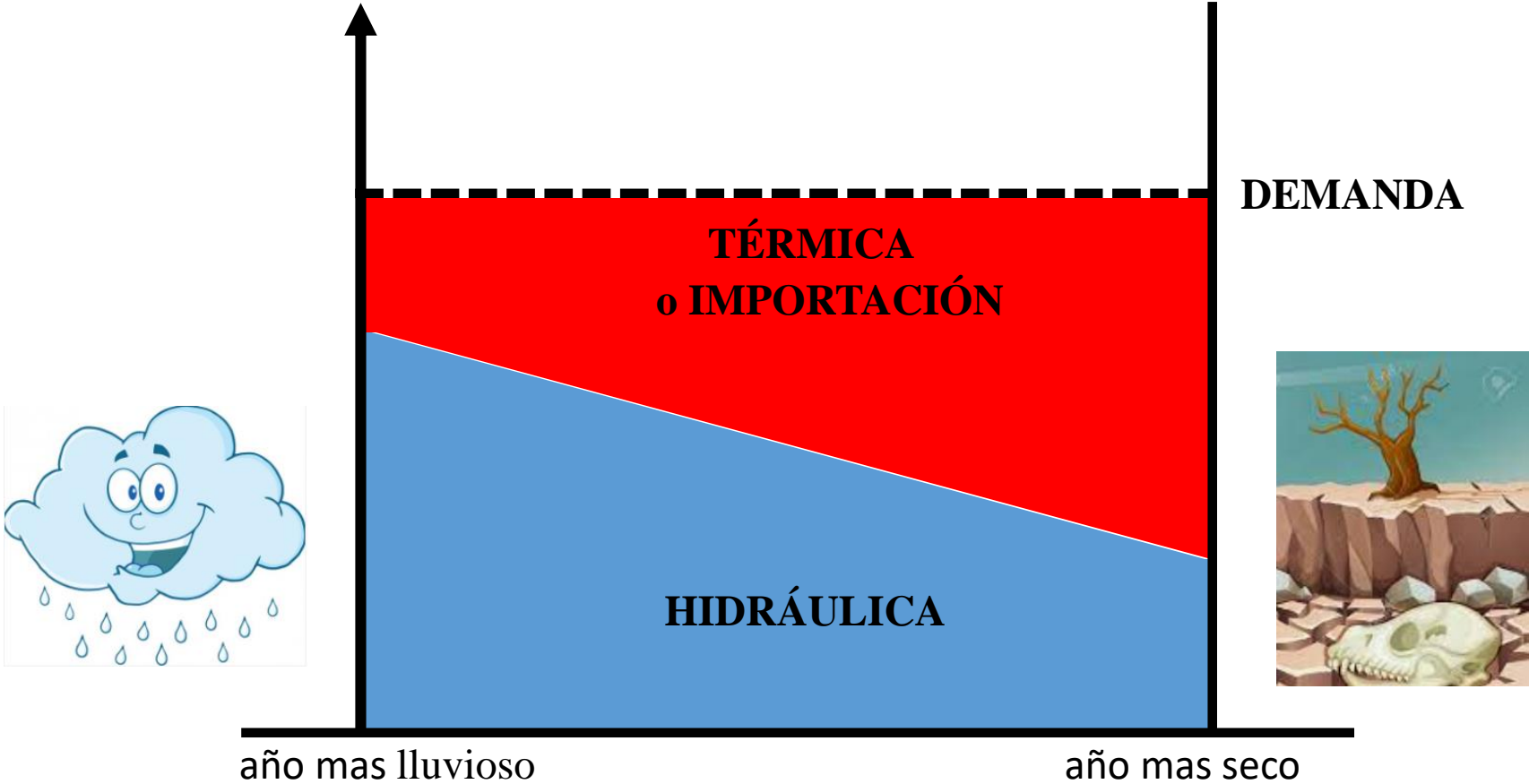
# Histórico de Generación Hidráulica de Uruguay



# Modelo Simple

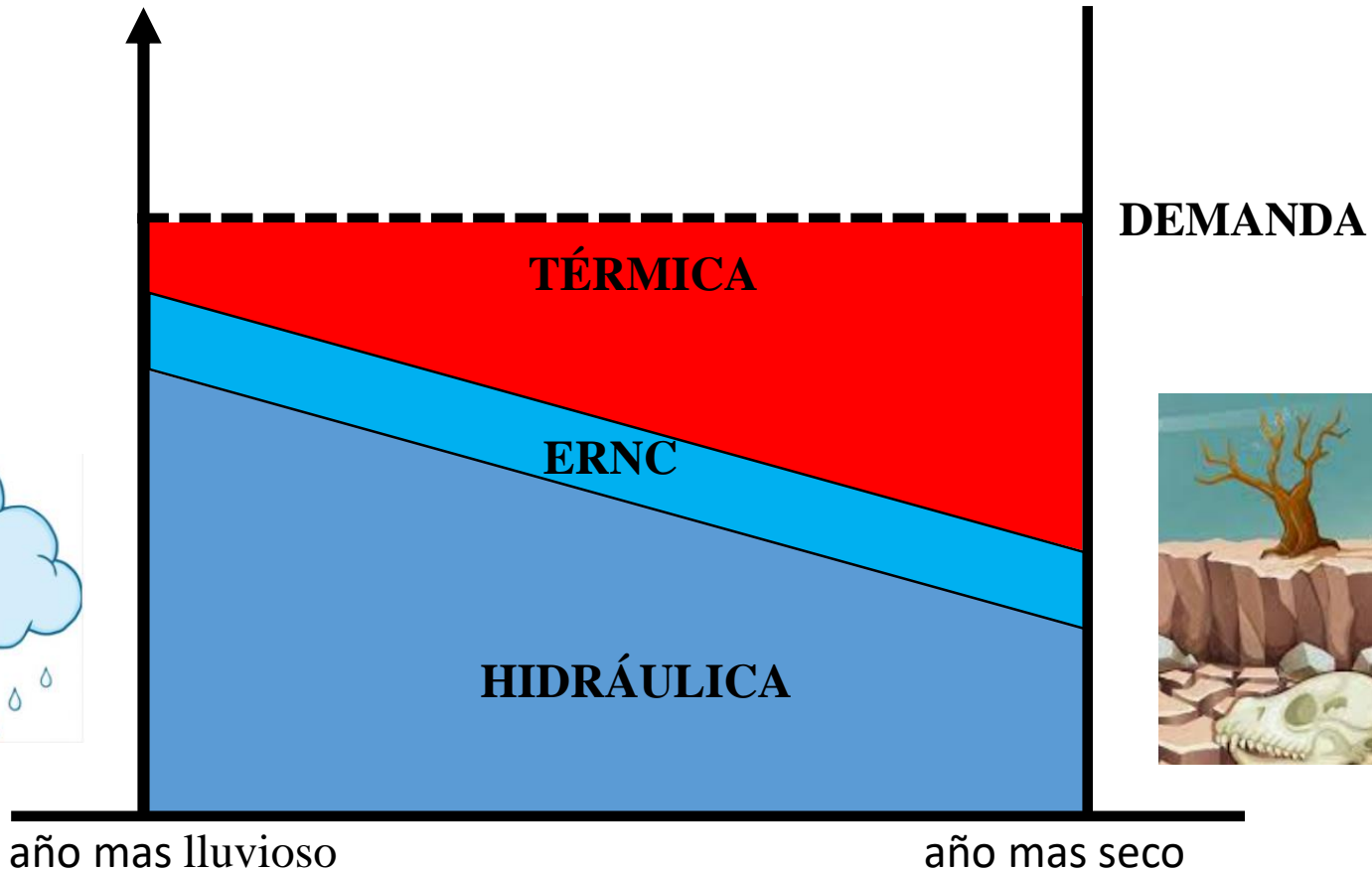


# Matriz de Generación a Optimizar



# La Receta: Sustitución de Térmica con ERNC

(Solar – Eólica y/o Biomasa)



año mas lluvioso

año mas seco

DEMANDA

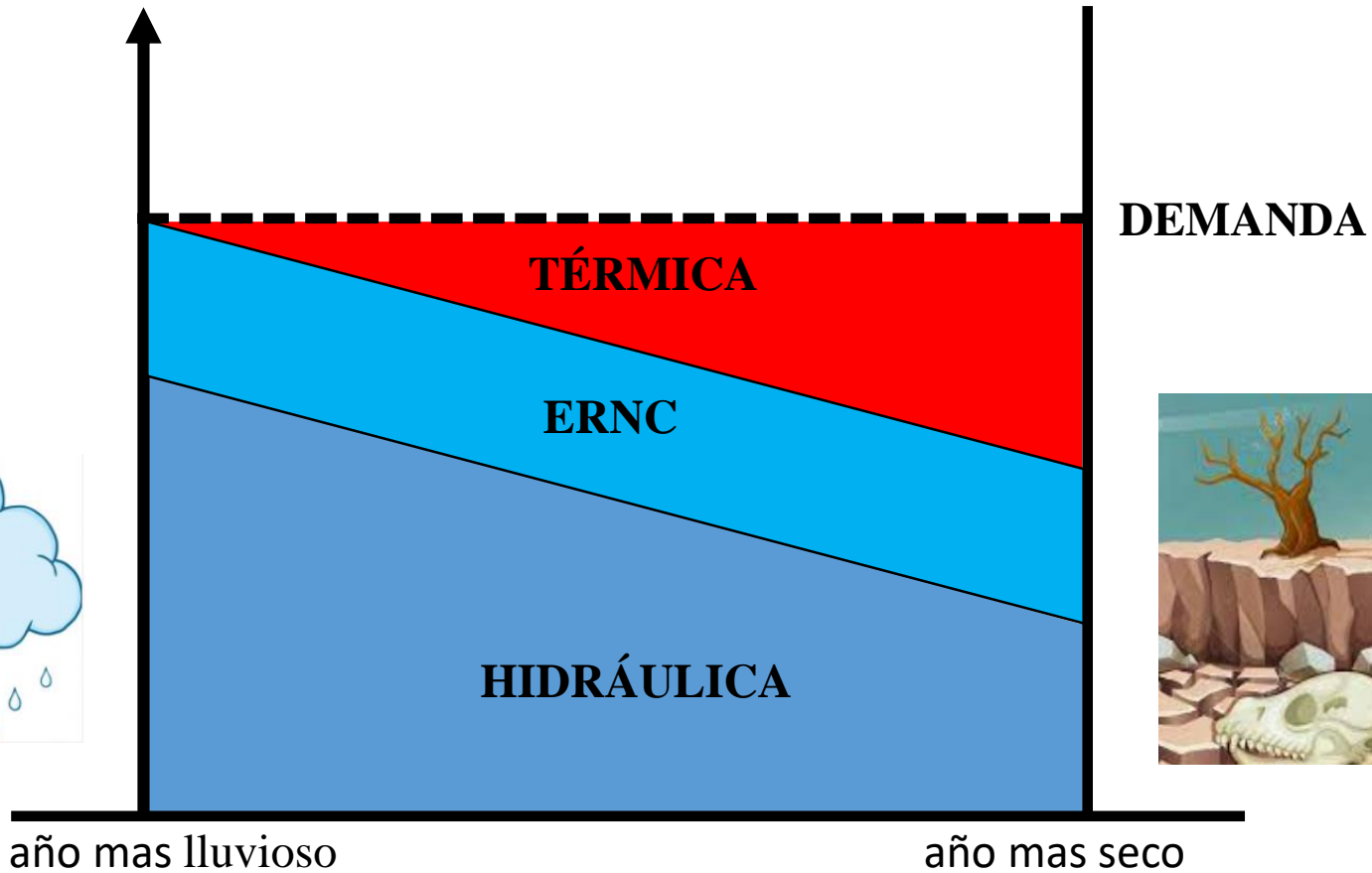
TÉRMICA

ERNC

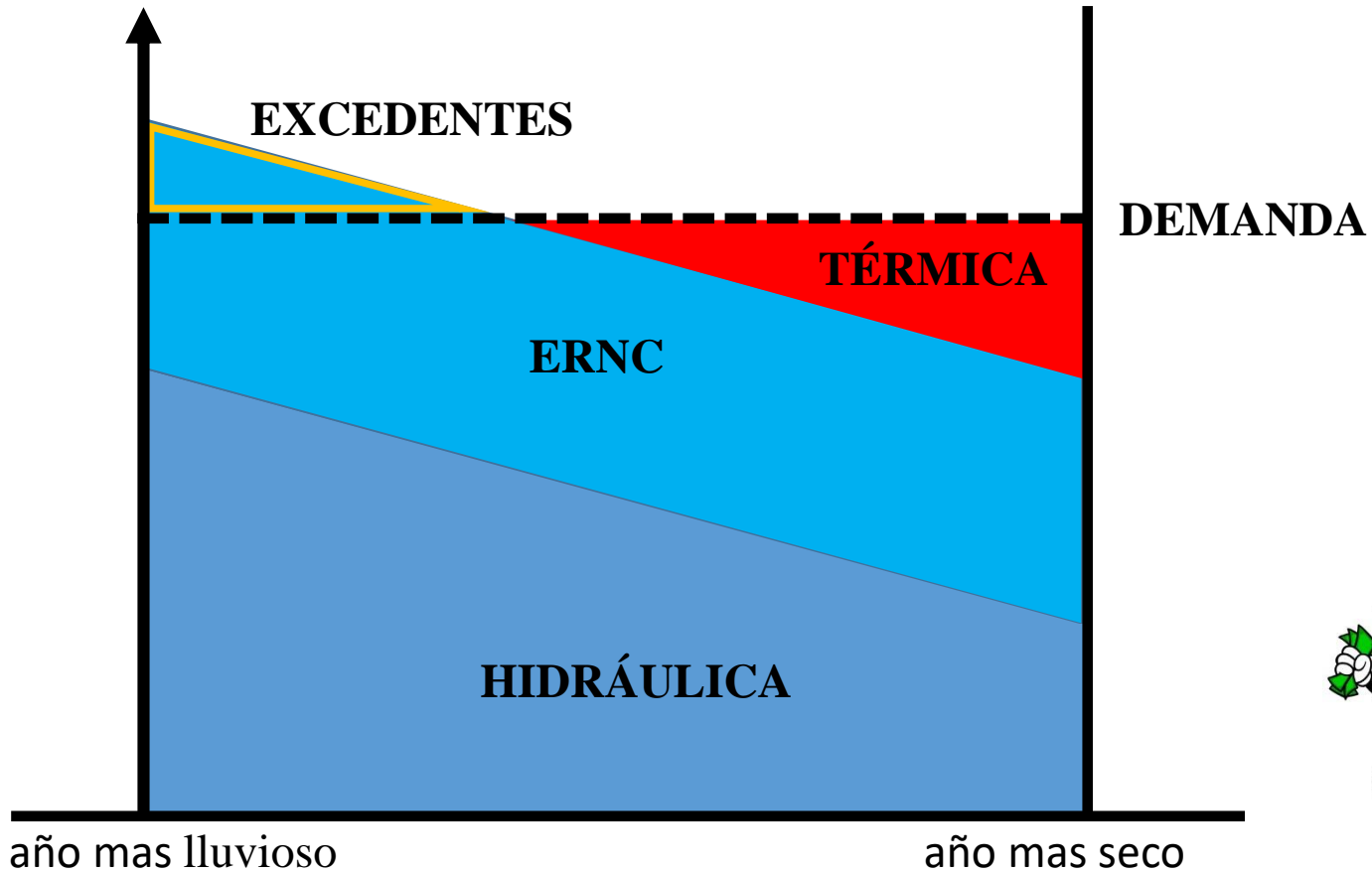
HIDRÁULICA



# Máxima Sustitución sin Excedentes

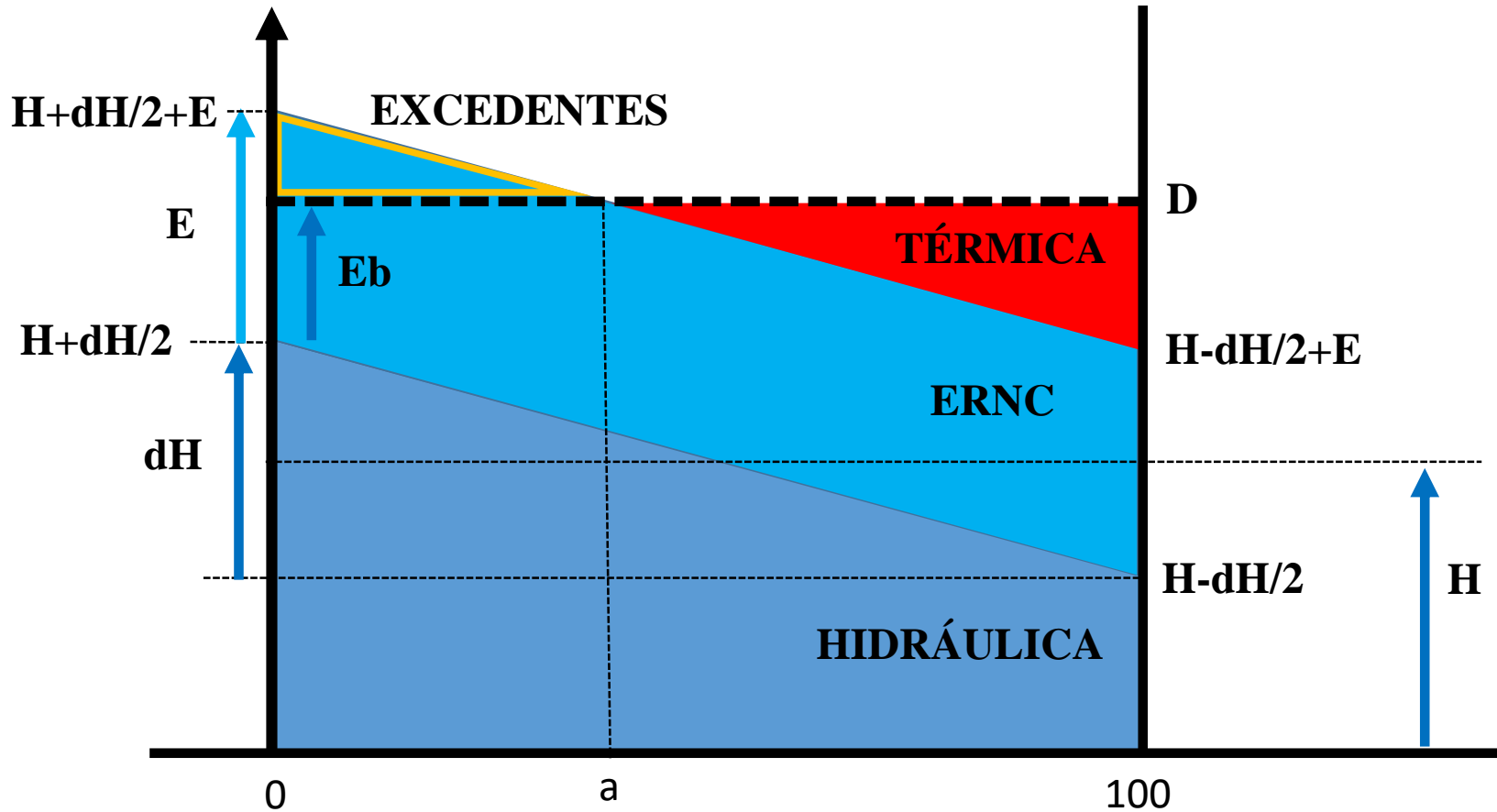


# Sustitución y aparición de Excedentes





# Cuentas...

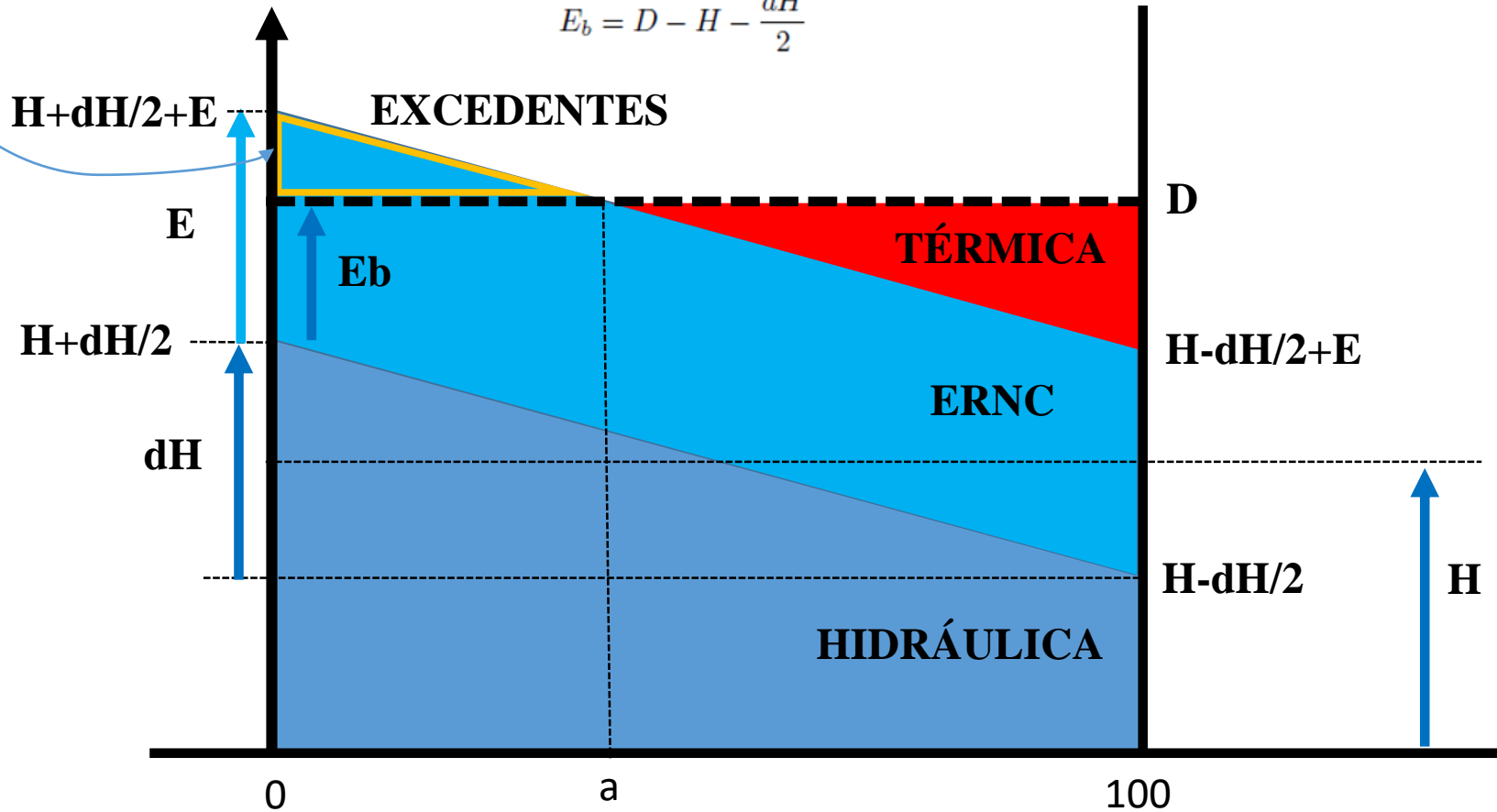


# Cuentas...

$$\frac{H + \frac{dH}{2} + E - D}{a} = \frac{dH}{100}$$

$$X = \frac{AREA_X}{100} = (H + \frac{dH}{2} + E - D) \times a \times \frac{1}{2} \times \frac{1}{100}$$

$$E_b = D - H - \frac{dH}{2}$$



# Cálculo de $T(E)$ y $X(E)$

$$E_b = D - H - \frac{dH}{2} \quad (7)$$

Luego, por una parte, aplicando semejanza de triángulos al mercado como excedentes, se puede escribir la Ec. 8

$$\frac{H + \frac{dH}{2} + E - D}{a} = \frac{dH}{100} \quad (8)$$

y el área del triángulo de excedentes es la que muestra la Ec. 9

$$AREA_X = \left(H + \frac{dH}{2} + E - D\right) \times a \times \frac{1}{2} \quad (9)$$

Por tanto, el valor esperado (promedio) de excedentes  $X$ , es el que indica la Ec. 10

$$X = \frac{AREA_X}{100} = \left(H + \frac{dH}{2} + E - D\right) \times a \times \frac{1}{2} \times \frac{1}{100} \quad (10)$$

Finalmente, sustituyendo en la Ec. 10 el valor de  $a$  a partir de la Ec. 8 y de la Ec. 7 resultan las expresiones para  $X$  que muestra la Ec. Ec. 11

$$X = \frac{\left(H + \frac{dH}{2} + E - D\right)^2}{2 \times dH} = \frac{(E - E_b)^2}{2 \times dH} \quad (11)$$

Por otra parte, del triángulo de la energía térmica de la Fig. 7 y aplicando nuevamente semejanza resulta la Ec. 12

$$\frac{[D - (H - \frac{dH}{2} + E)]}{100 - a} = \frac{dH}{100} \quad (12)$$

Haciendo un razonamiento similar, resultan finalmente en la Ec. 13 las expresiones del valor esperado  $T$  de energía térmica

$$T = \frac{(D - H + \frac{dH}{2} - E)^2}{2 \times dH} = \frac{(E_b + dH - E)^2}{2 \times dH} \quad (13)$$

# Óptimo del CAD (E)

$$CAD(E) = T(E) \times cv + E \times p_e - X(E) \times p_x$$

La función a optimizar es la que muestra la Ec. 14

$$CAD(E) = T(E) \times cv + E \times p_e - X(E) \times p_x \quad (14)$$

Para simplificar se hace el cambio de variable  $E^* = E - E_b$  en que  $E_b$  es constante. Para encontrar el óptimo, se iguala la derivada del  $CAD$  respecto a la variable  $E^*$  a cero y se despeja el valor que anula dicha derivada. Luego se deshace el cambio de variables, resultando el valor que muestra la Ec. 15

$$E_{opt} = E_b + dH \frac{(cv - p_e)}{(cv - p_x)} \quad (15)$$

Luego, evaluando  $T$  y  $X$  en el óptimo, resultan las expresiones 16 y 17. Observar que tanto  $E_{opt}$ ,  $T_{opt}$  y  $X_{opt}$  solo dependen de los valores variables  $c_v$ ,  $p_e$  y  $p_x$  y  $dH$ .

$$T_{opt} = \frac{1}{2} dH \left( \frac{p_e - p_x}{cv - p_x} \right)^2 \quad (16)$$

$$X_{opt} = \frac{1}{2} dH \left( \frac{c_v - p_e}{cv - p_x} \right)^2 \quad (17)$$

$$E_{opt} = E_b + dH \frac{(cv - p_e)}{(cv - p_x)}$$

$$T_{opt} = \frac{1}{2} dH \left( \frac{p_e - p_x}{cv - p_x} \right)^2$$

$$E_b = D - H - \frac{dH}{2}$$

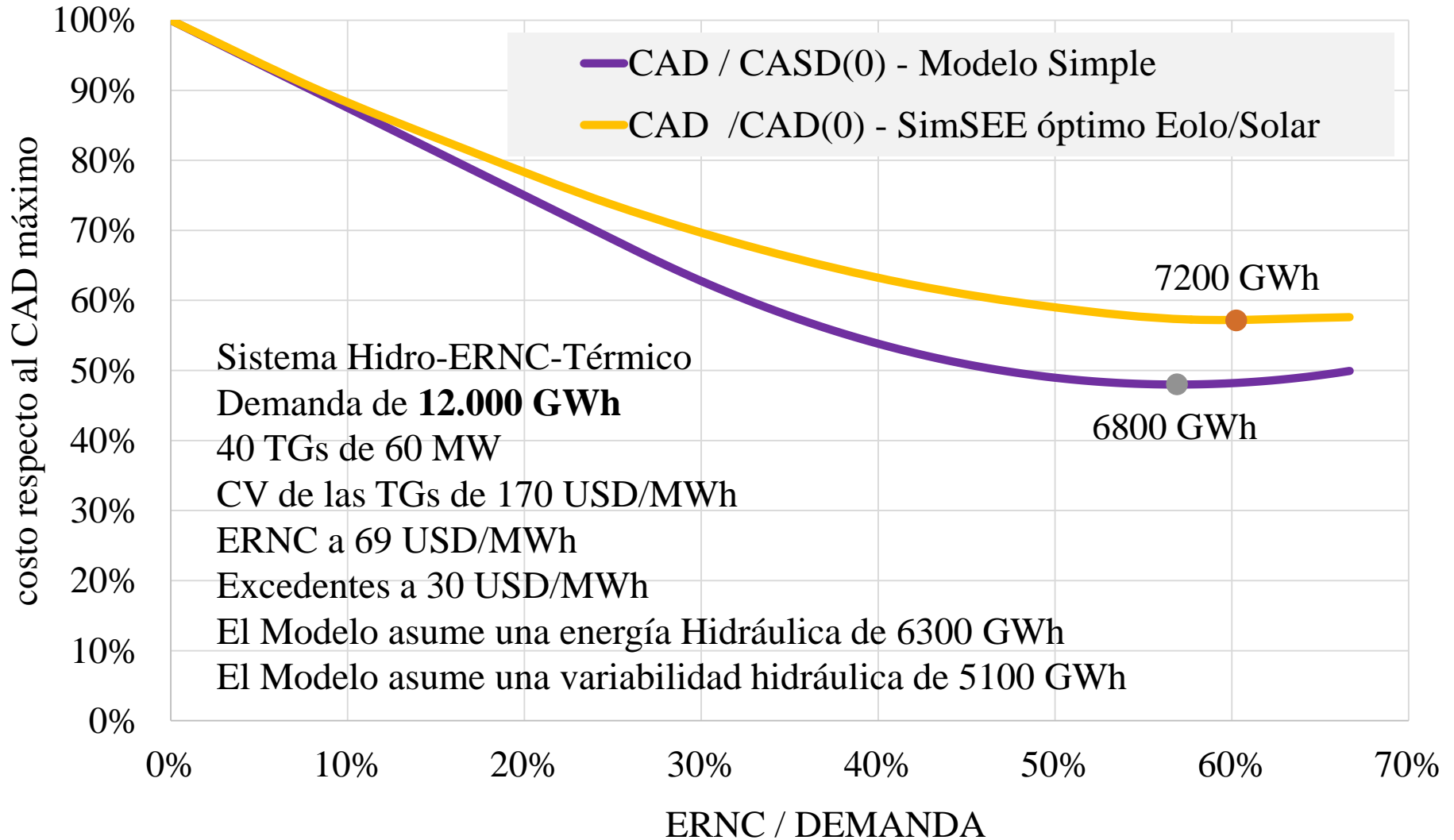
$$X_{opt} = \frac{1}{2} dH \left( \frac{c_v - p_e}{cv - p_x} \right)^2$$

**EL ÓPTIMO DE  
T y X  
NO DEPENDE  
de D ni de H**

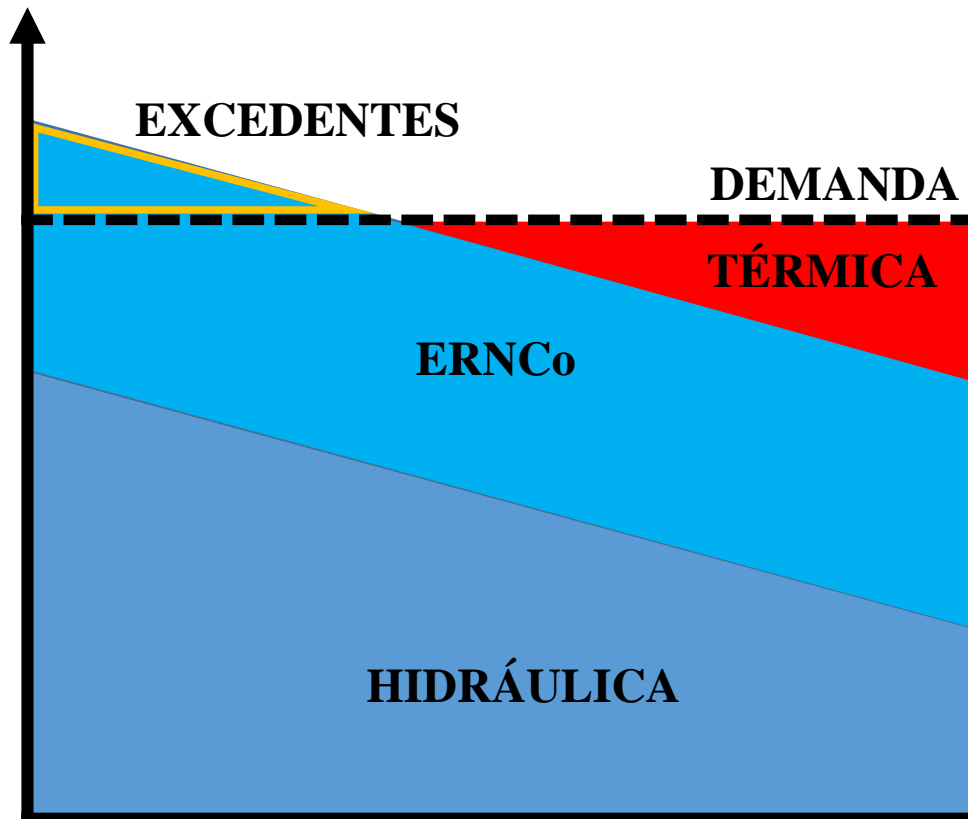


# Ejemplo: Modelo Simple vs. Realidad

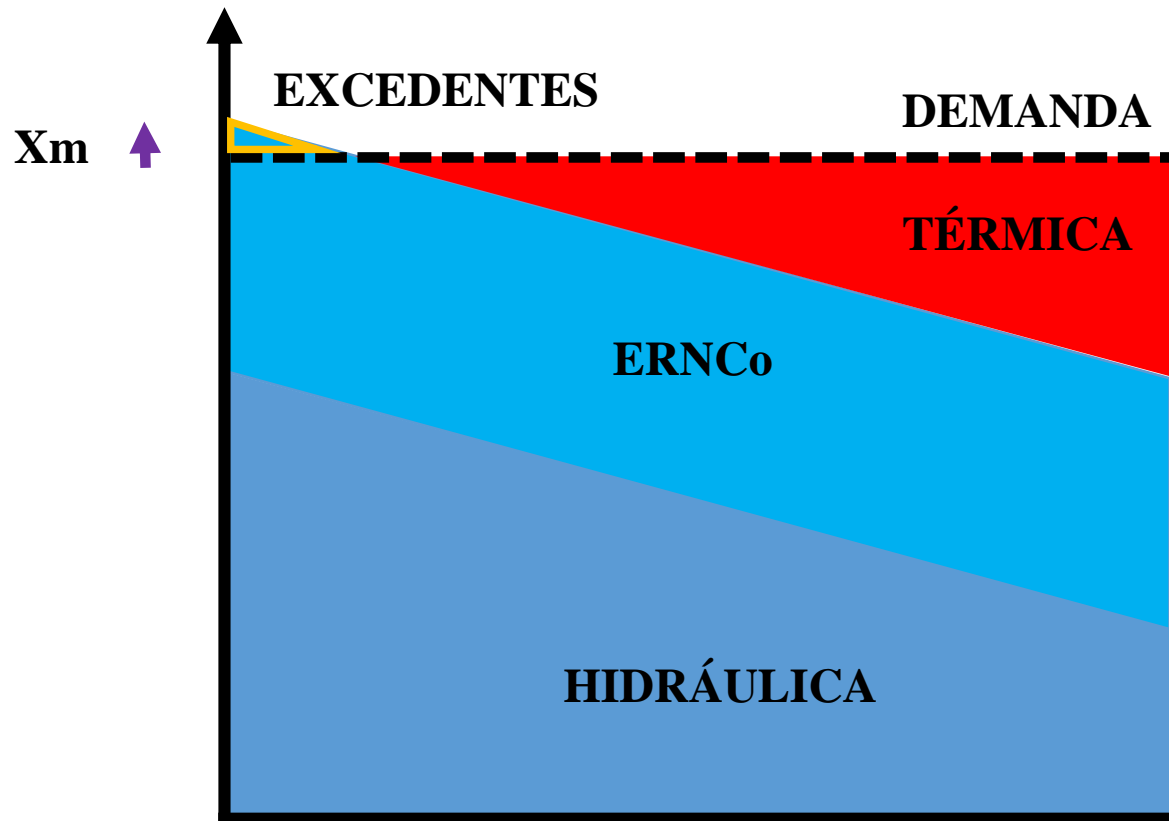
El Modelo ayuda “simplemente” a entender parte de la realidad...



# Re optimización



# Re optimización



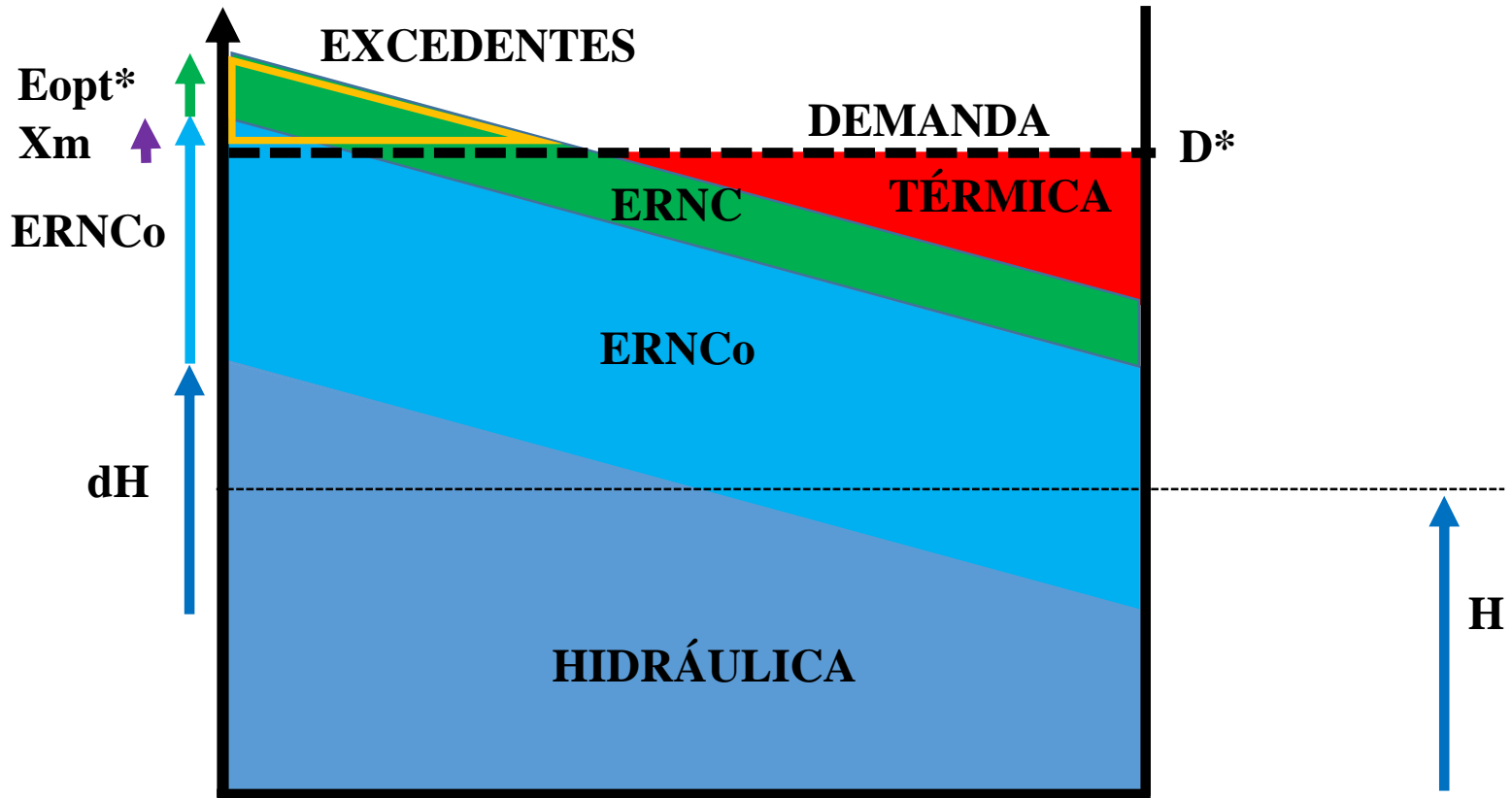
# Re optimización



$$H^* = H + ERNC_o$$

$$E_b^* = D^* - H^* - \frac{dH}{2}$$

$$E_{opt}^* = E_b^* + dH \frac{(c_v - p_e)}{(c_v - p_x)}$$



$$T_{opt}^* = \frac{1}{2} dH \left( \frac{p_e - p_x}{c_v - p_x} \right)^2$$

$$X_{opt}^* = \frac{1}{2} dH \left( \frac{c_v - p_e}{c_v - p_x} \right)^2$$



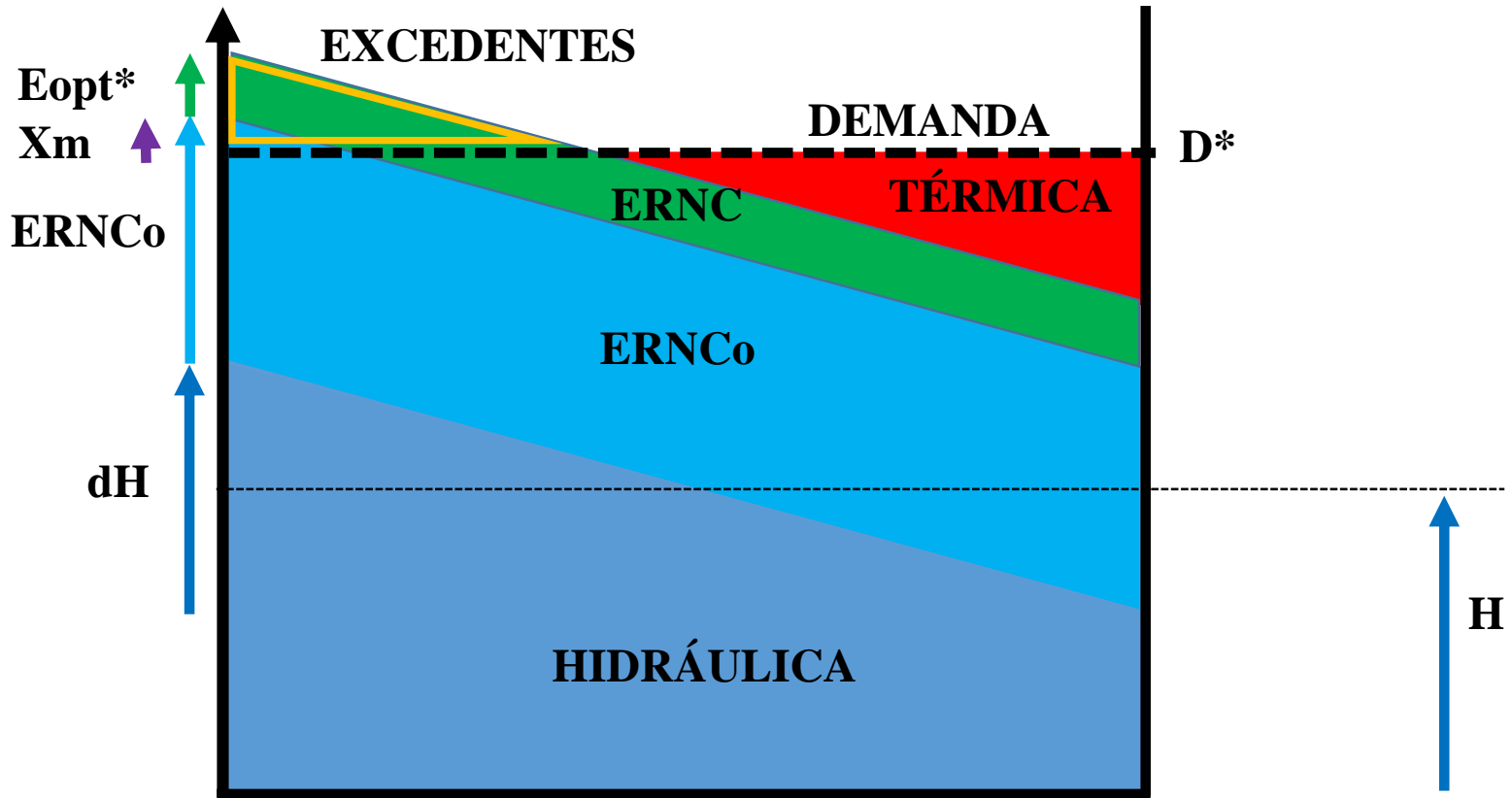
# Re optimización



$$H^* = H + ERNC_o$$

$$E_b^* = D^* - H^* - \frac{dH}{2} = -X_m$$

$$E_{opt}^* = -X_m + dH \frac{(c_v - p_e)}{(c_v - p_x)}$$



$$T_{opt}^* = \frac{1}{2} dH \left( \frac{p_e - p_x}{c_v - p_x} \right)^2$$

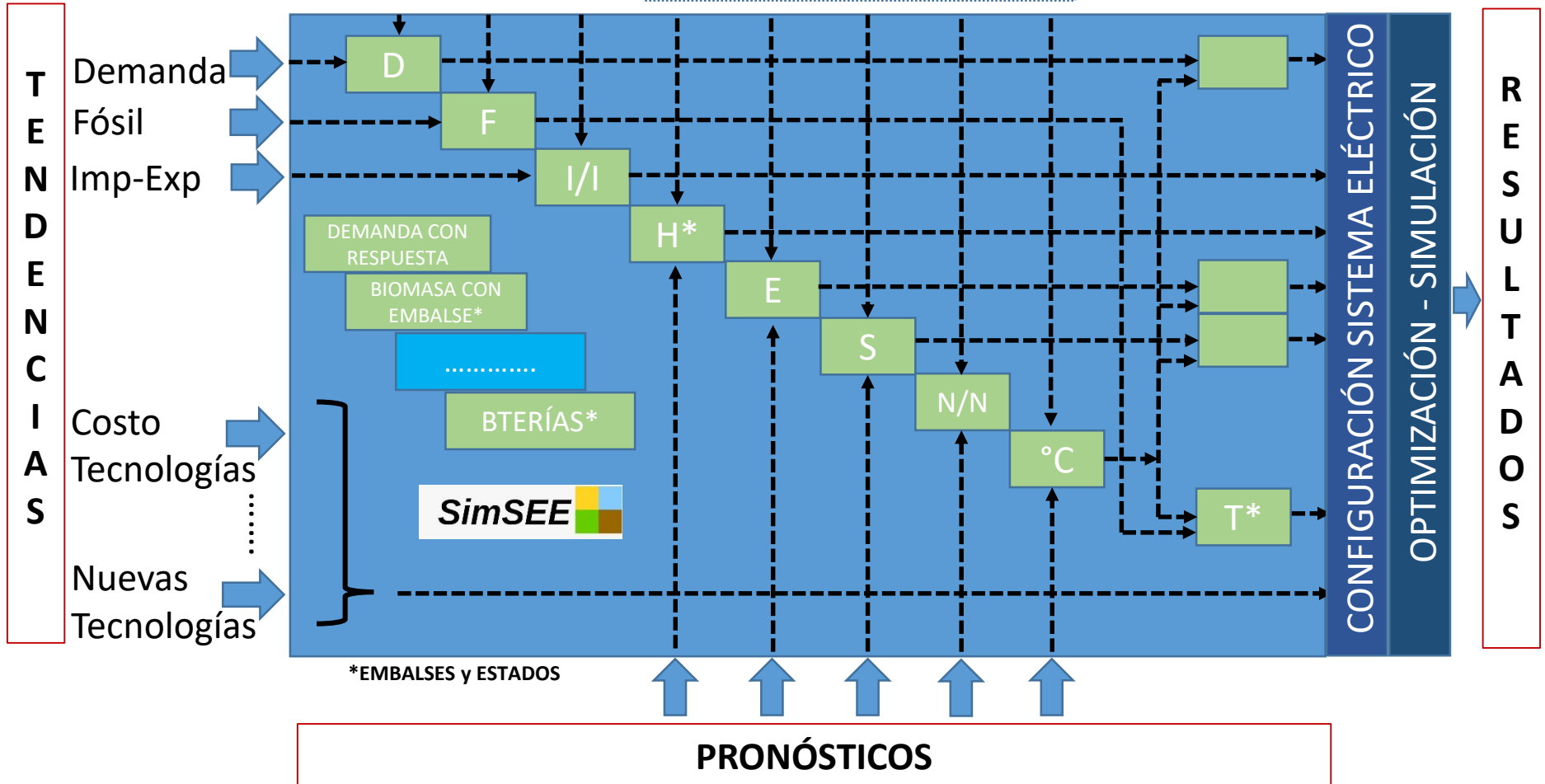
$$X_{opt}^* = \frac{1}{2} dH \left( \frac{c_v - p_e}{c_v - p_x} \right)^2$$

# Optimización de funciones de alto costo de evaluación. Herramienta OddFace.

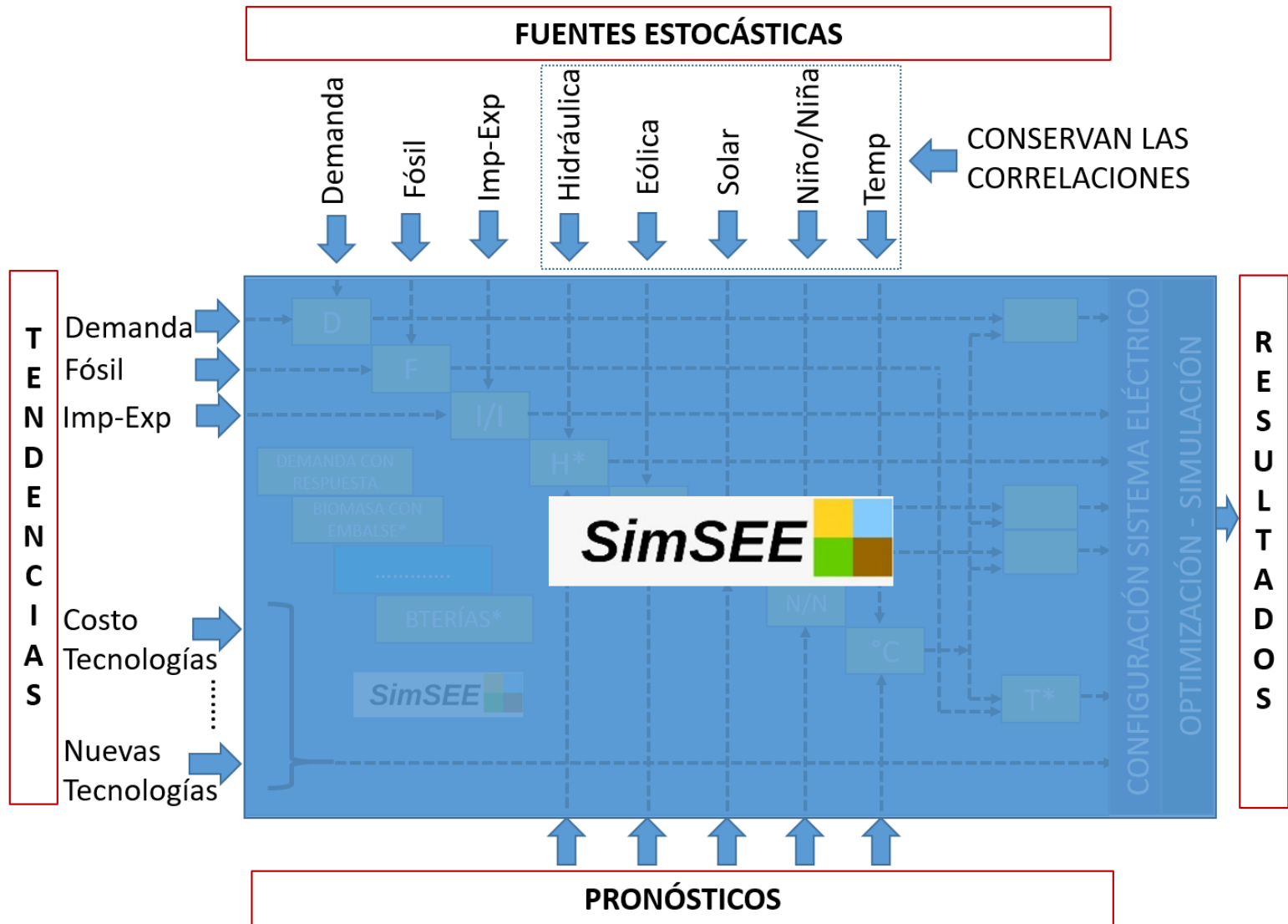
**FUENTES ESTOCÁSTICAS : CEGHs**

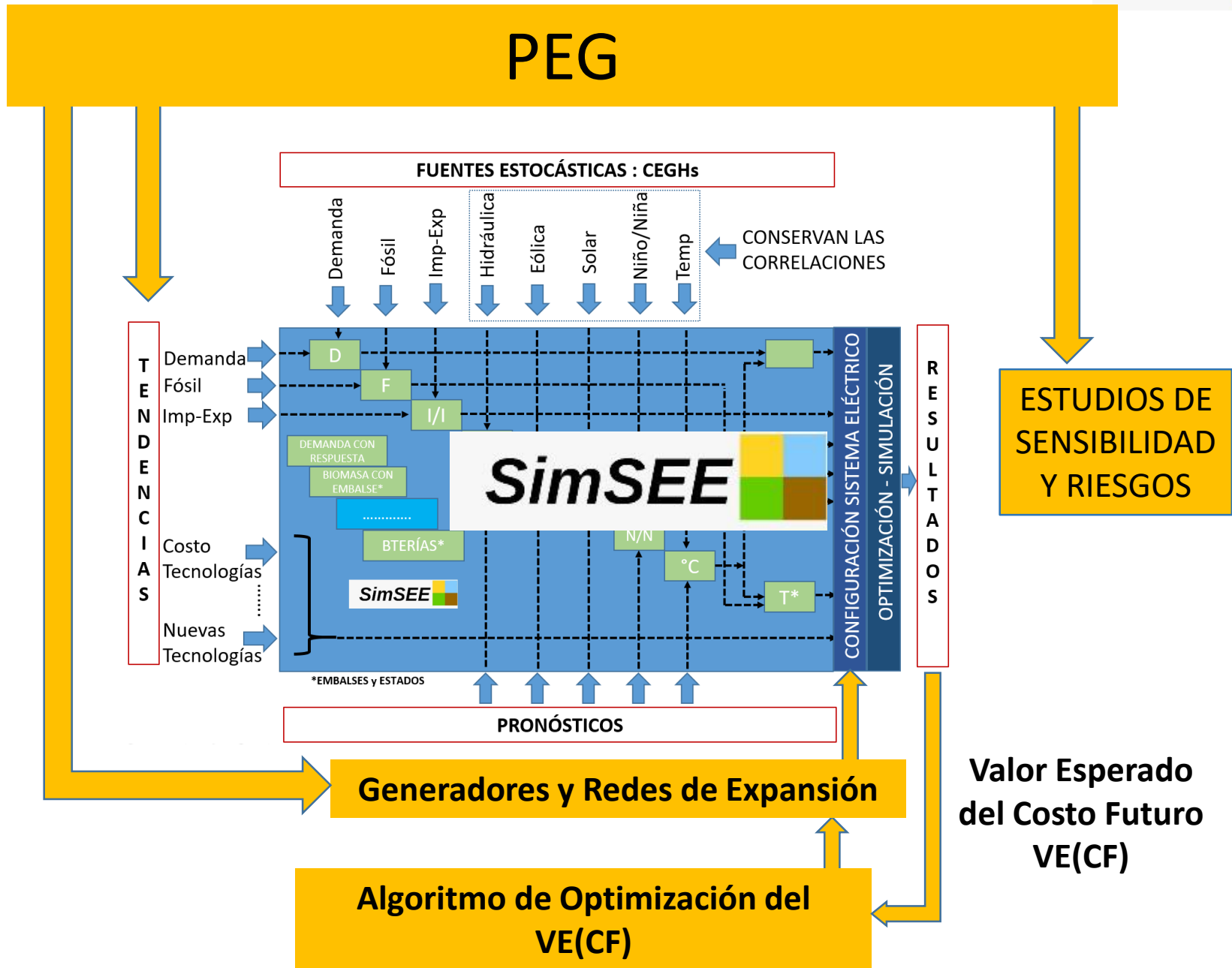
- Demanda
- Fósil
- Imp-Exp
- Hidráulica
- Eólica
- Solar
- Niño/Niña
- Temp

← CONSERVAN LAS CORRELACIONES



# La "Calculadora"





# Plataforma de Optimización Distribuida de Funciones de Alto Costo de Evaluación: OddFace



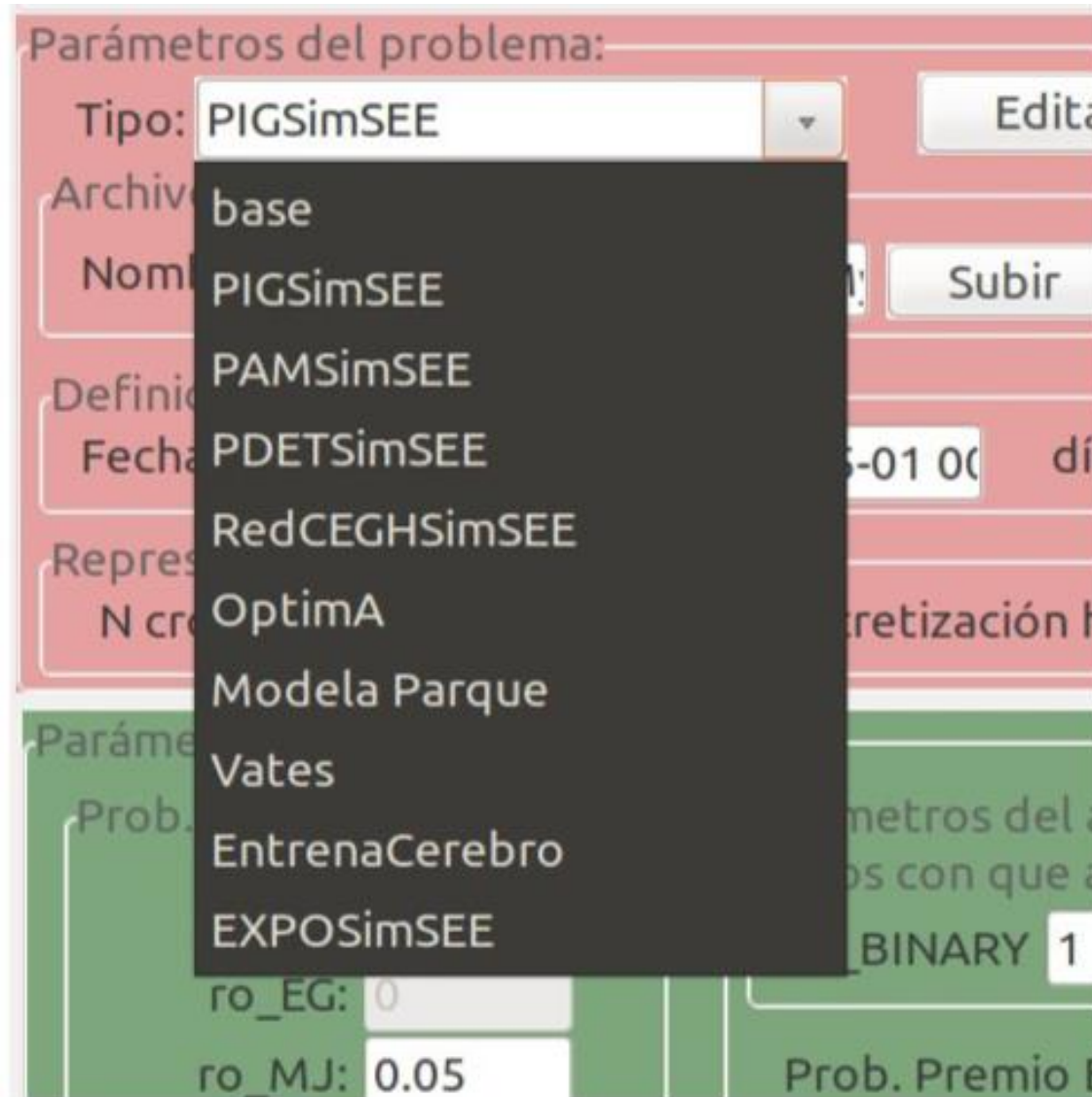
The screenshot shows the SimSEE website interface. The browser address bar displays "simsee.org". The main header features the SimSEE logo and navigation links: Inicio, SimSEE, Investigación, Descargas, and Contacto. A dropdown menu is open under "SimSEE", listing: Introducción, Usos, Capacitación, and Documentación. The "Documentación" menu item is expanded, showing a list of documents: Volume 1. Manual del Editor, Volume 2. Fuentes, Volume 3. Actores, Volume 4. SimRes3, Volume 5. AnalisisSerial, Volume 6. OddFace (highlighted), Registro de cambios, and Biblioteca. The main content area features a large image of a dam with water cascading over its spillways. Below the image, the text reads: "SimSEE es una plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica. a medida de un sistema de generación, para su aplicación tanto en el largo como en el corto plazo (Operación del Sistema y Simulación del Mercado). SimSEE permite a los diferentes participantes del mercado (o Sistema Eléctrico) realizar diferentes tipos de pronósticos, como ser generación". A URL "https://simsee.org/simsee/verdoc/vol6.php" is visible at the bottom left.

# OddFace

Plataforma de Optimización Distribuida de  
Funciones de Alto Costo de Evaluación

$$\min_{x \in D} f(x)$$

# Tipos de Problemas OddFace



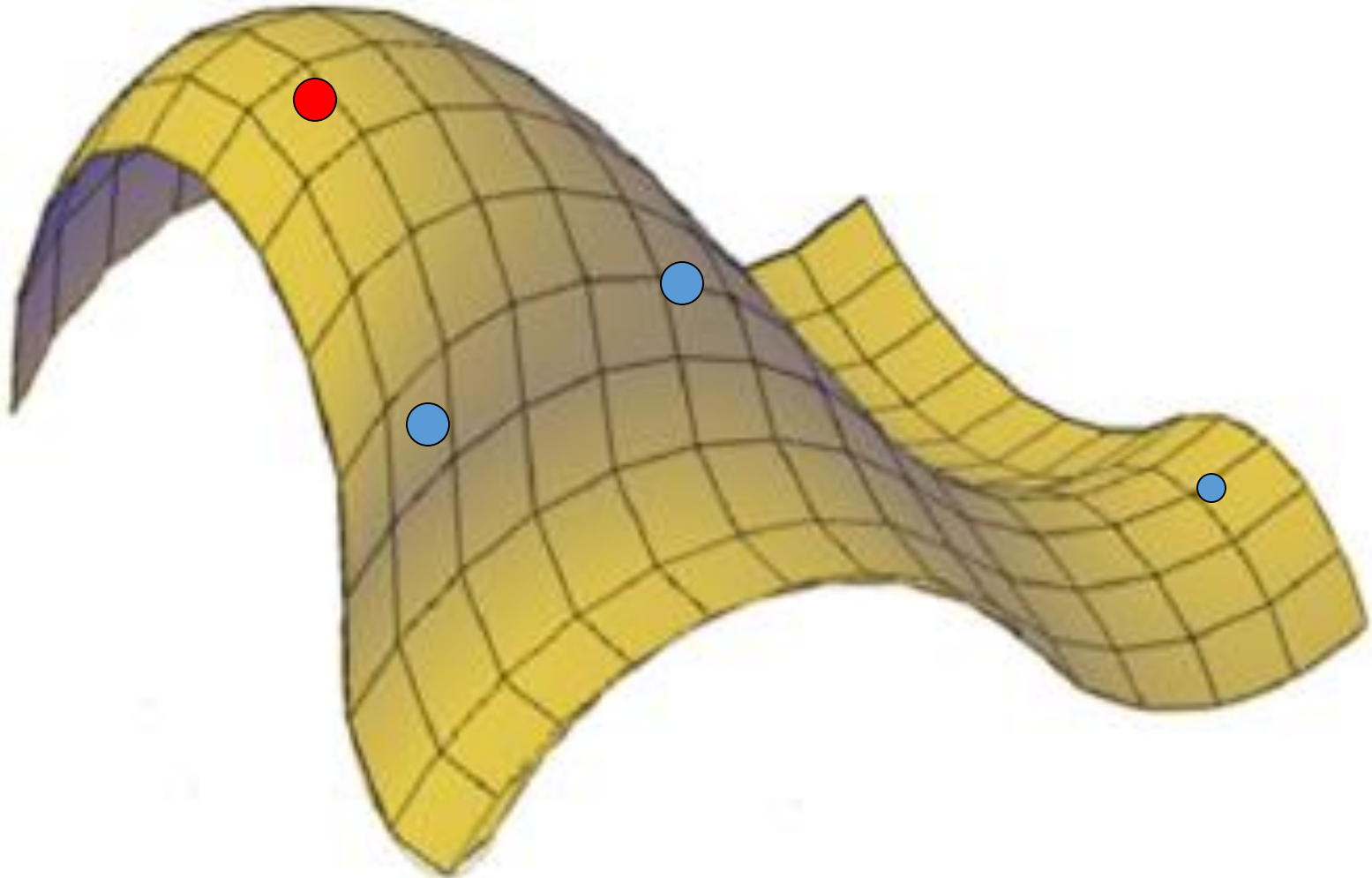


## PIGSimSEE → CAD

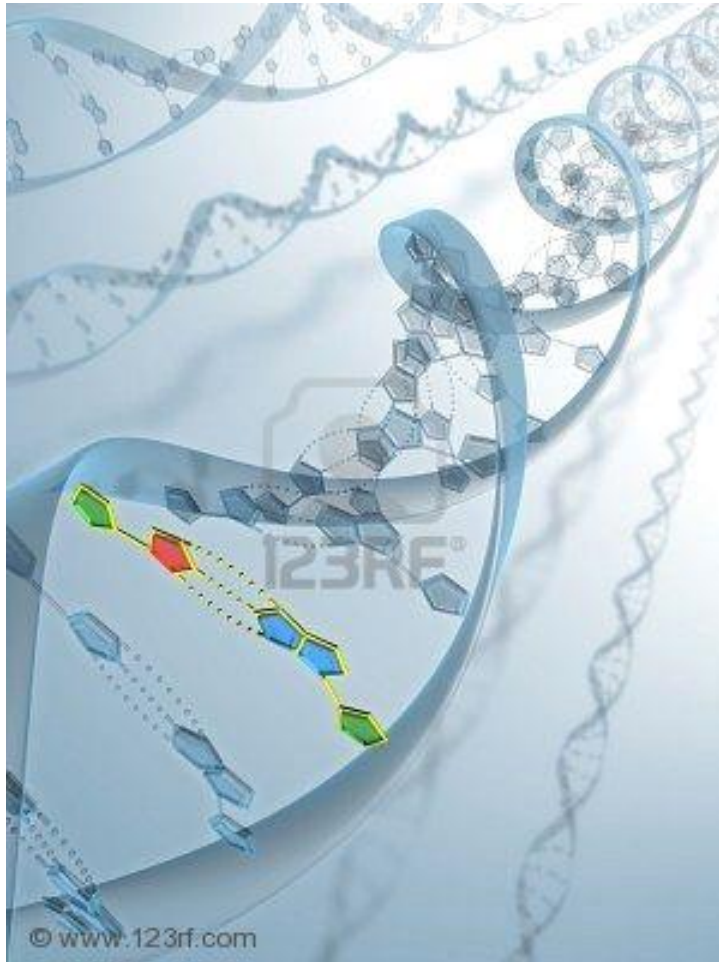
$$\min_{x \in D} f(x)$$

- +Combustible
- +Falla
- +Importaciones
- -Exportaciones
- +Costos Fijos de Nuevas Inversiones.
- +Costos de Mantenimiento de las nuevas Inversiones.

# Exploradores de un algoritmo de optimización

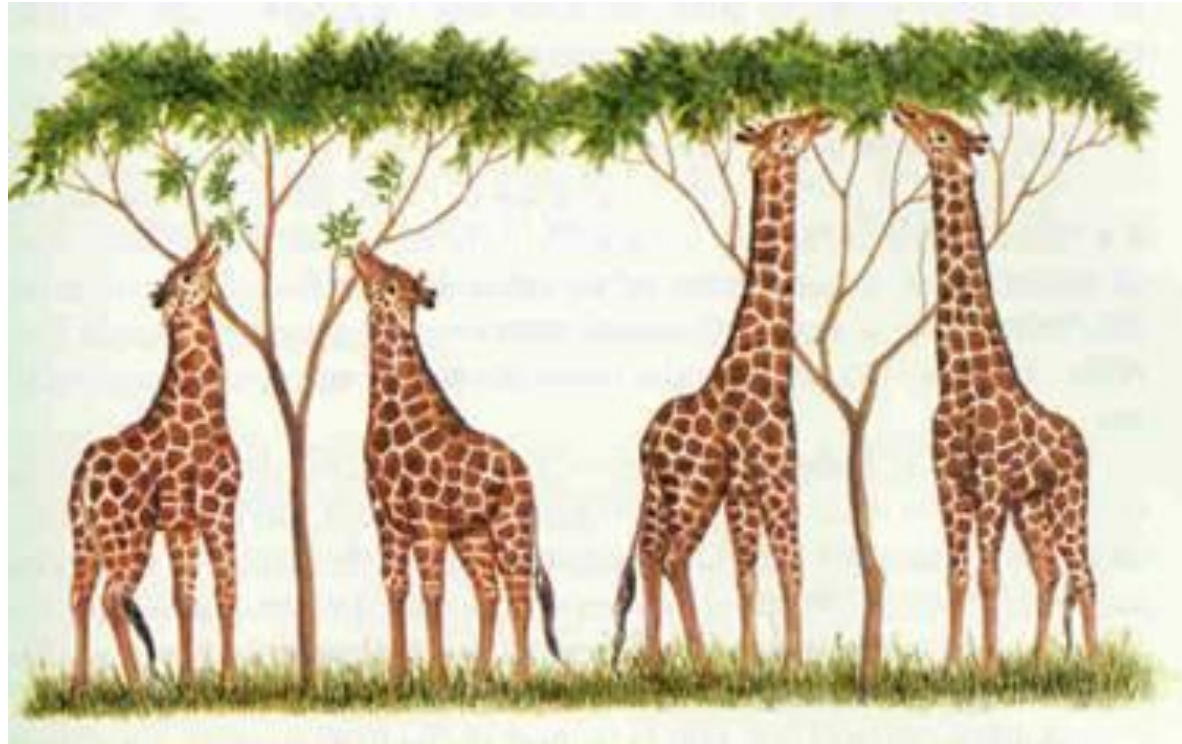


# Algoritmos Genéticos



- Selección
- Cruzamiento
- Mutación

# Selección

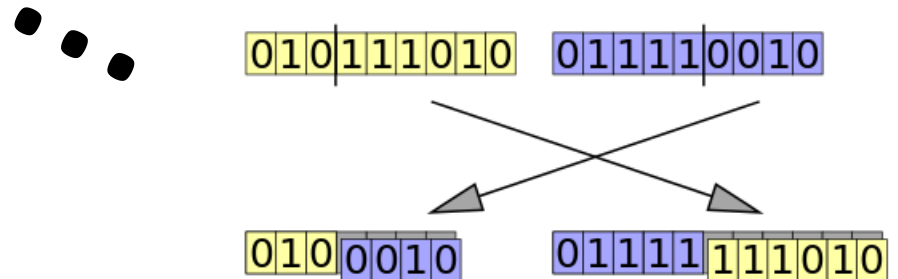
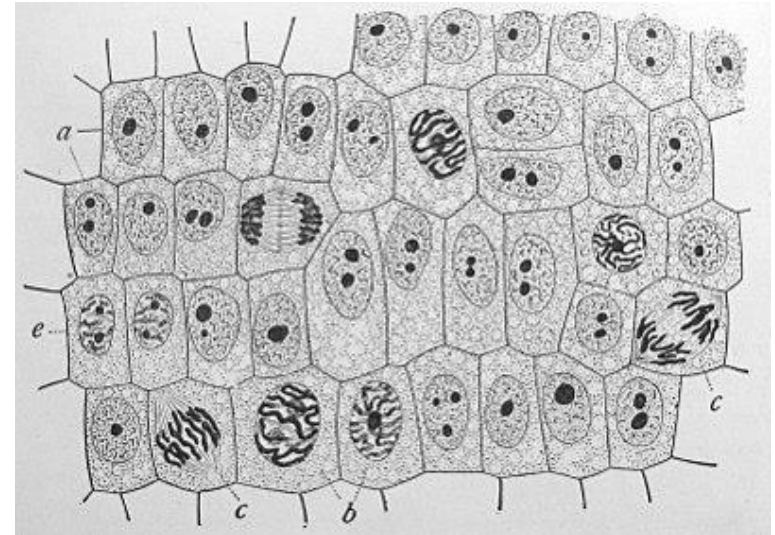
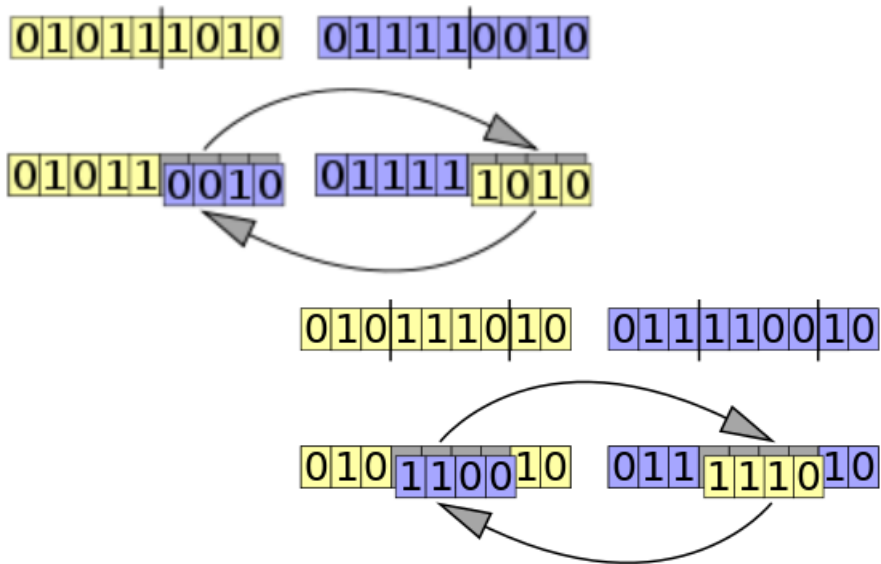


Premio al Éxito y Suertudos.

# Cruzamiento

Creamos una nueva cadena combinando al azar los bits de los progenitores.

## Cromosoma – Genoma -ADN



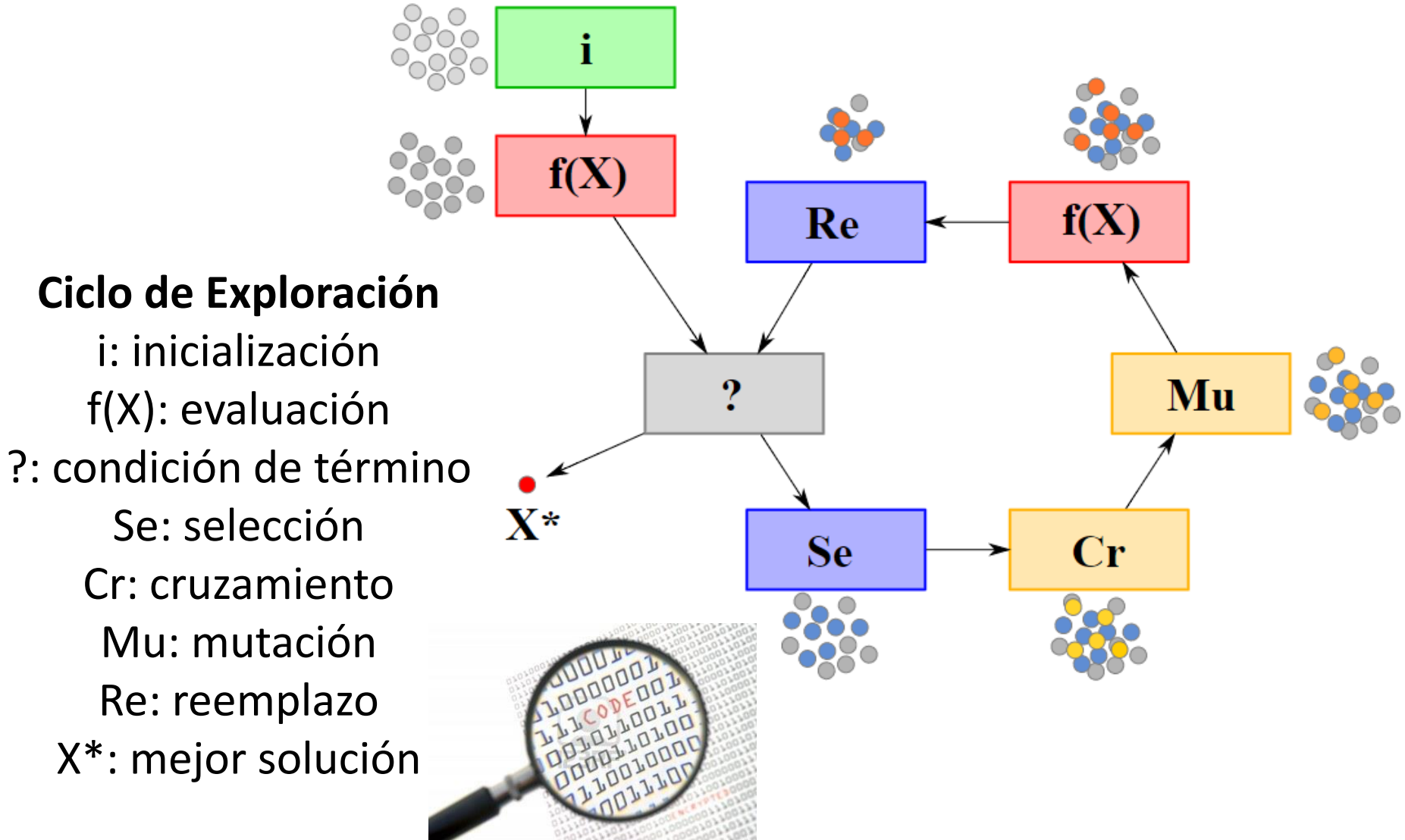
# Mutación

- Con una probabilidad establecida se cambian bits.

1 0 1 0 0 1 0  
↓  
1 0 1 0 1 1 0

1 0 1 0 0 1 0  
X  
1 0 0 0 1 1 0

# Algoritmo Genético



## Ciclo de Exploración

i: inicialización

f(X): evaluación

?: condición de término

Se: selección

Cr: cruzamiento

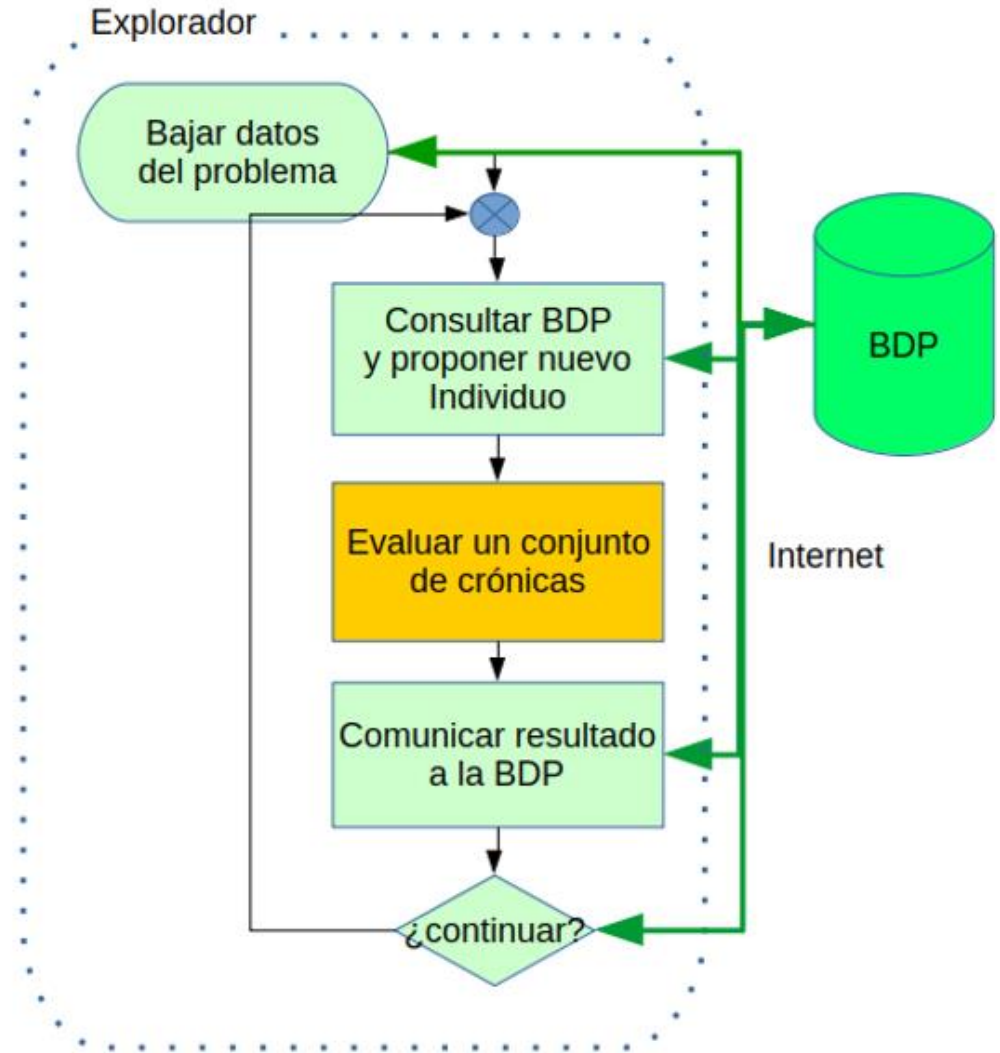
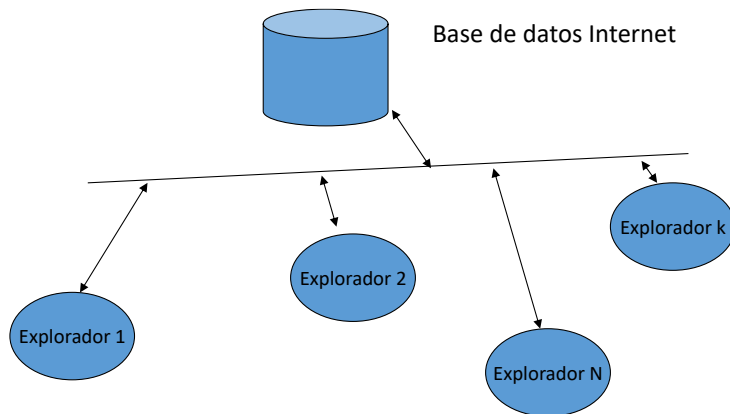
Mu: mutación

Re: reemplazo

X\*: mejor solución

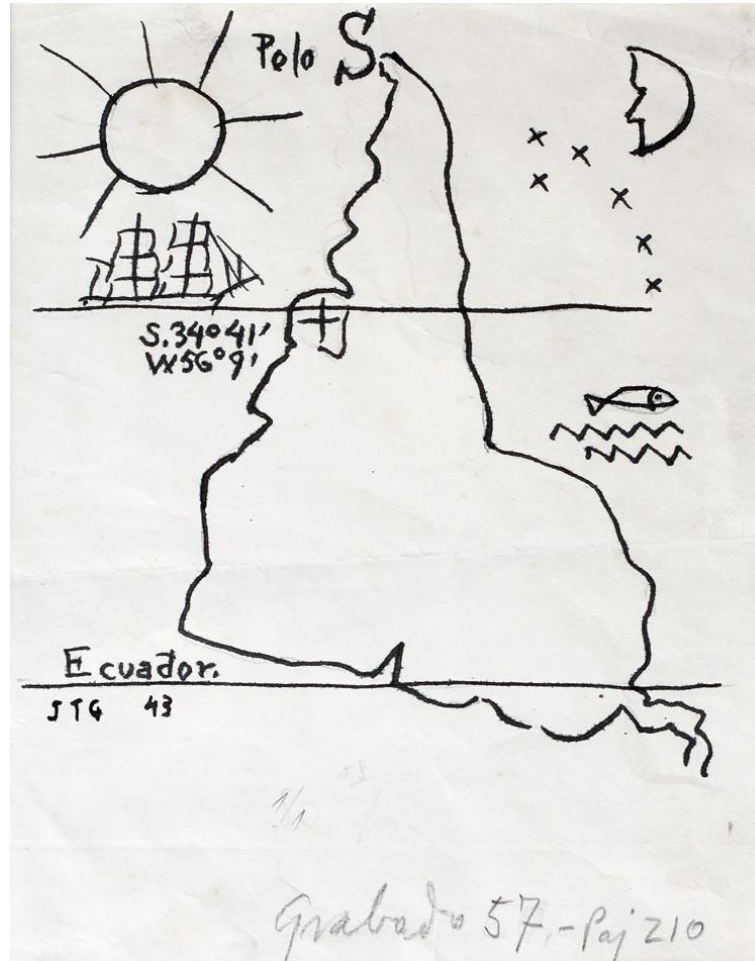
# PIG: Potencial Funcionamiento en Paralelo de múltiples Exploradores

**Evaluar cada Individuo es una corrida SimSEE independiente una de otra**





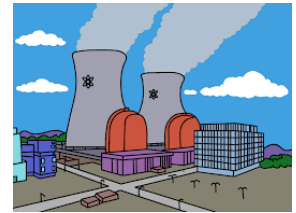
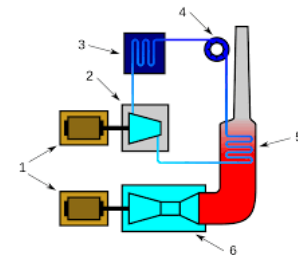
# Ejemplo: Caso Real de Uruguay



# Objetivo, Alternativas y Metodología de diseño

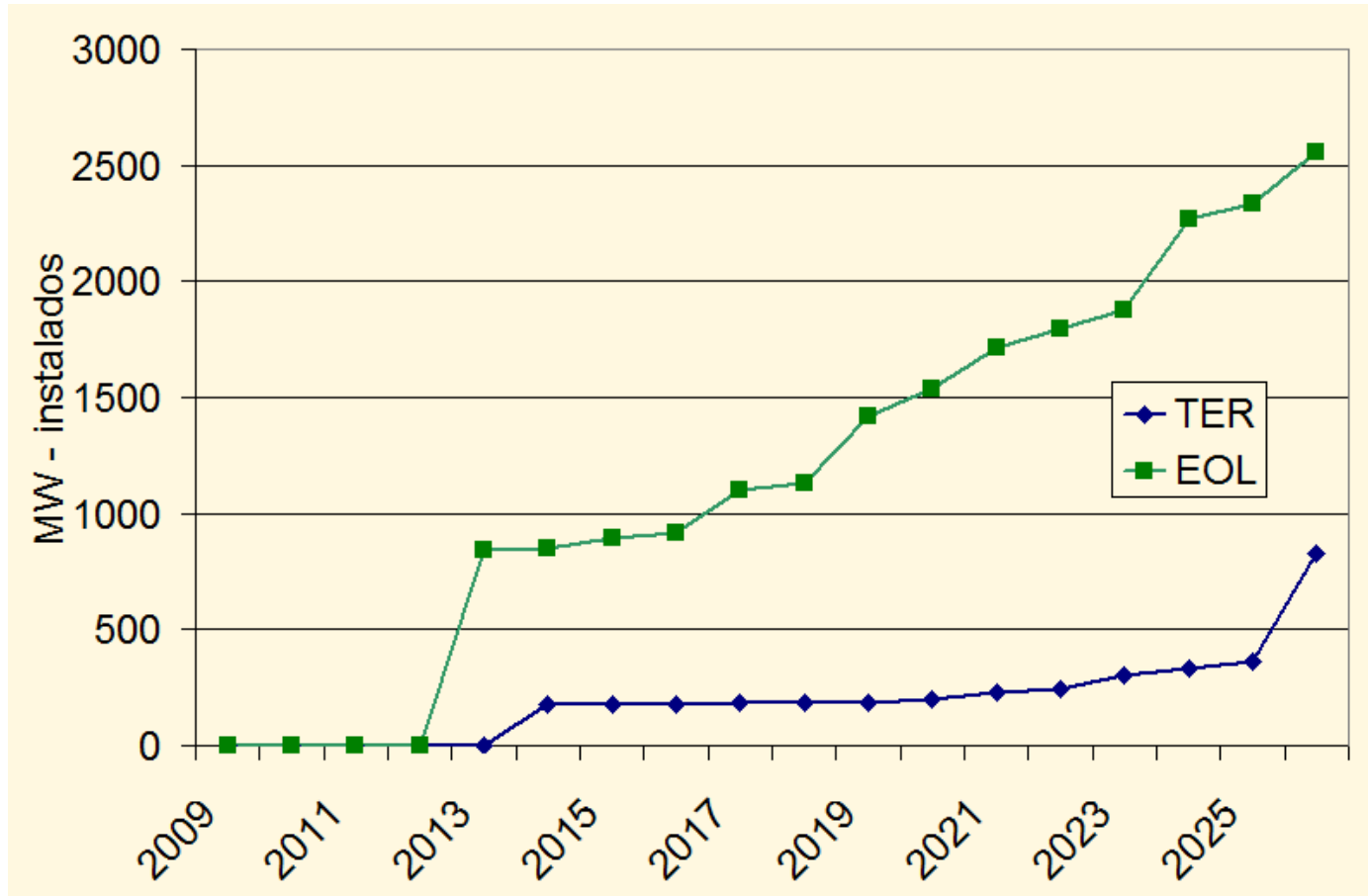
*“Optimización con el objetivo de minimizar el costo y garantizar el abastecimiento en forma soberana”*

- SOLAR FOTOVOLTAICA
- BIOMASA
- EÓLICA
- CARBÓN
- TERMONUCLEAR
- TURBINAS/MOTORES (CA/CC)



- $\min\{\text{valor\_presente}(\text{Costo\_Variable}, \text{Inversiones})\}$

# Primer Plan Óptimo con Eólica a 90 USD/MWh

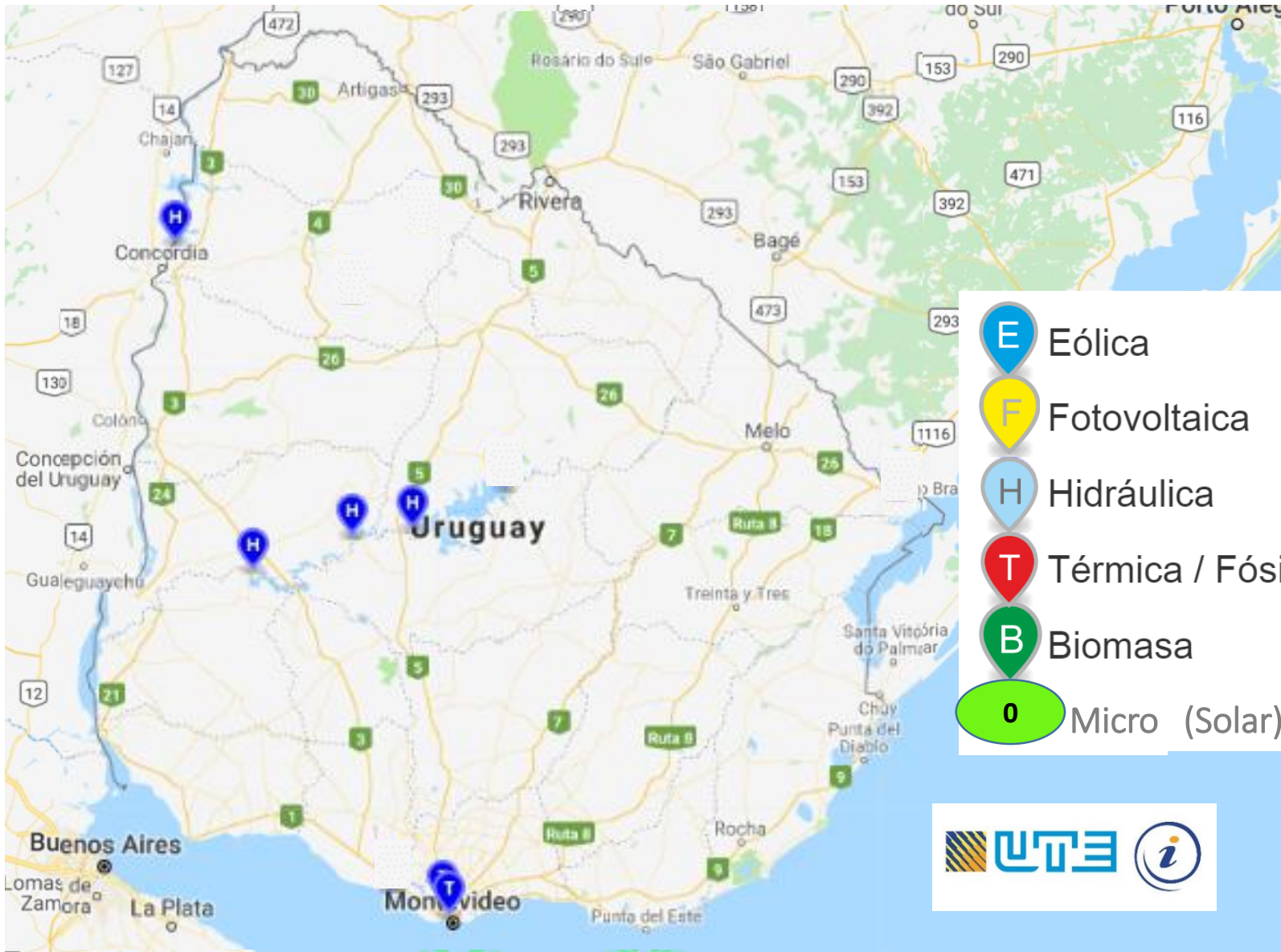


Optimización genética aplicada a la planificación de inversiones de generación eléctrica. EPIM'2010 - 26 y 27 Nov.2010 – Montevideo

Msc. Ing. Ruben Chaer, *Member IEEE*

Dr. Ing Gonzalo Casaravilla, *Senior Member IEEE*

# Mapa de Generación 2008



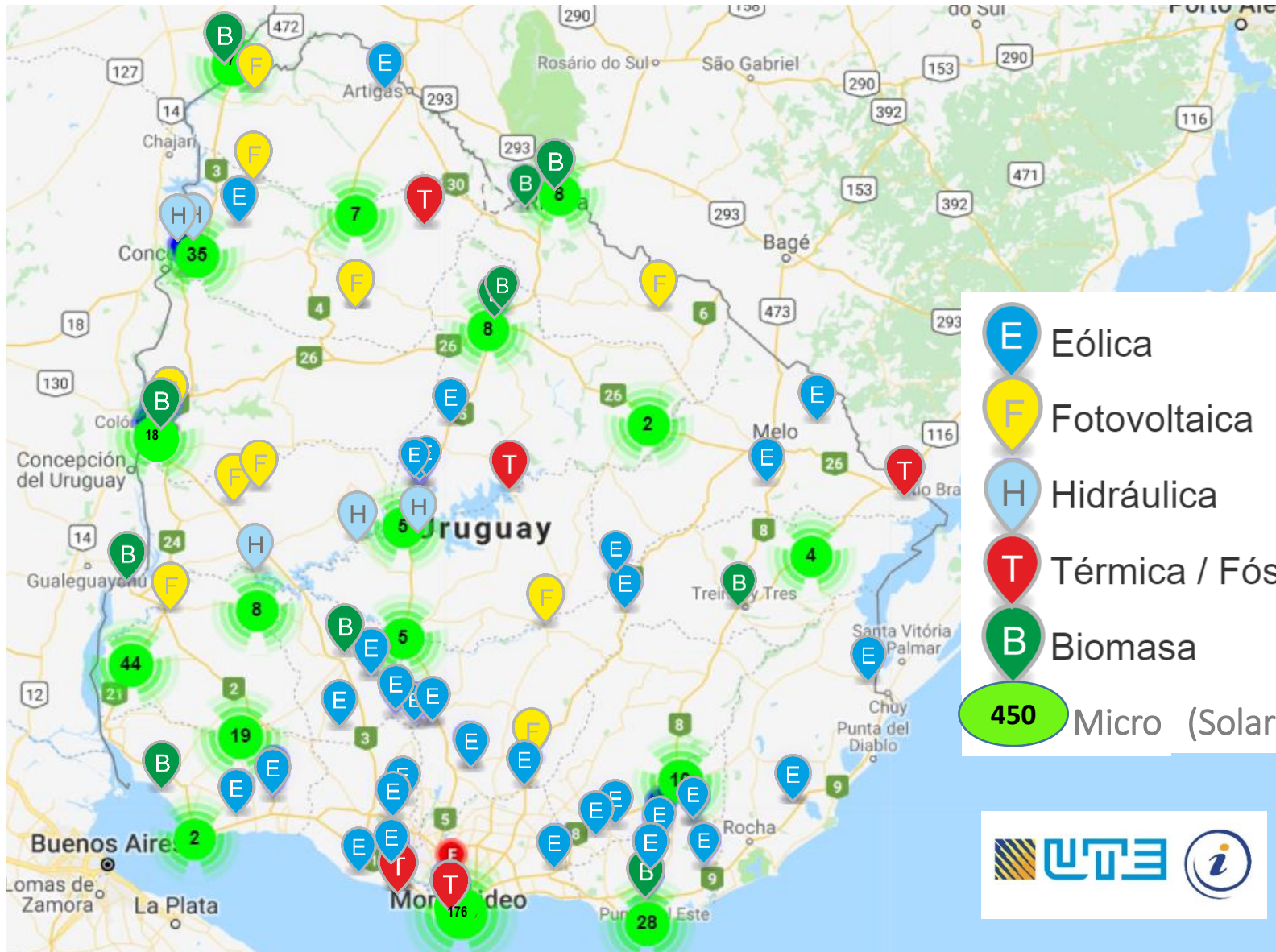
<b>2027</b>
<b>MW</b>
E
F
H
T
B
0

-  Eólica
-  Fotovoltaica
-  Hidráulica
-  Térmica / Fósil
-  Biomasa
-  Micro (Solar)

0
0
1540
487
0
0



# Mapa de Generación 2017

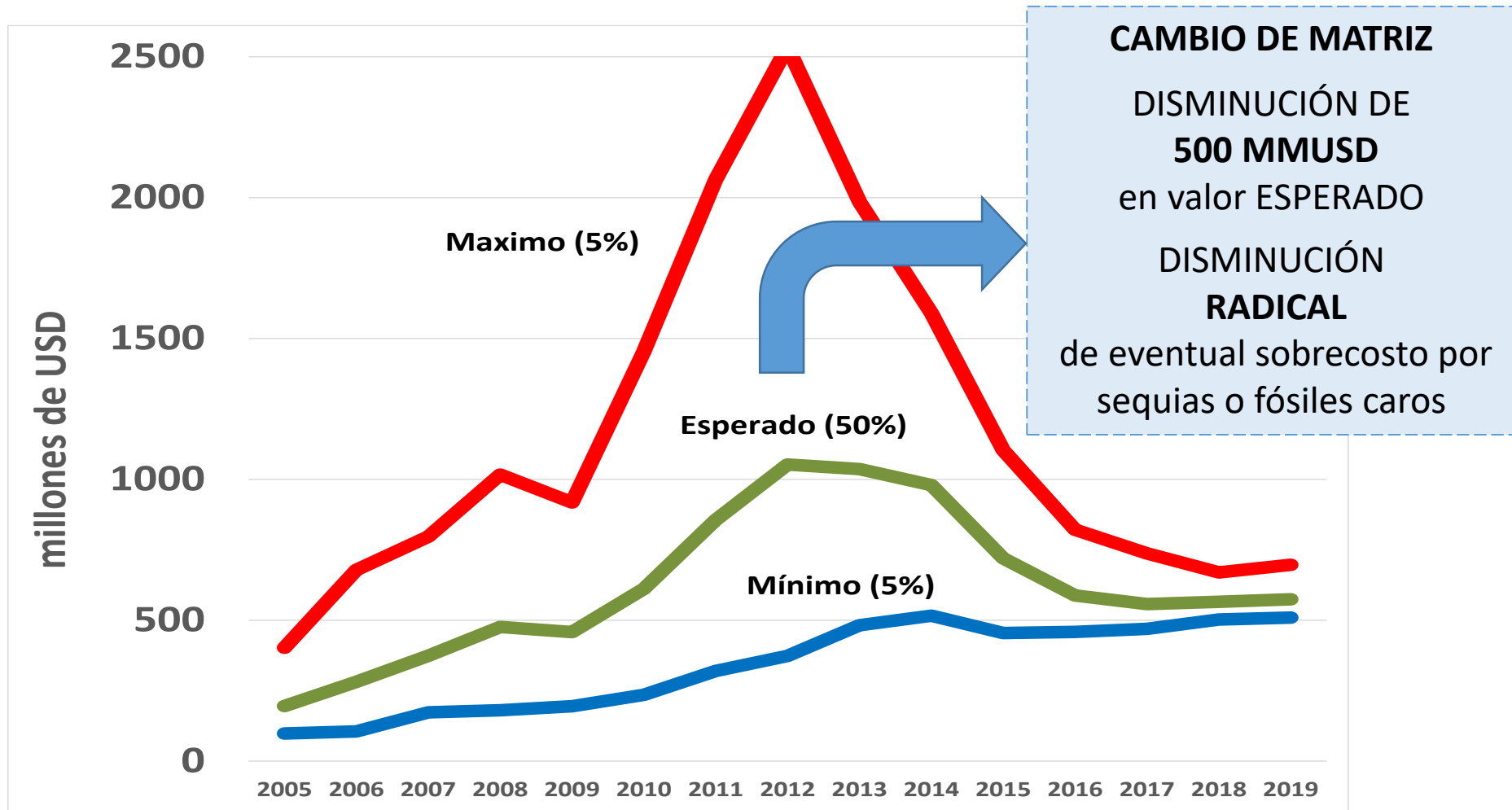


<b>4887</b>
<b>MW</b>
1504
230
1540
1183
410
20

-  Eólica
-  Fotovoltaica
-  Hidráulica
-  Térmica / Fósil
-  Biomasa
-  450 Micro (Solar)

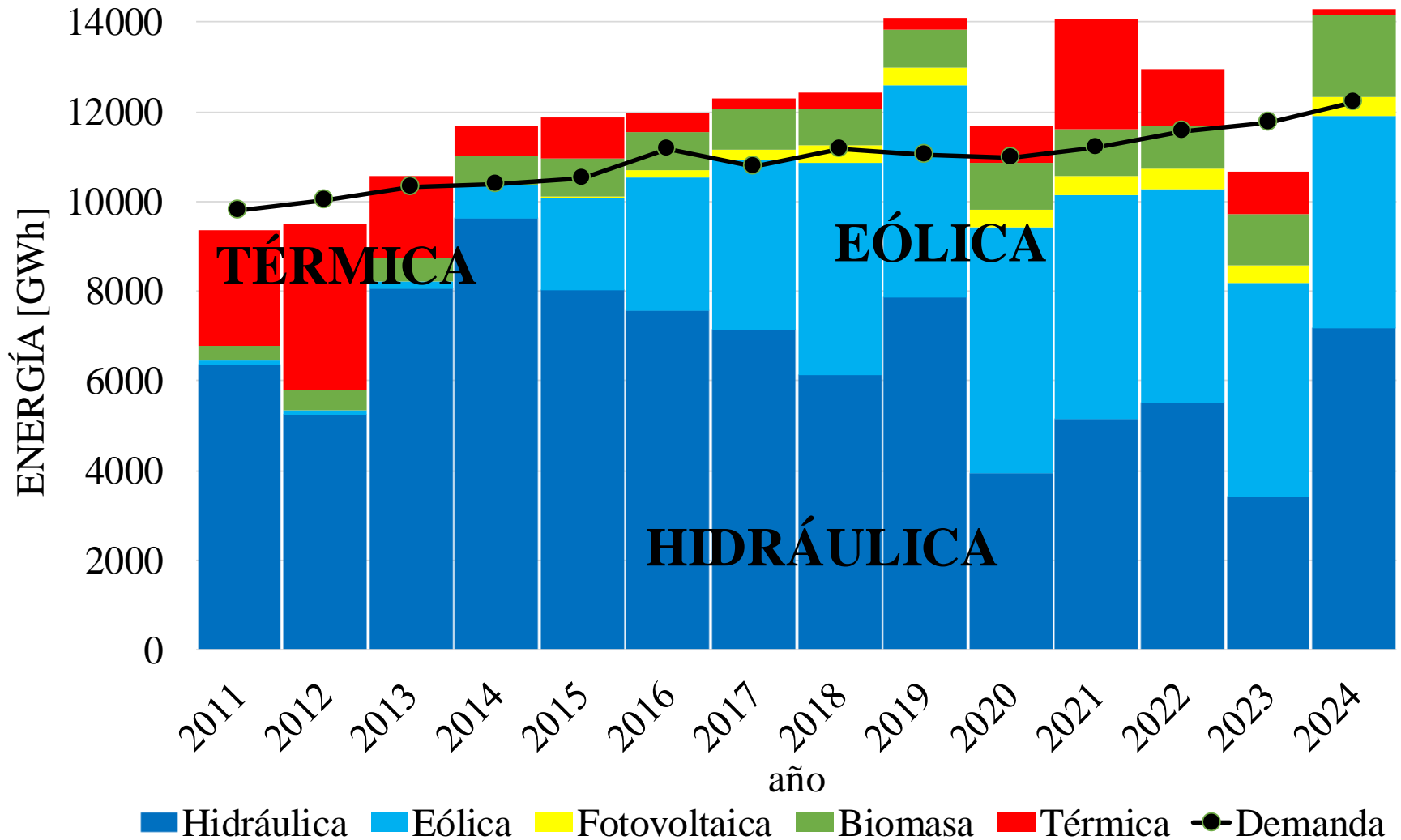


# Costo Anual de Generación de Energía

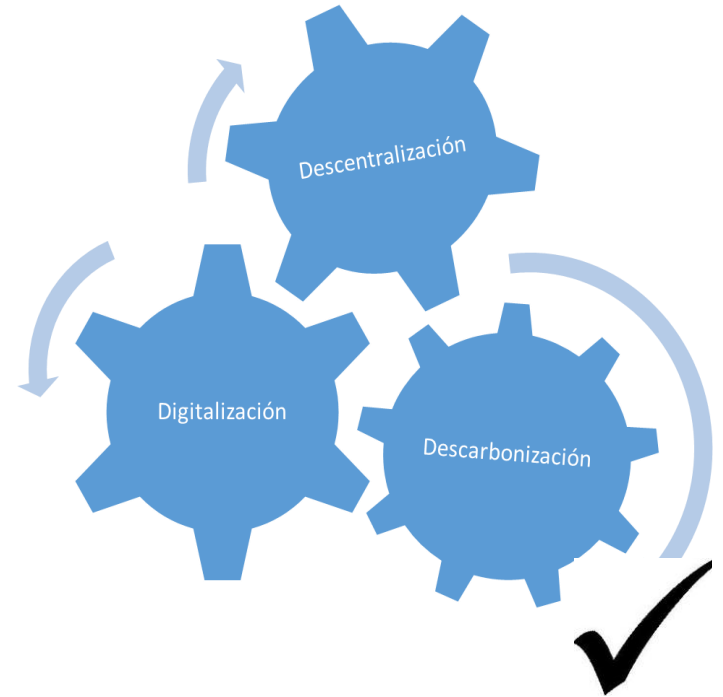
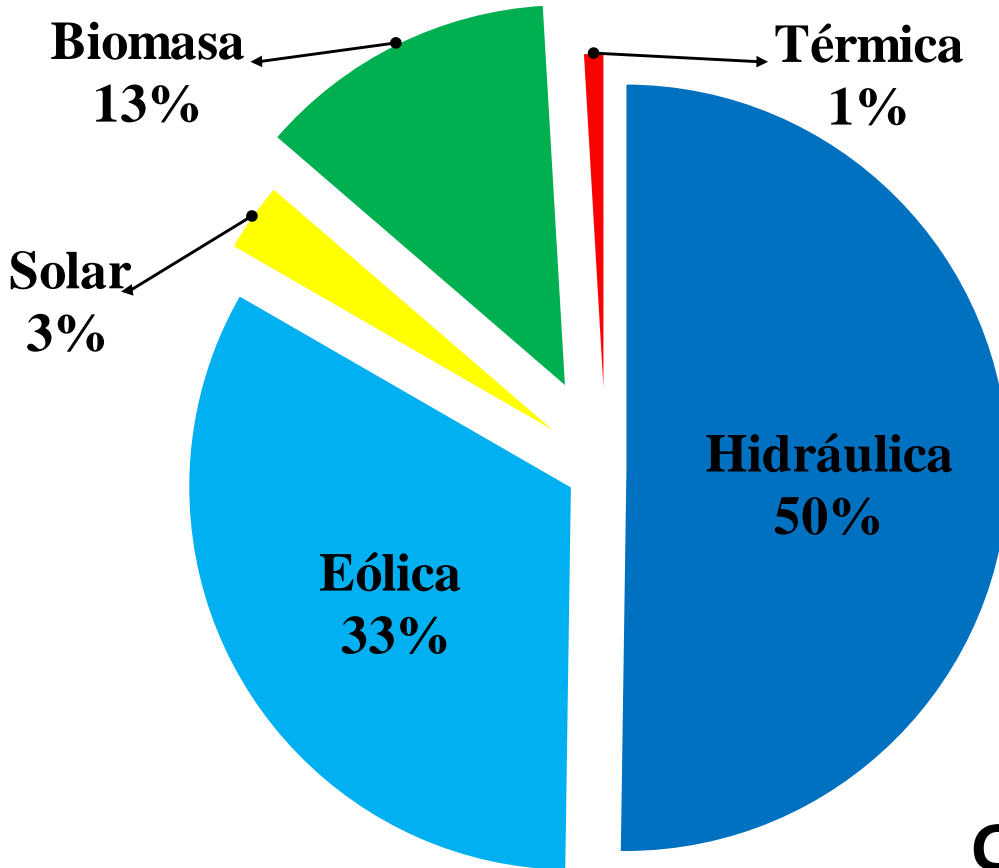


iii Y FALTA EL BENEFICIO ADICIONAL SI SE EXPORTAN EXCEDENTES !!!

# Transformación de la Generación



# Generación 2024



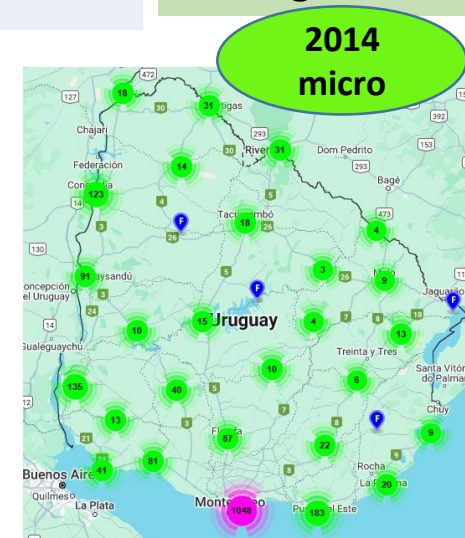
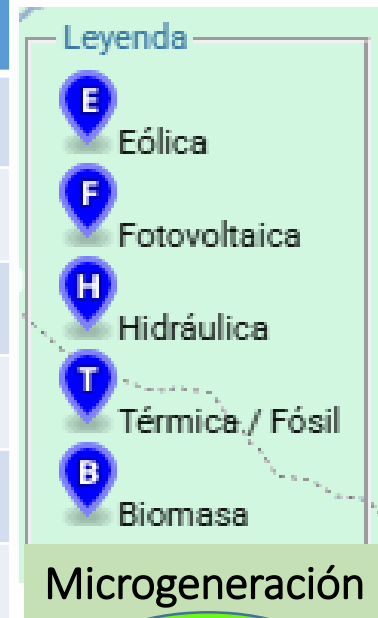
**99 % RENOVABLE**  
**49 % con ERNC**



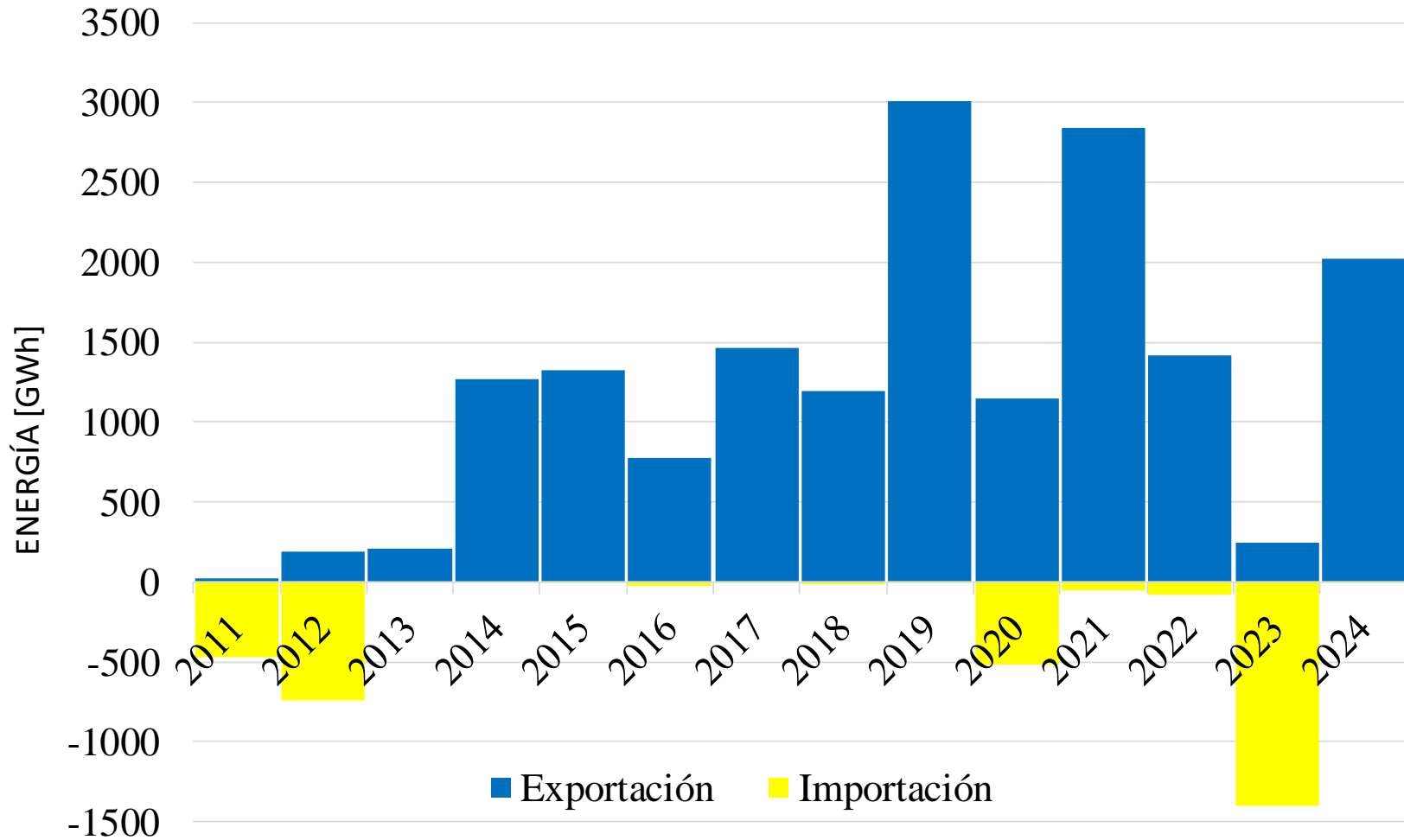
# Potencia Instalada - 2025



4890
MW
1505
263
1538
1124
408
52

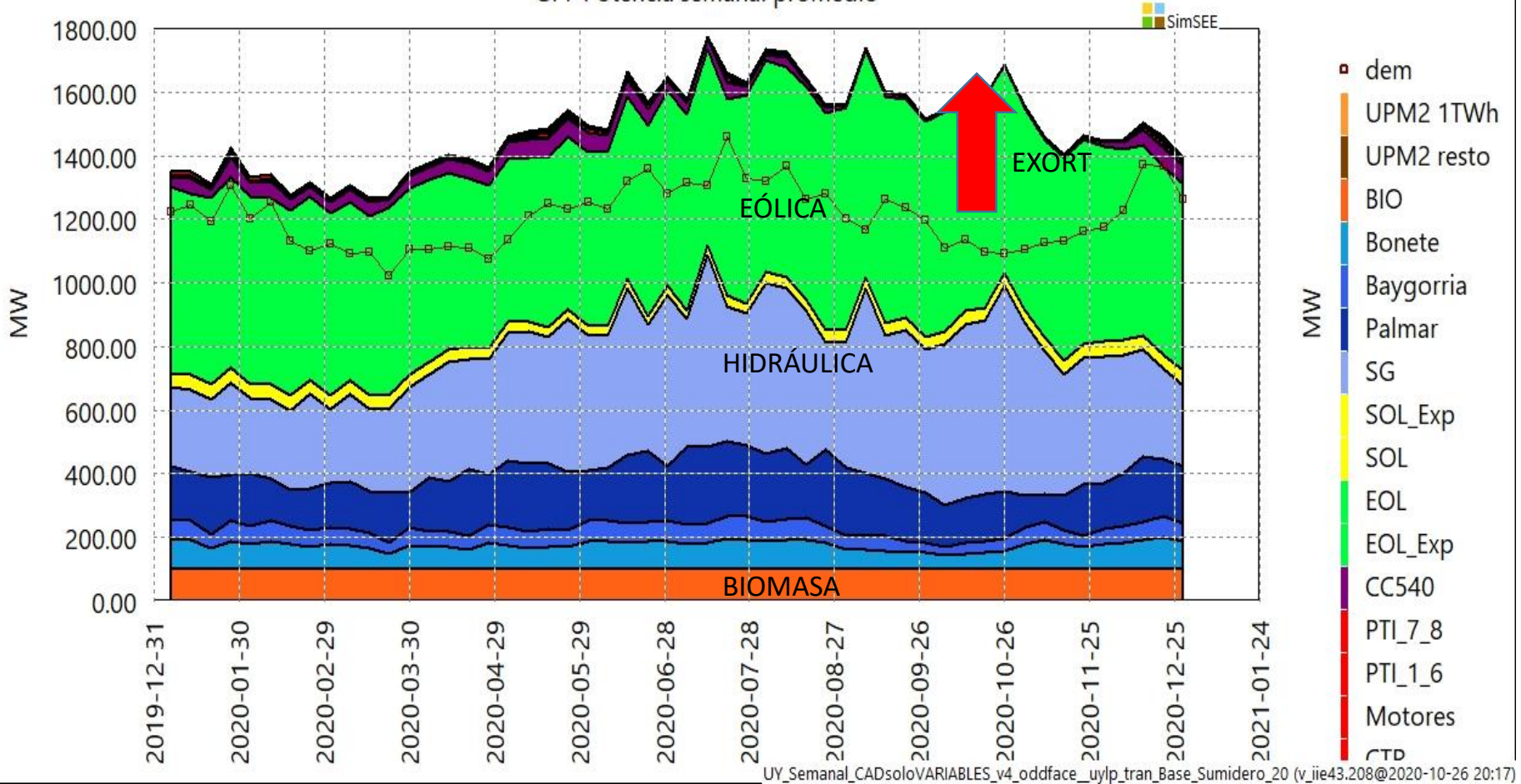


# Comercio Regional



# Año medio 2020

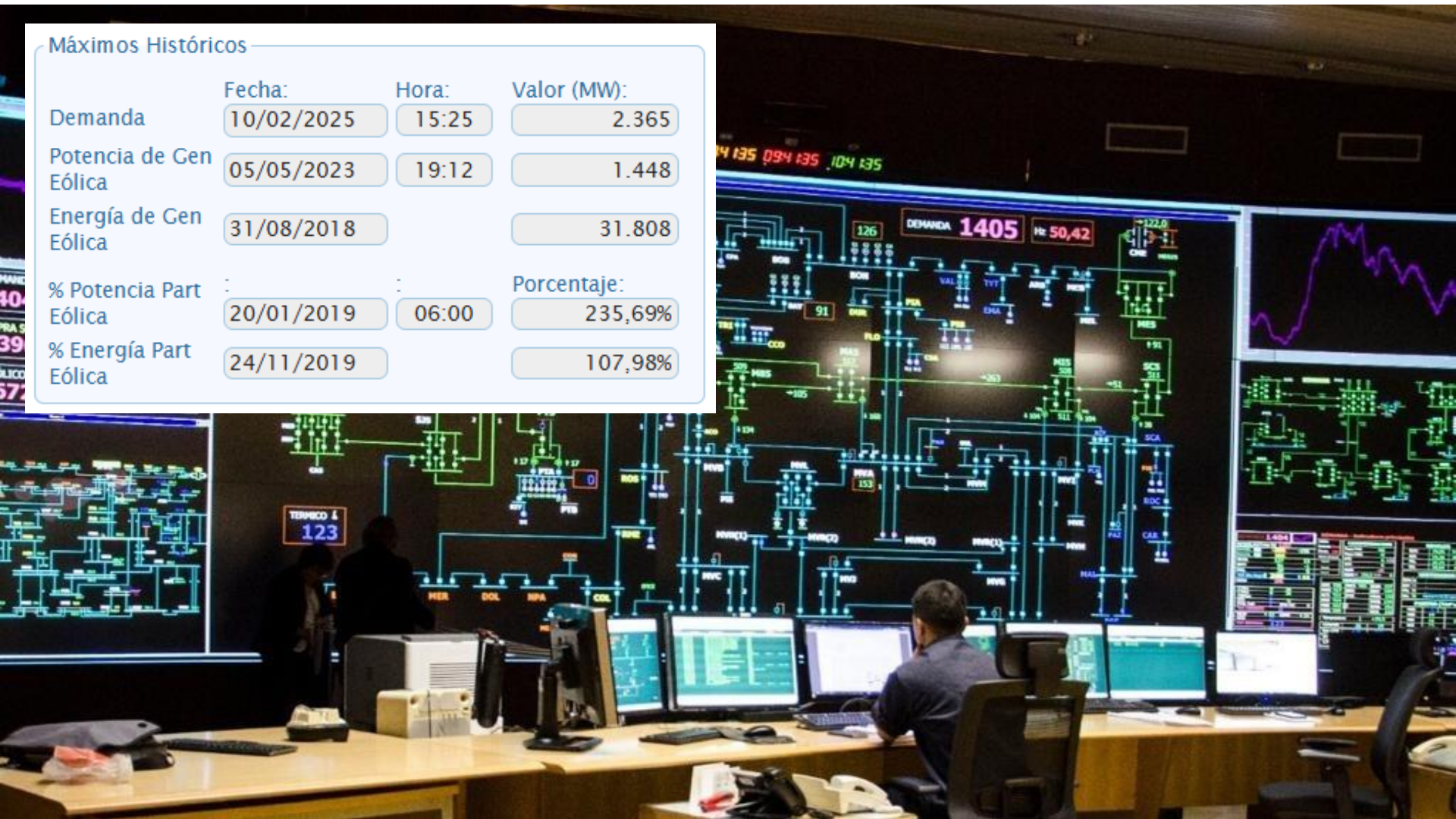
GPF Potencia semanal promedio



# Despacho Nacional de Cargas

## Máximos Históricos

	Fecha:	Hora:	Valor (MW):
Demanda	10/02/2025	15:25	2.365
Potencia de Gen Eólica	05/05/2023	19:12	1.448
Energía de Gen Eólica	31/08/2018		31.808
% Potencia Part Eólica	20/01/2019	06:00	235,69%
% Energía Part Eólica	24/11/2019		107,98%



2010



2015



2025



# Transición electro energética de Uruguay



Imagen: Pixalo.com

Autores:  
**Gonzalo Casaravilla**  
**Ruben Chaer**  
 Instituto de Ingeniería Eléctrica, Universidad de la República, Uruguay

Se presenta el cambio en la matriz de generación eléctrica realizado en Uruguay entre 2013 y 2017 y una posible evolución futura. Se muestran los fundamentos económicos que llevaron a este cambio, especialmente la reducción de los riesgos de costos en el sector eléctrico. Finalmente se analiza la evolución del mercado regional y como las ERNC estarían ayudando a su desarrollo.

El Sistema Eléctrico Uruguayo ha cambiado sustancialmente en los últimos años [1]. El país transformó su matriz de generación, siguiendo un plan de inversión optimizado, en el que las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) fueron las protagonistas. La Fig. 1 muestra la velocidad con la que se llevó a cabo la transformación de 2013 a 2017.

El año 2018 se puede considerarse representativo del sistema actual luego de la transformación radical llevada a cabo. En la Fig. 2 se muestra el valor esperado de la energía generada por las diferentes fuentes, siendo la Hidráulica un 49%, la Eólica un 38%, la Biomasa un 7%, la Solar un 3% y la Térmica un 3%. Por tanto, la nueva matriz de generación en Uruguay está

basada en un 97% en energías renovables y en particular un 48% es con ERNC (Eólica, Solar y Biomasa).

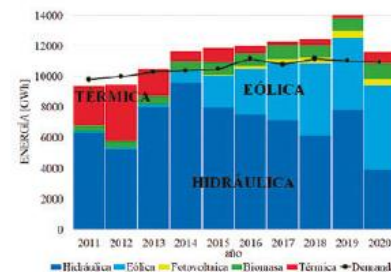


Fig.1. Evolución de la Generación Eléctrica de 2011 a 2020 en Uruguay

Las centrales térmicas en Uruguay son principalmente de respaldo y junto con las hidroeléctricas permiten garantizar los picos de la demanda.

Uruguay desarrolló en los años 80 del siglo XX el 100% de su potencial de generación hidroeléctrica económicamente eficiente, dando así el primer paso hacia un sistema basado en energías renovables.

En valor esperado, el 10% de la generación está asociada a excedentes ocasionales y se exporta a países vecinos. Si se tiene en cuenta que la demanda máxima en Uruguay es de 2200 MW promedio (año 2021), los 2000 MW de capacidad de interconexión con Argentina y los 570 MW de interconexión con Brasil, en conjunto permiten intercambios de energía relativamente importantes para Uruguay. Debe tenerse en cuenta que el Sistema Eléctrico de Argentina y Brasil son, respectivamente, once y cincuenta veces más grandes que el de Uruguay.

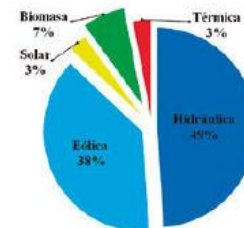
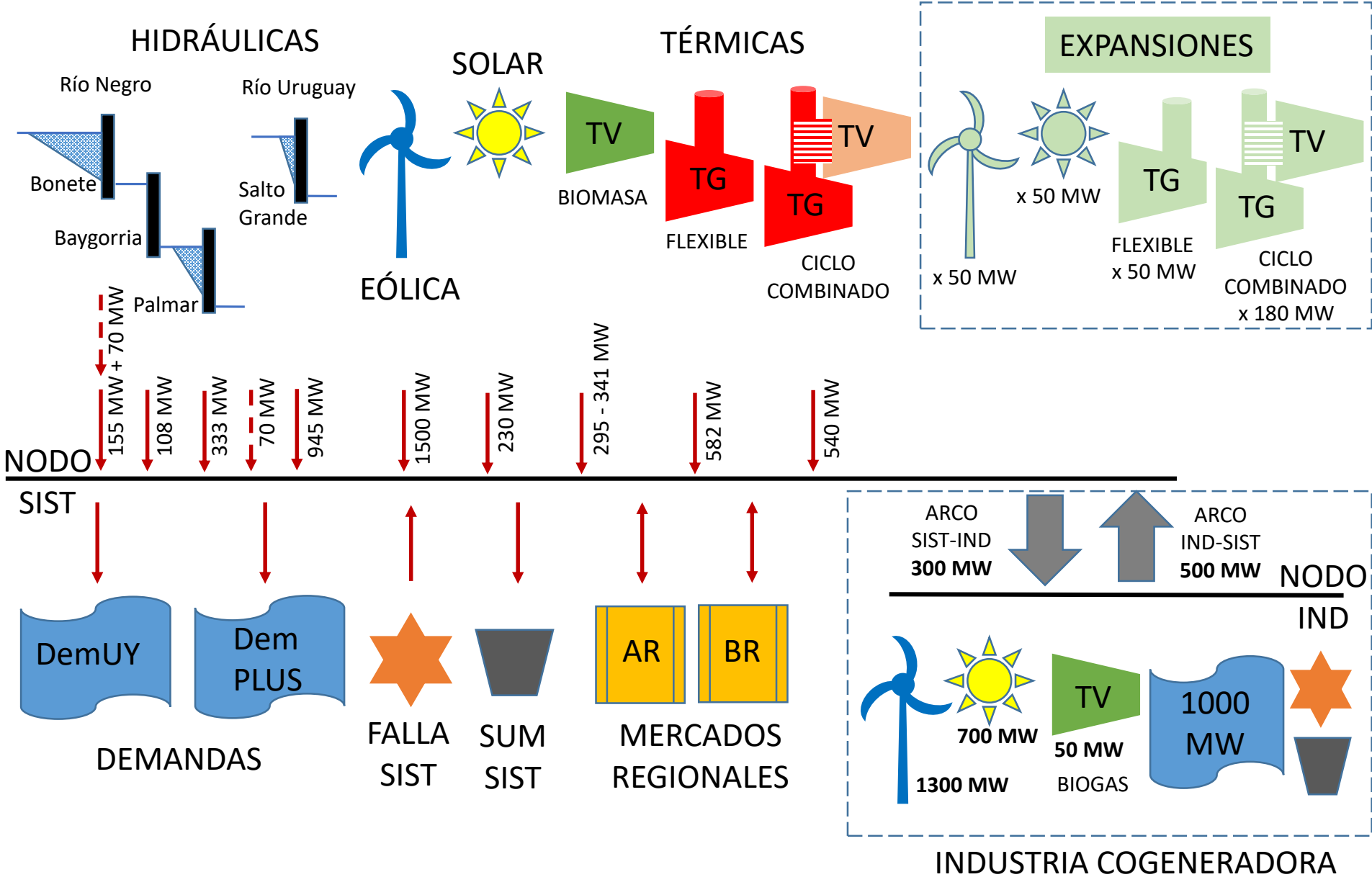


Fig.2: Generación media (valor esperado) en % por fuente en Uruguay.

<https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2021/CC21a/>  
<https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2021/CC21/>

# Sala SimSEE del curso de PEG



# Tecnologías y criterios de Expansión

Fronteras cerradas – Valorización nula de Excedentes

- Térmicas (T)
  - TG de 50 MW
    - PP de 18 USD/MWh-d
    - cv de 150 USD/MWh @ 50 USD/bbl
  - CC de 180 MW
    - PP de 23 USD/MWh-d
    - cv de 104 USD/MWh @ 50 USD/bbl
  - 100 % indexado con petróleo

- Eólica y Solar (E y S)
  - PP de 40 USD/MWh-d respectivamente
    - Sin tendencia a la baja
  - \*Factores de planta de 40 y 21 % respectivamente.

Para la PEG10 se aplica una atenuación de precios de 3% anual.

Reducción de 3% anual	
año	USD/MWh
2024	<b>40.0</b>
2025	38.8
2026	37.7
2027	36.6
2028	35.5
2029	34.5
2030	33.5
2031	32.5
2032	31.6
2033	30.7

\*Valores medios 2018 a 2022

<https://www.ute.com.uy/institucional/ute/utei>

# Capas principales (tomado de las Notas de la sala)

- **Capa 0:** El petróleo indexa el 75 de los cv de las térmicas.
- Capa 1: El índice del petrleo no afecta los cv térmicos las térmicas.
- Capa 2: El índice del petrleo afecta el 100% de los cv térmicos las térmicas.
- **Capa 0:** Índice de petroleo Referencia EIA.
- Capa 6635: Índice de petroleo Low Oil Priece de EIA.
- Capa 44: Se agregan actores testimoniales de 1 MW de las tecnologías de Exp para calcular el GI
- **Capa 0/12/20/30:** Los excedentes se evalúan a 0.1/12/20/30 USD/MWh.
- **Capa 0/60:** Mercados de Argentina y Brasil con Delta en 10000/50 USD/MWh.
- **Capa 0/274/272:** Tendencias marginales ARG y BRA con valores constantes/decrecientes asociados al año 2022.
- Capas 40 y 50 / 633: PP Eolica\_Exp y Solar\_Exp de 40 o 50 USD/MWh-d / o se fuerza PP=0 en la sala y se modela en OddFce.
- Capa 150: Demanda Plus de 150 MW planos.
- Capa 826: Proyecto Ind Tambores.
- Capa 729: Proyecto Ind Paysandú.
- Capa 3440/500: Costo de Falla Proy. Ind Paysandú de 40/500 USD/MWh
- Capa 246: TerBaseAutoBio de Térmicas de cv=0 de UY 2023 (incluye UPM2).
- Capa 1500: Actor Eolica con 1500 MW de UY 2023.
- Capa 230: Actor Solar con 230 MW de UY 2023.
- Capa 540: Actor TerBaseCC con el CC de 540 MW de UY 2023.
- Capa 582: Actor TerFlexTG con TGs de UY 2023.
- Capa 81: Cota de Bonete a 81 m.
- Capa 15: Sin Derating Térmico de Bio, TGs y CC.
- Capa 1982: Palmar INDISPONIBLE.
- Capa 2028: Bonete agrega una turbina adicional de 71.3 MW.



# Escenarios y Capas

Escenario	0	1	2	12	15	20	30	40	44	50	60	81	150	230	246	272	274	540	582	633	729	826	1500	1982	2028	3440	6635	9999	34500	Activo	Opt	Sim	SR3	Descripción		
BaseB	0		2		15			40	44					230	246			540	582				1500								X	X	X	X	Hidráulica, Eólica, Solar, Térmicas y Biomásas de UY 2023 (SG, Bon, Bay, Pal, CC, TGs, Bio, UPM2, etc.). Sin la demanda Plus..	
BaseA	0		2		15			40	44				150	230	246			540	582				1500								X	X	X	X	BaseB + Demanda Plus.	
BaseBsinTESuy	0		2		15			40	44																						X	X	X	X	BaseB sacando las Térmicas, Eólica y Solares de UY 2023. En suma solo las Hidráulicas de UY 2023 (SG, Bon, Bay, Pal).	
BaseBsinTESuysinPal	0		2		15			40	44															1982								X	X	X	X	BaseBsinTESuy + sacando Palmar.
BaseAsinTESuy	0		2		15			40	44				150																			X	X	X	X	Solo las Hidráulicas de UY 2023 (SG, Bon, Bay, Pal). Con la demanda Plus.
BaseAsinESuy	0		2		15			40	44				150		246			540	582													X	X	X	X	Hidráulicas y Térmicas de UY 2023. Con la demanda Plus.
BaseABon	0		2		15			40	44				150	230	246			540	582				1500		2028							X	X	X	X	BaseA + ampliación de Bonete en el 2028
BaseBInd40	0		2		15			40	44						230	246		540	582		729		1500				3440					X	X	X	X	BaseB + Proyecto Industrial. Compra al marginal hasta 40 USD/MWh.
BaseAInd40	0		2		15			40	44				150	230	246			540	582		729		1500				3440					X	X	X	X	BaseA + Proyecto Industrial. Compra al Spot hasta 40 USD/MWh.
BaseA81	0		2		15			40	44			81	150	230	246			540	582				1500									X	X	X	X	BaseA y se sube la cota de penalización de Bonete a 81 m.
BaseAOdd	0		2		15			40	44				150	230	246			540	582	633			1500									X	X	X	X	BaseA con PP de Eólica y Solar de Exp en el OddFace bajando 3% por año.

## Tecnologías de Expansión

Los números (xyz) indican el NID del Problema OddFace

Escenario	S	E	T	TES	Descripción del Escenario
BaseB	EJ-8 (867)	-	-	PEG5 (872)	Hidráulica, Eólica, Solar, Térmicas y Biomásas de UY 2023 (SG, Bon, Bay, Pal, CC, TGs, Bio, UPM2, etc.). Sin la demanda Plus.
BaseA	-	-	-	PEG6 (856)	BaseB + Demanda Plus.
BaseBsinTESuy	-	-	PEG2 (873)	PEG3 (870)	BaseB sacando las Térmicas, Eólica y Solares de UY 2023. En suma solo las Hidráulicas de UY 2023 (SG, Bon, Bay, Pal).
BaseBsinTESuysinPal	-	-	PEG1 (869)	-	BaseBsinTESuy + sacando Palmar.
BaseAsinTESuy	-	-	-	PEG4 (871)	Solo las Hidráulicas de UY 2023 (SG, Bon, Bay, Pal). Con la demanda Plus.
BaseAsinESuy	-	PEG11 (866)	-	-	Hidráulicas y Térmicas de UY 2023. Con la demanda Plus.
BaseABon	-	-	-	PEG7 (857)	BaseA + ampliación de Bonete en el 2028
BaseBInd40	-	-	-	PEG8 (PEG8)	BaseB + Proyecto Industrial.
BaseAInd40	-	-	-	-	BaseA + Proyecto Industrial.
BaseA81	-	-	-	PEG9 (862)	BaseA y se sube la cota de penalización de Bonete a 81 m.
BaseAOdd	-	-	-	PEG10 (889)	BaseA con PP de Eólica y Solar de Exp en el OddFace bajando 3% por año.

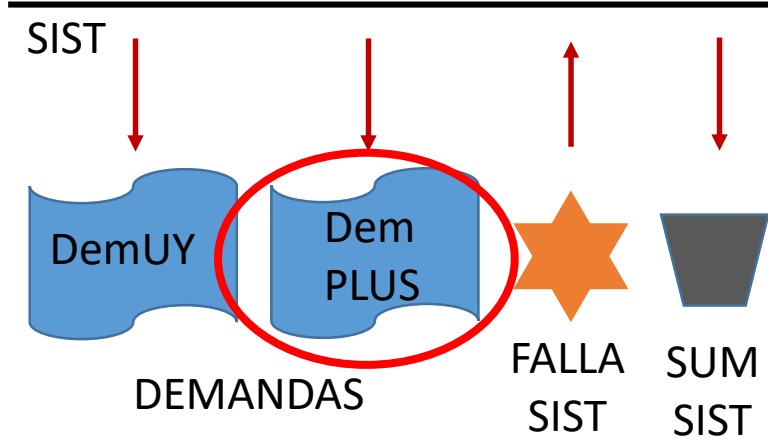
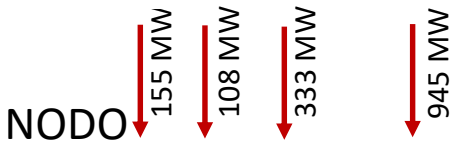
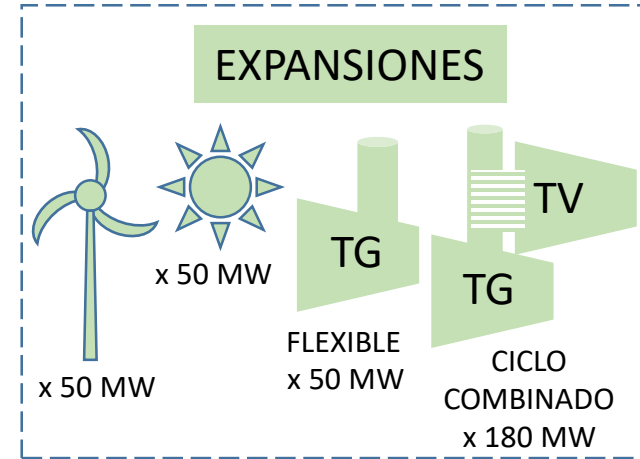
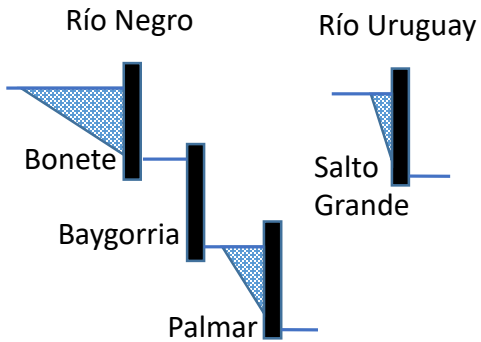
\*En el link se puede bajar la sala, los CF de los escenarios sin expandir y sus planillas simcosto.xlt

# Problema de Expansión: PEG 3 y 4

# PEG 3 y 4: Eólica, Solar y Térmica

CON/SIN la DemPlus

## HIDRÁULICAS



Nombre	--
BaseB	[Icons]
BaseA	[Icons]
BaseBsinTESuy	[Icons]
BaseBsinTESuysinPal	[Icons]
BaseAsinTESuy	[Icons]
BaseAsinESuy	[Icons]
BaseABon	[Icons]
BaseAInd	[Icons]
BaseBInd	[Icons]

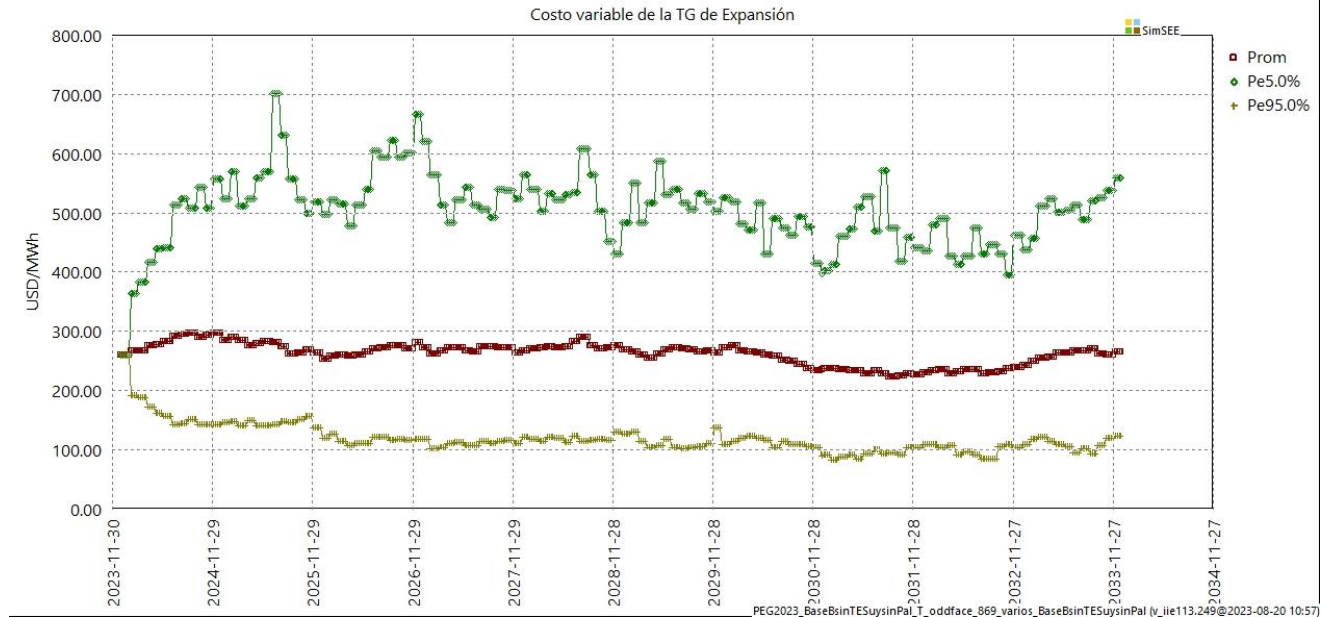
# Capas principales (tomado de las Notas de la sala)

- **Capa 0:** El petróleo indexa el 75 de los cv de las térmicas.
- Capa 1: El índice del petrleo no afecta los cv térmicos las térmicas.
- Capa 2: El índice del petrleo afecta el 100% de los cv térmicos las térmicas.
- **Capa 0:** Indice de petroleo Referencia EIA.
- Capa 6635: Indice de petroleo Low Oil Priece de EIA.
- Capa 44: Se agregan actores testimoniales de 1 MW de las tecnologías de Exp para calcular el GI
- **Capa 0/12/20/30:** Los excedentes se evalúan a 0.1/12/20/30 USD/MWh.
- **Capa 0/60:** Mercados de Argentina y Brasil con Delta en 10000/50 USD/MWh.
- **Capa 0/274/272:** Tendencias marginales ARG y BRA con valores constantes/decrecientes asociados al año 2022.

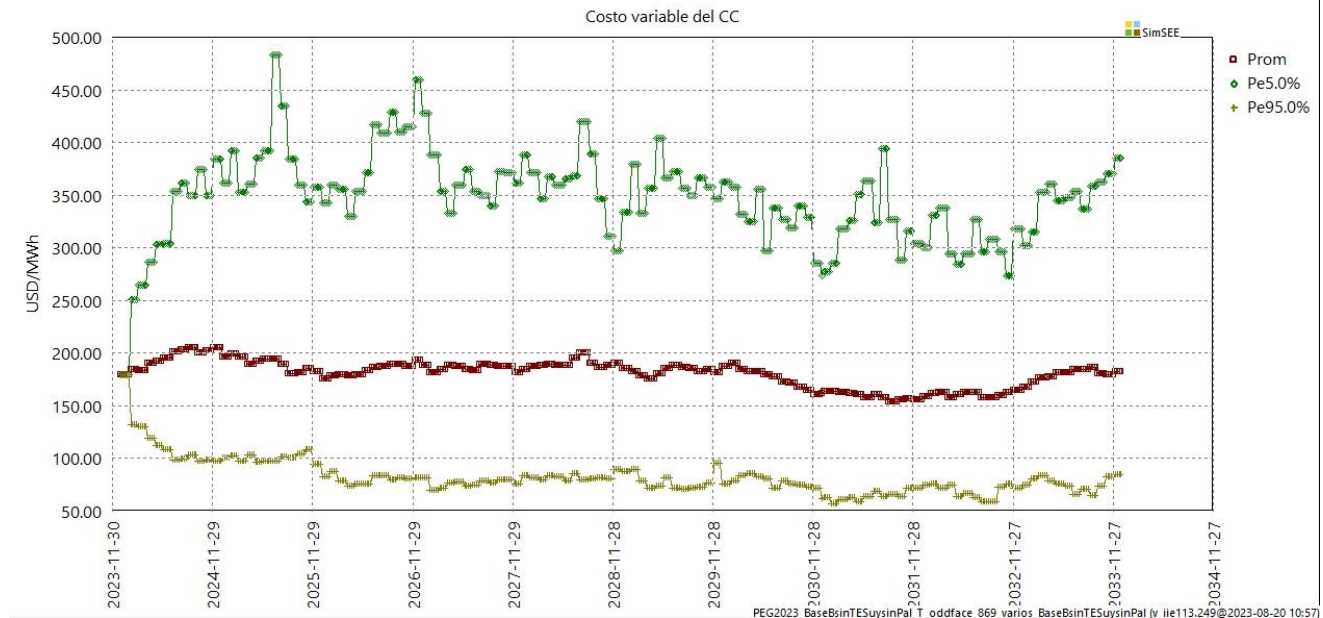
- Capas 40 y 50 / 633: PP Eolica\_Exp y Solar\_Exp de 40 o 50 USD/MWh-d / o se fuerza PP=0 en la sala y se modela en OddFce.
- Capa 150: Demanda Plus de 150 MW planos.
- Capa 826: Proyecto Ind Tambores.
- Capa 729: Proyecto Ind Paysandú.
- Capa 246: TerBaseAutoBio de Térmicas de cv=0 de UY 2023 (incluye UPM2).
- Capa 1500: Actor Eolica con 1500 MW de UY 2023.
- Capa 230: Actor Solar con 230 MW de UY 2023.
- Capa 540: Actor TerBaseCC con el CC de 540 MW de UY 2023.
- Capa 582: Actor TerFlexTG con TGs de UY 2023.
- Capa 81: Cota de Bonete a 81 m.
- Capa 15: Sin Derating Térmico de Bio, TGs y CC.
- Capa 1982: Palmar INDISPONIBLE.
- Capa 2028: Bonete agrega una turbina adicional de 71.3 MW.

# cv de las Térmicas

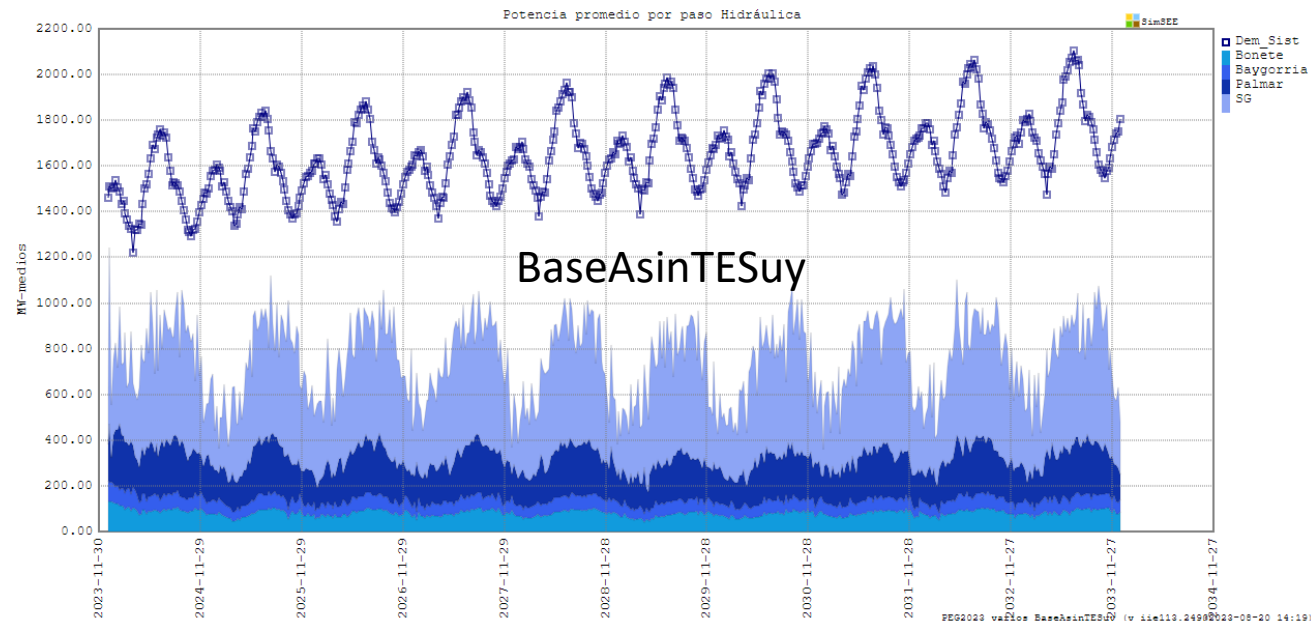
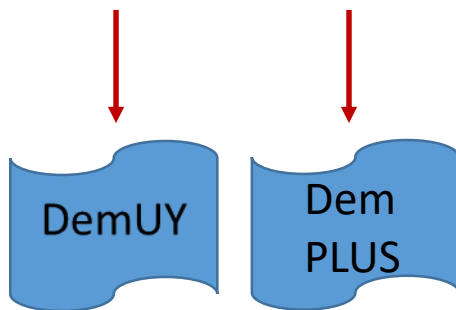
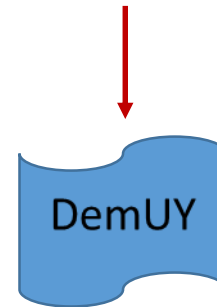
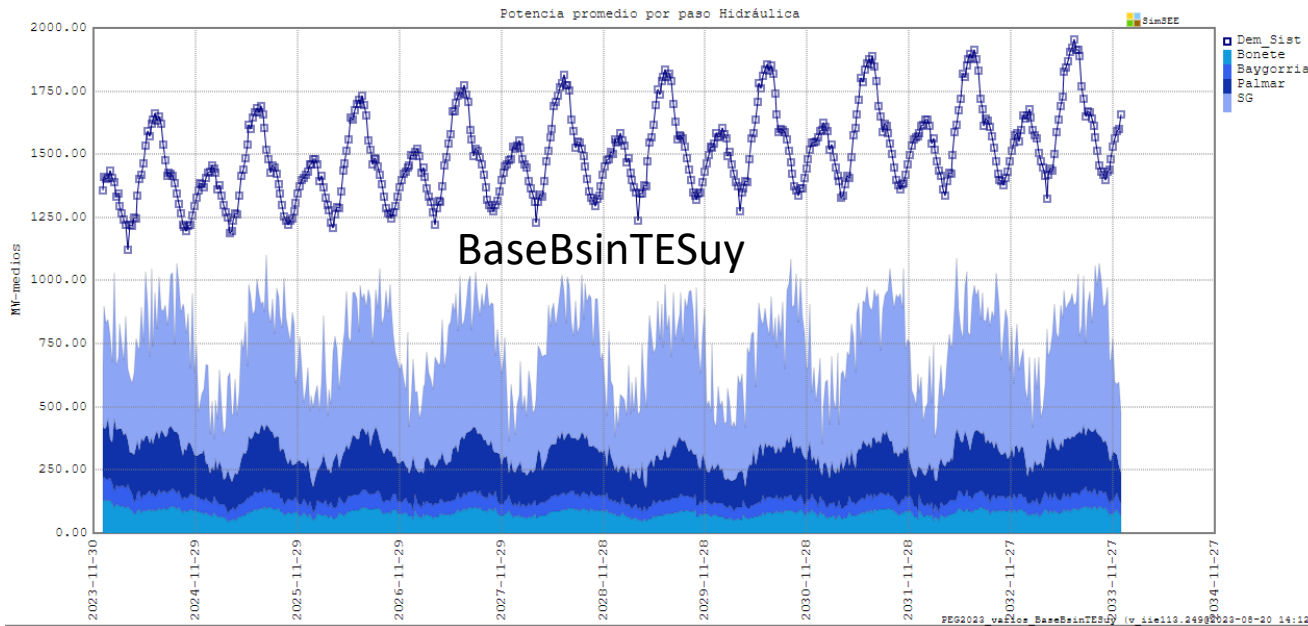
cv de TGs



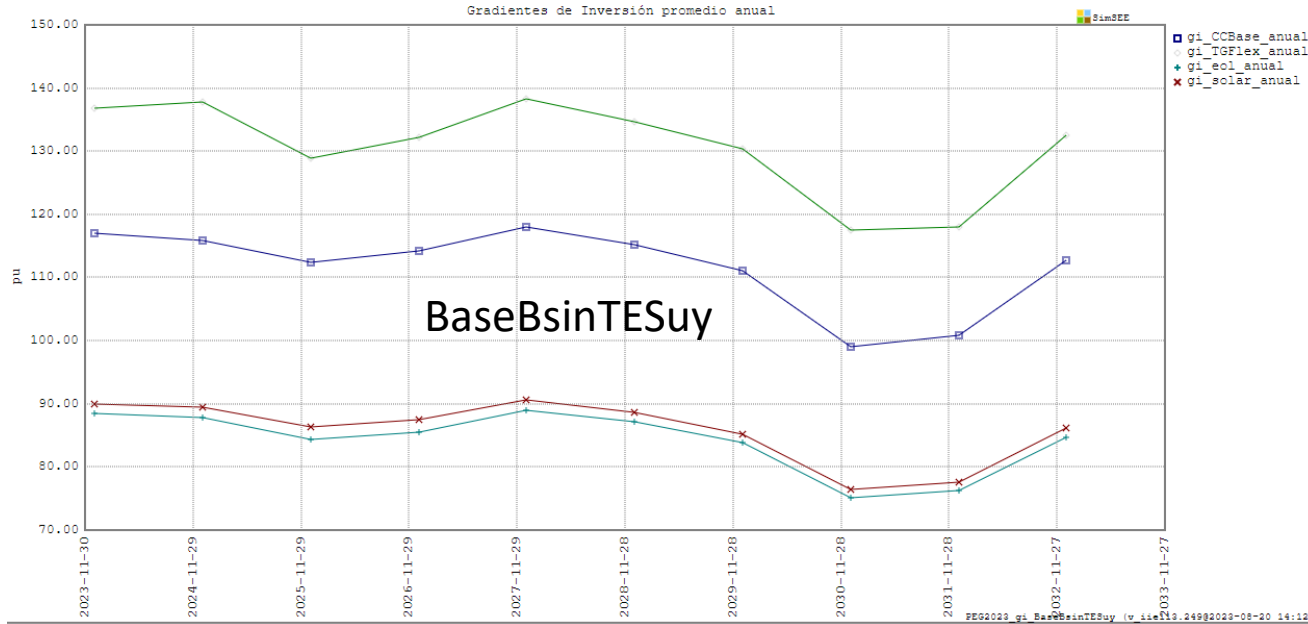
cv de CC



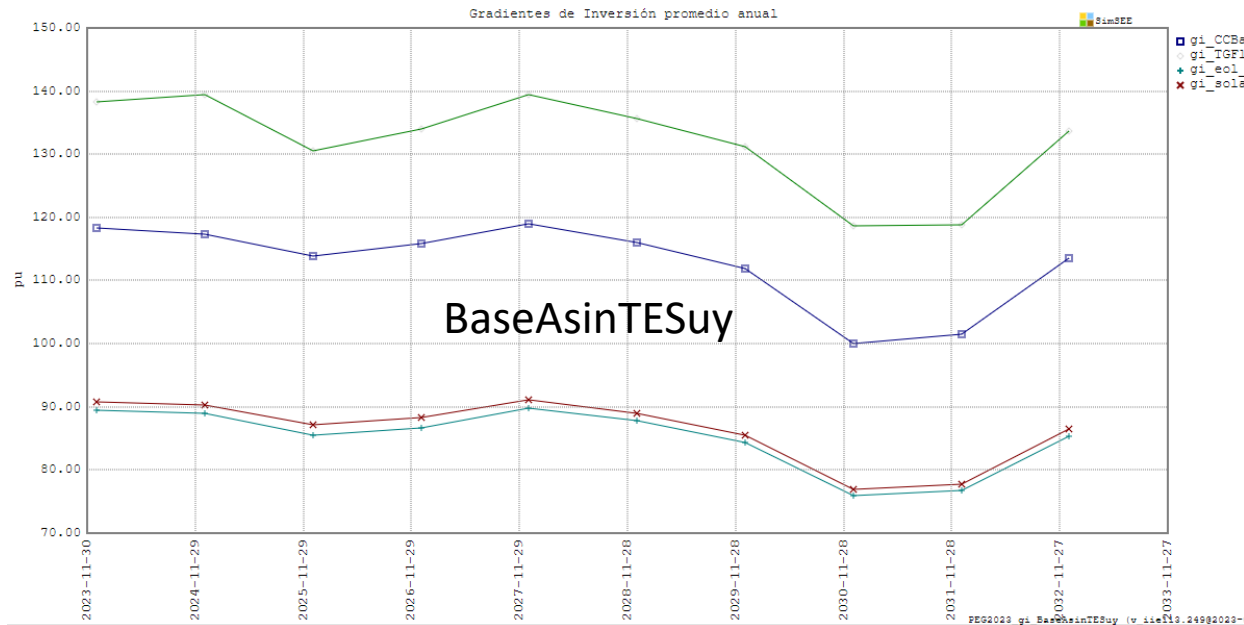
# Escenarios BaseBsinTESuy y BaseAsinTESuy



# Gradientes de Inversión



Los GI cambian muy poco entre B y A porque compiten contra la FALLA que es relativamente muy grande...





# Ventanas de la PO, Simulación y OddFace

**14 años de Optimización de la Operación (SimSEE)**



**10 años de Simulación (SimSEE)**



**Decenal de la PEG con OffFace**



Decisión y  
Construcción



Momentos en que entran las inversiones

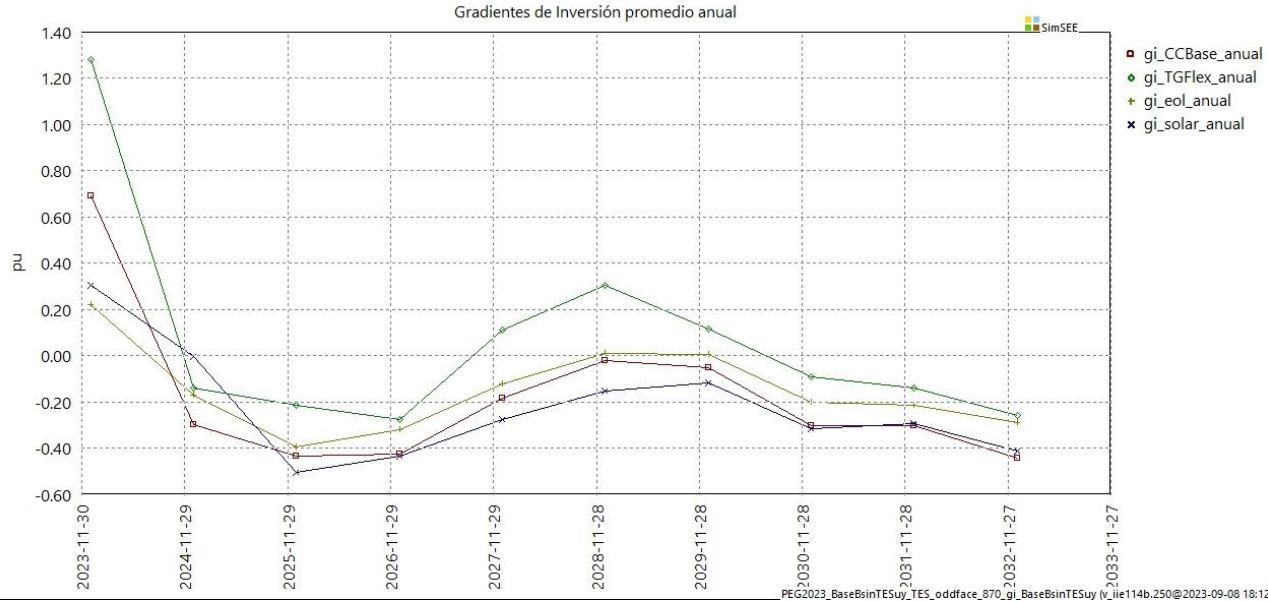
**Guarda de Optimización**

Con Demanda 2033..2037 cte.  
Con "Sumar Pagos en CF"

# Gradientes de Inversión

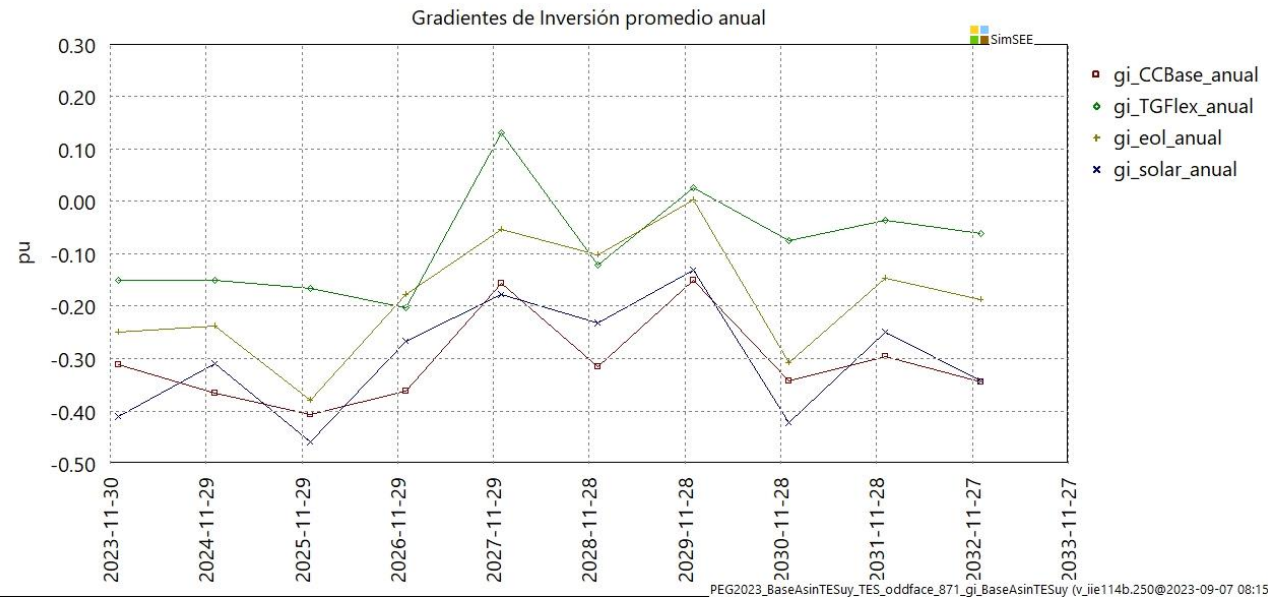
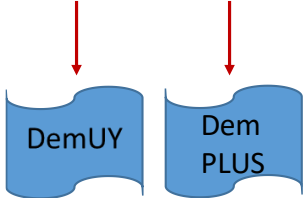
PEG3

BaseBsinTESuy-  
TES  
Problema 870



PEG4

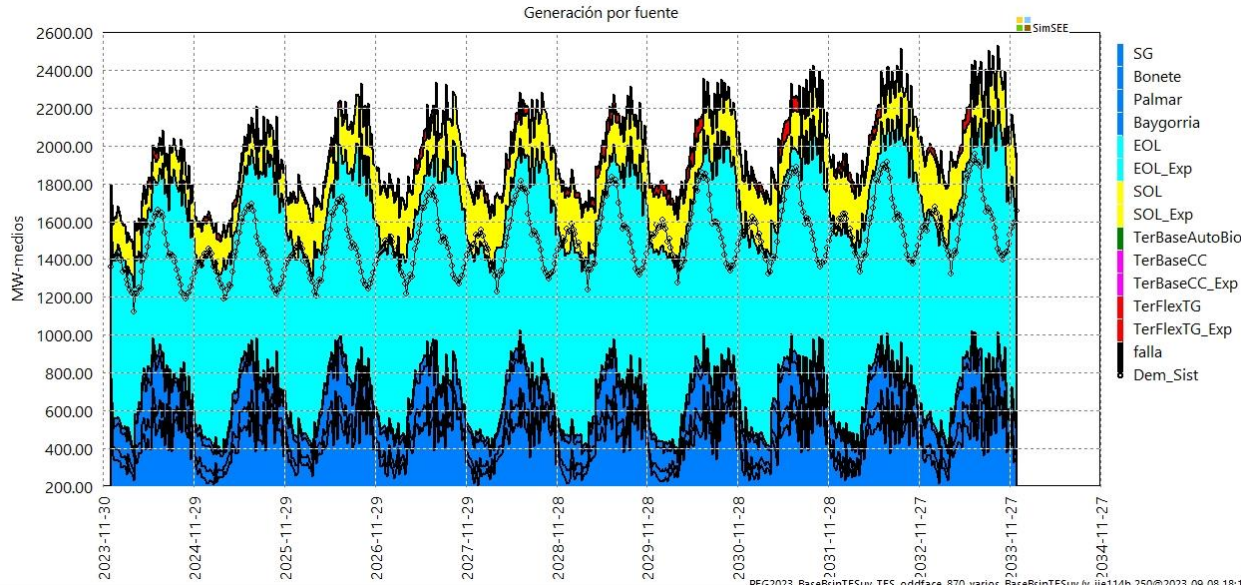
BaseAsinTESuy-  
TES  
Problema 871



# Generación por fuente (1)

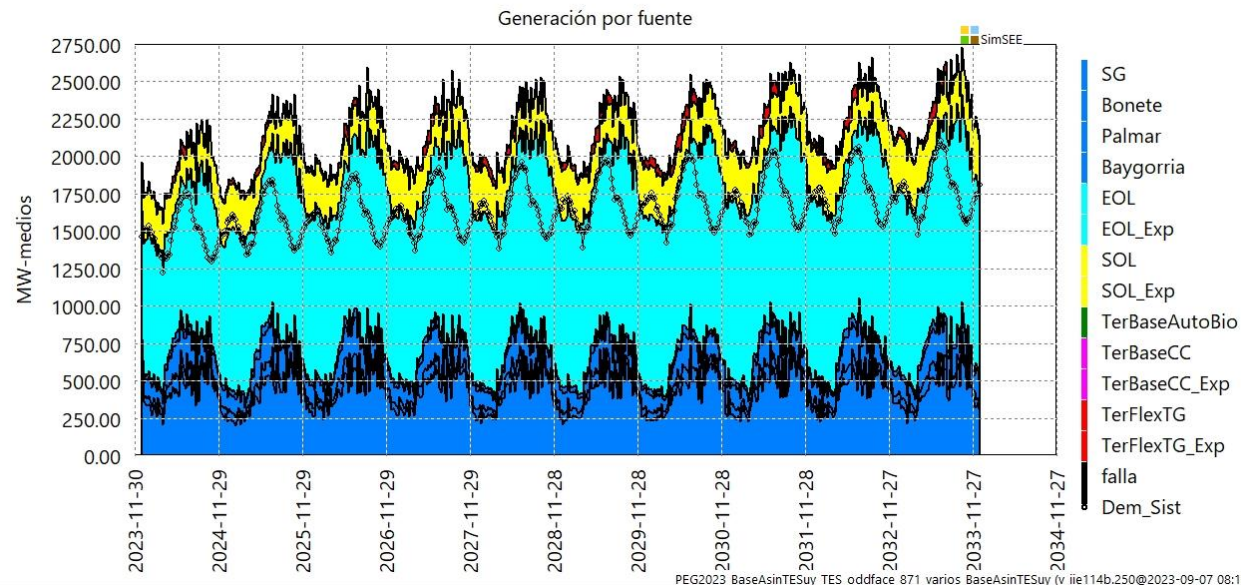
PEG3

BaseBsinTESuy-  
TES  
Problema 870

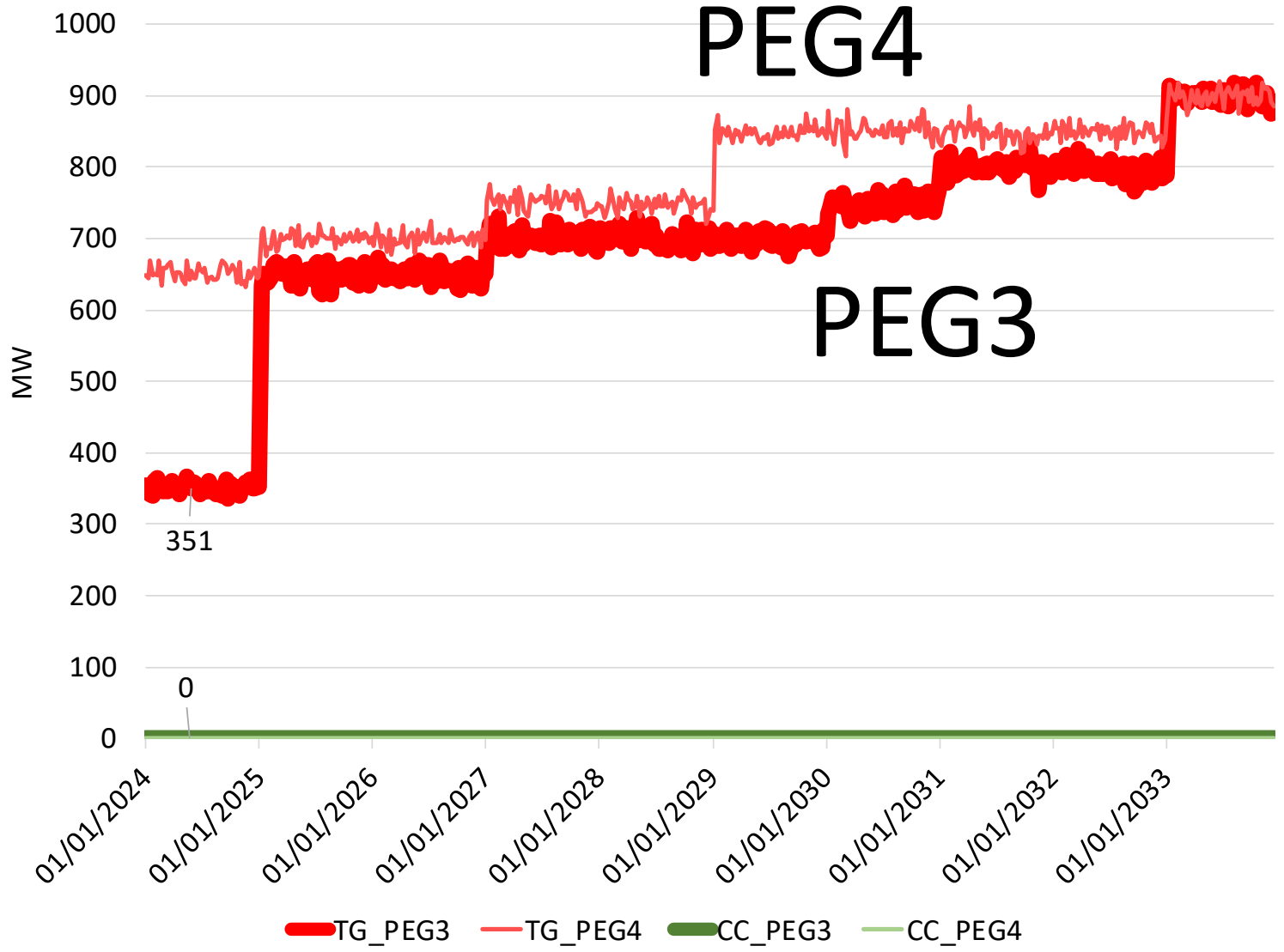
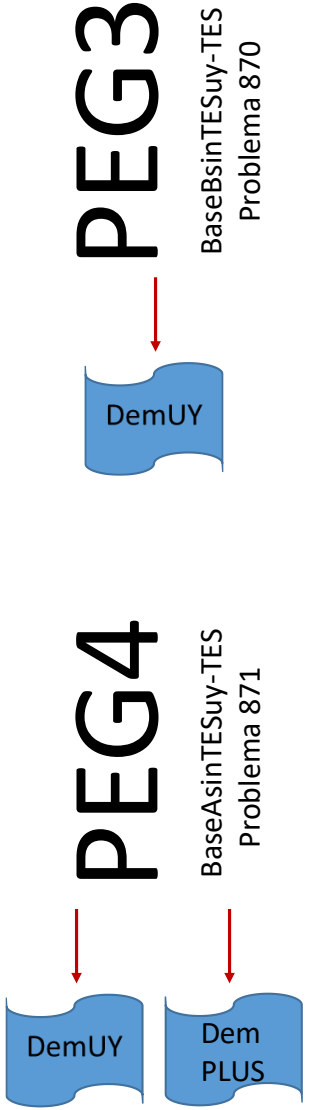


PEG4

BaseAsinTESuy-  
TES  
Problema 871



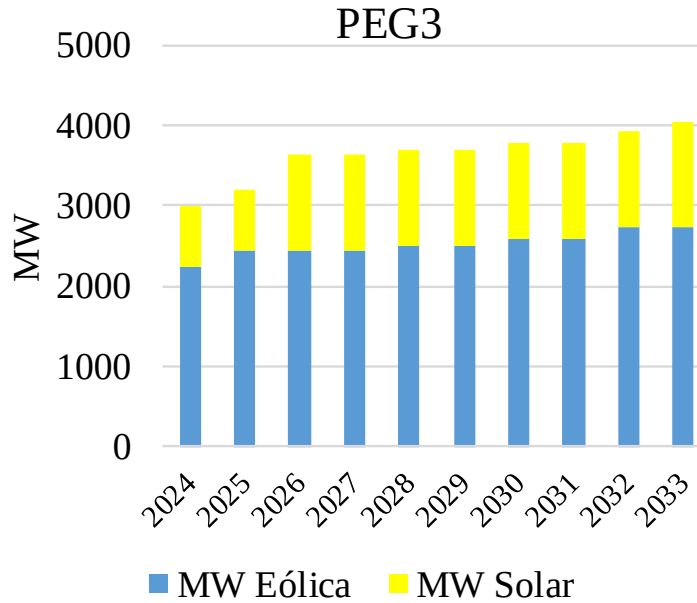
# Expansiones Térmicas



# Expansiones de Eólica y Solar (1)

## PEG3

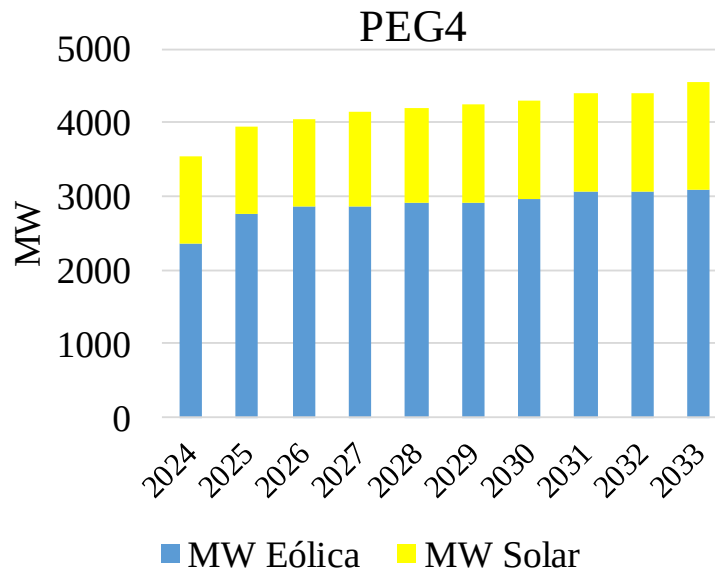
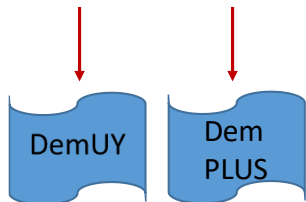
BaseBsinTESuy-  
TES  
Problema 870



Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	900	158	1058
2025	980	158	1138
2026	980	252	1232
2027	980	252	1232
2028	1000	252	1252
2029	1000	252	1252
2030	1040	252	1292
2031	1040	252	1292
2032	1099	252	1351
2033	1100	273	1373
Prom	<b>1030</b>	<b>255</b>	<b>1284</b>
	<b>80%</b>	<b>20%</b>	<b>100%</b>

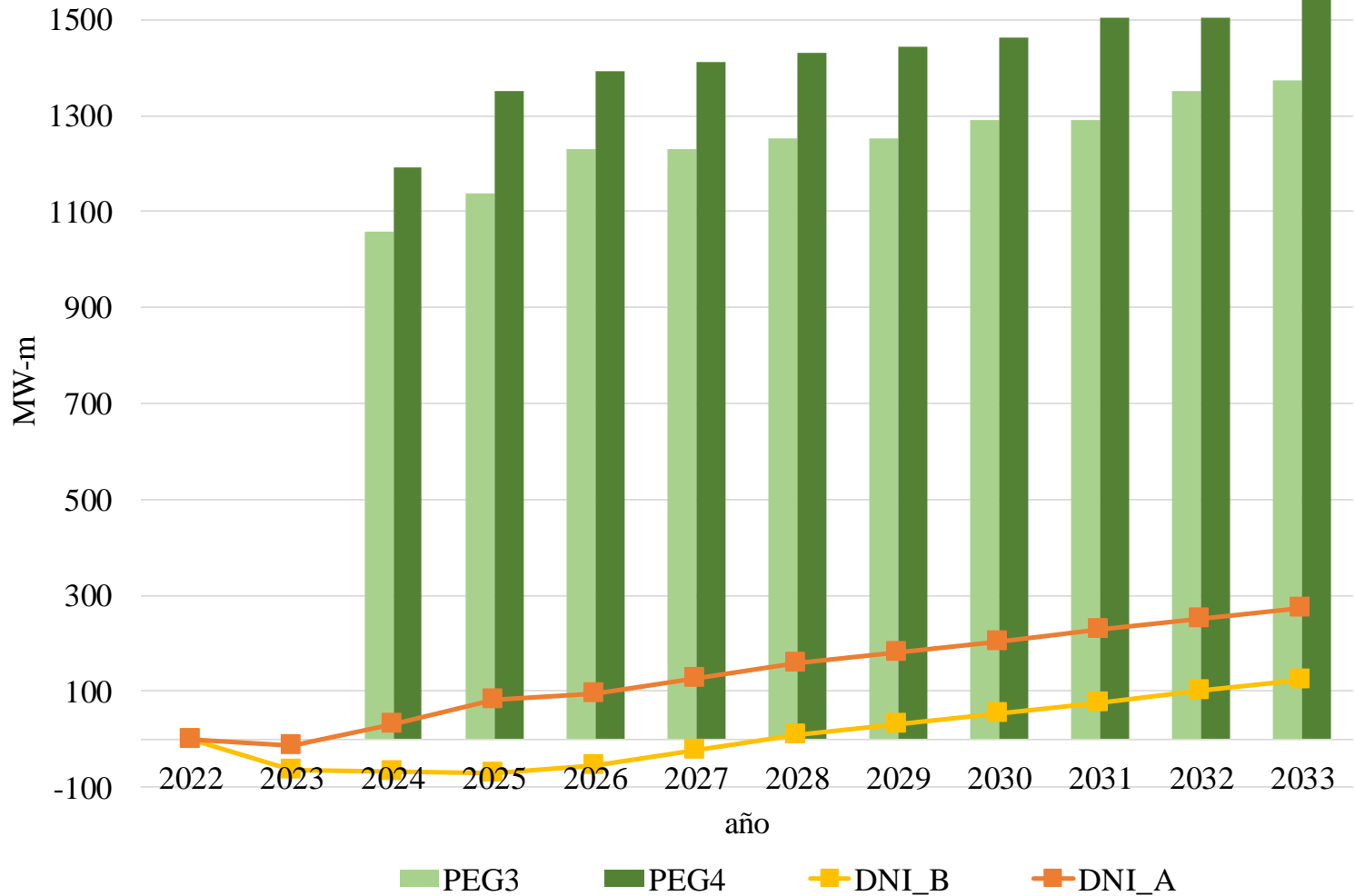
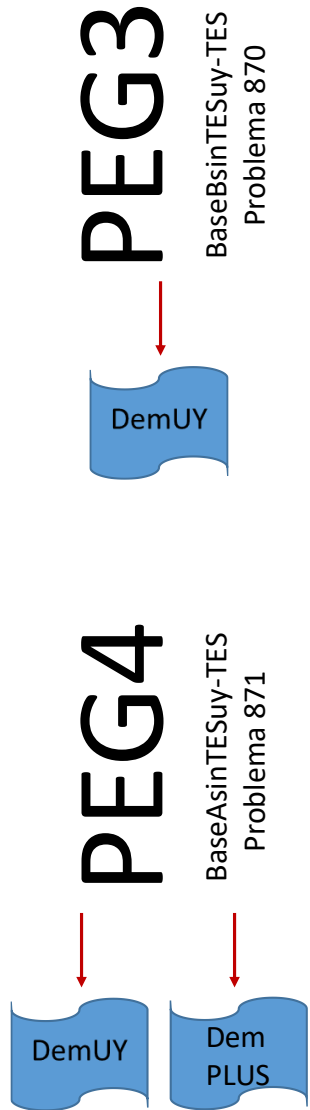
## PEG4

BaseAsinTESuy-  
TES  
Problema 871



Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	940	252	1192
2025	1100	252	1352
2026	1140	252	1392
2027	1140	273	1413
2028	1160	273	1433
2029	1160	283	1443
2030	1180	284	1464
2031	1220	284	1504
2032	1220	284	1504
2033	1240	304	1544
Prom	<b>1182</b>	<b>279</b>	<b>1462</b>
	<b>81%</b>	<b>19%</b>	<b>100%</b>

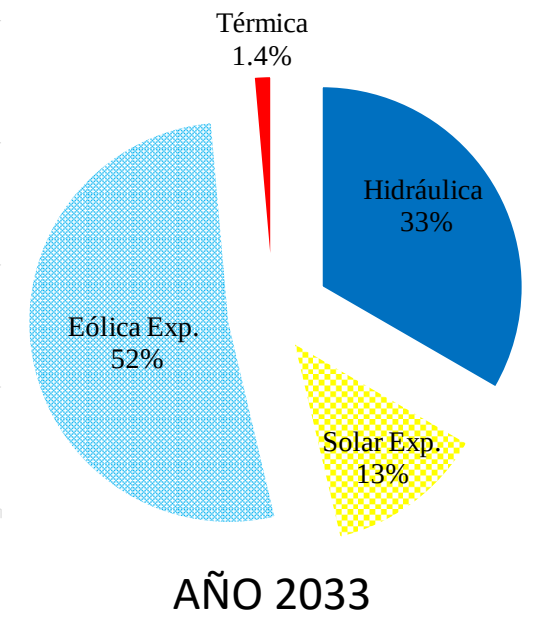
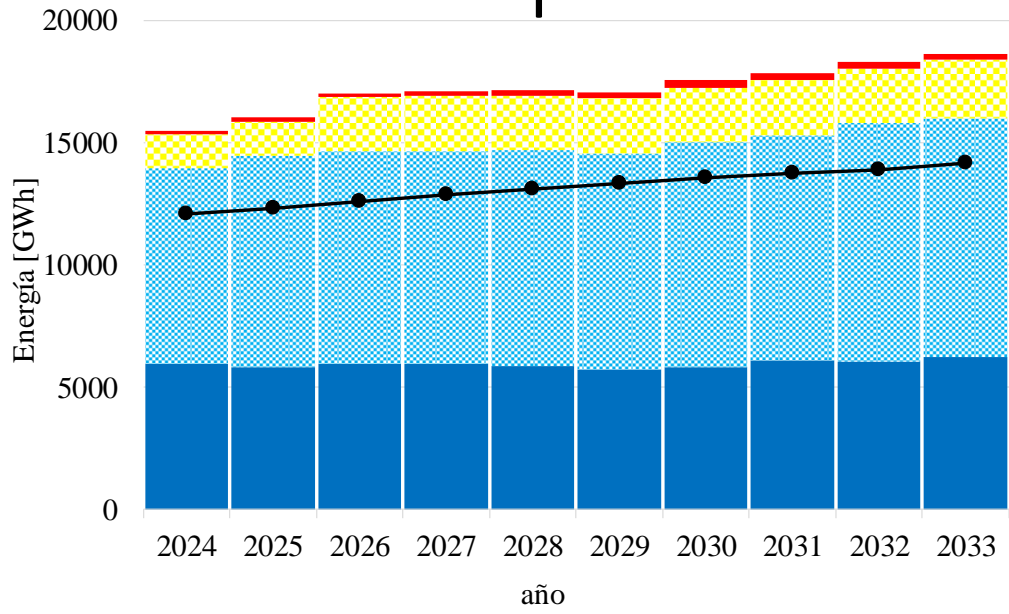
# Expansiones de Eólica y Solar (2)



# Generación por fuente anual

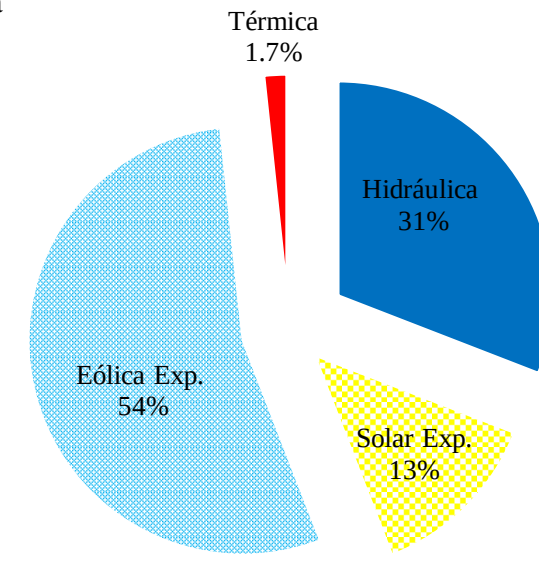
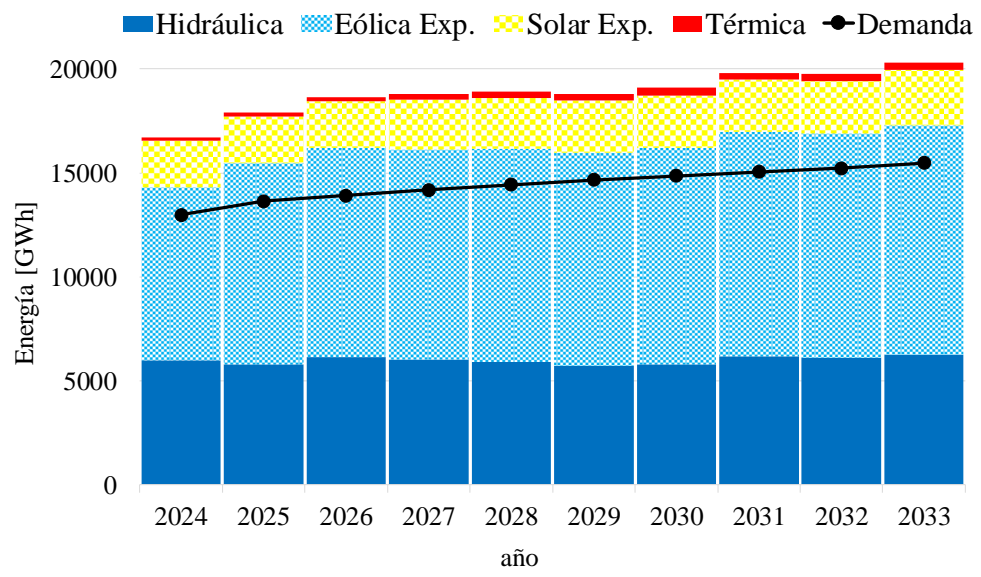
## PEG3

BaseBsinTESuy-  
TES  
Problema 870



## PEG4

BaseAsinTESuy-  
TES  
Problema 871

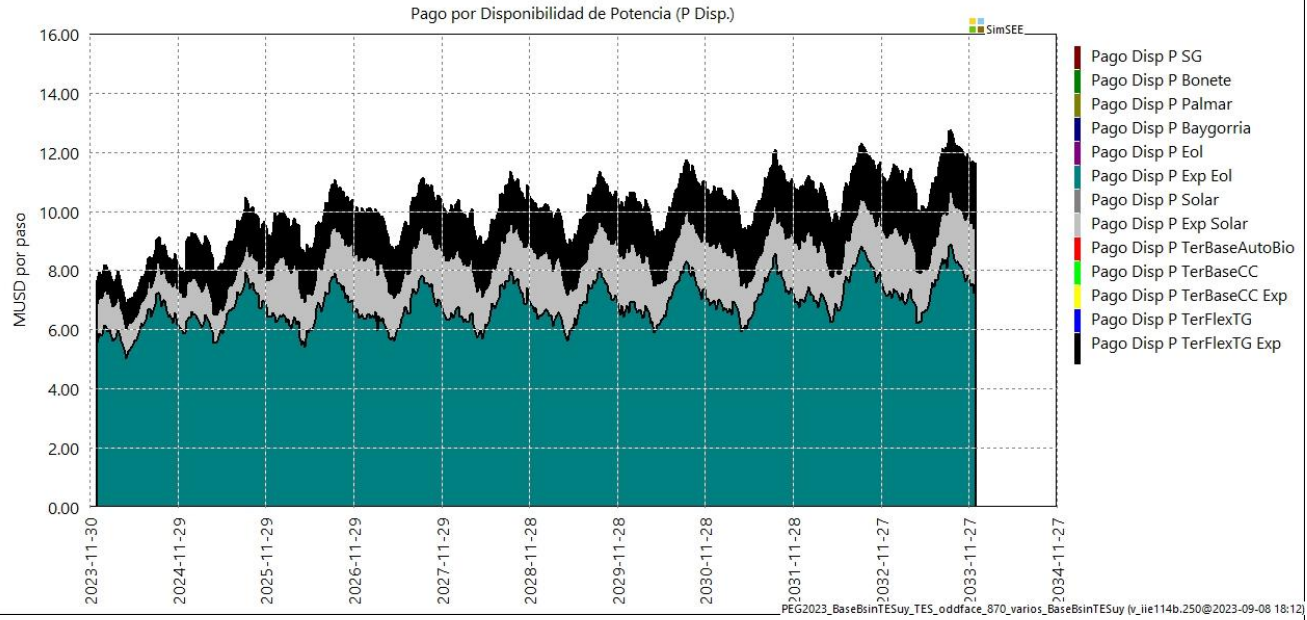


■ Hidráulica 
 ■ Eólica Exp. 
 ■ Solar Exp. 
 ■ Térmica 
 ● Demanda

# Pagos de PP

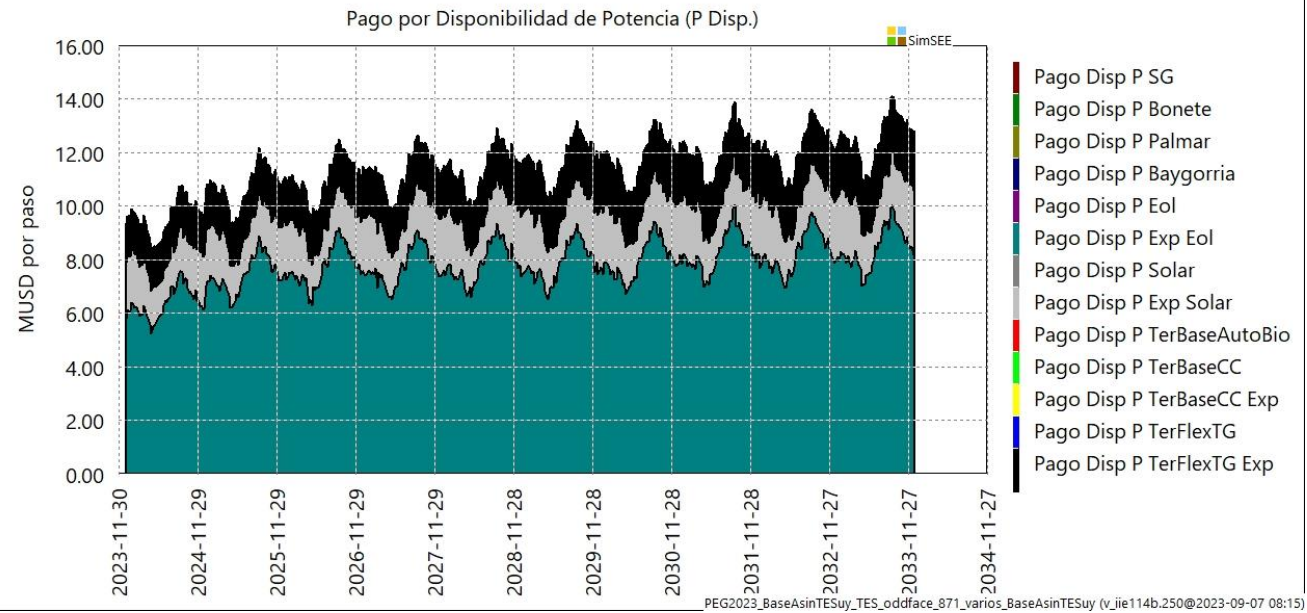
## PEG3

BaseBsinTESuy-  
TES  
Problema 870



## PEG4

BaseAsinTESuy-  
TES  
Problema 871



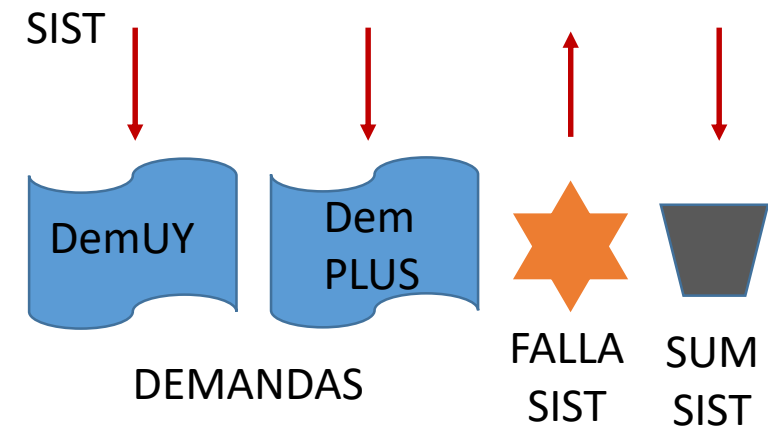
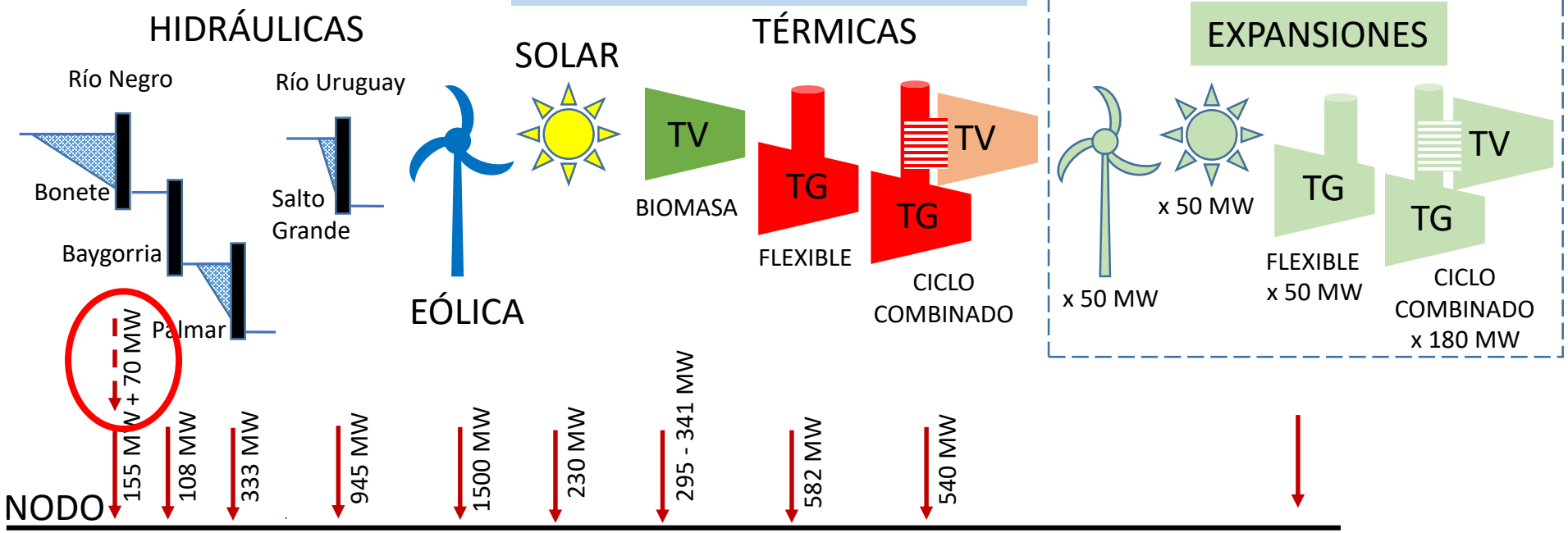


# Problema de Expansión: PEG 7

## Expansiones con ampliación de Hidroeléctrica

# PEG 7: Eólica, Solar y Térmica

Ampliación Bonete en el 2028



Nombre	--
BaseB	[Icons]
BaseA	[Icons]
BaseBsinTESuy	[Icons]
BaseBsinTESuysinPal	[Icons]
BaseAsinTESuy	[Icons]
BaseAsinESuy	[Icons]
<b>BaseABon</b>	[Icons]
BaseAInd	[Icons]
BaseBInd	[Icons]

# Tecnologías y criterios de Expansión

Fronteras cerradas – Valorización nula de Excedentes

- Térmicas (T)
  - TG de 50 MW
    - PP de 18 USD/MWh-d
    - cv de 150 USD/MWh @ 50 USD/bbl
  - CC de 180 MW
    - PP de 23 USD/MWh-d
    - cv de 104 USD/MWh @ 50 USD/bbl
  - 100 % indexado con petróleo

- Eólica y Solar (E y S)
  - PP de 40 USD/MWh-d respectivamente
    - Sin tendencia a la baja
  - \*Factores de planta de 40 y 21 % respectivamente.

Para la PEG10 se aplica una atenuación de precios de 3% anual.

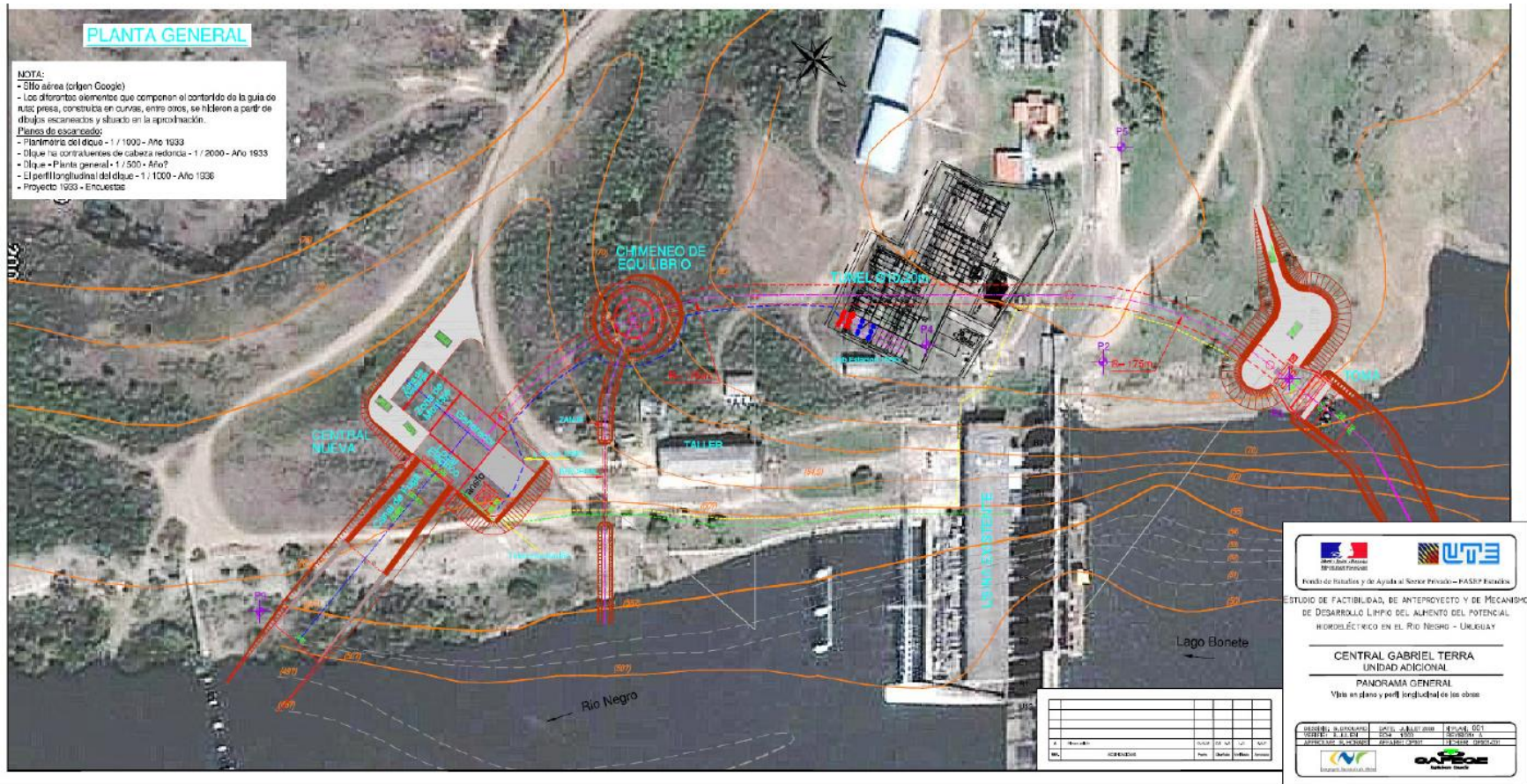
Reducción de 3% anual	
año	USD/MWh
2024	40.0
2025	38.8
2026	37.7
2027	36.6
2028	35.5
2029	34.5
2030	33.5
2031	32.5
2032	31.6
2033	30.7

\*Valores medios 2018 a 2022

<https://www.ute.com.uy/institucional/ute/utei>

# Proyecto de una 5ª unidad en Bonete

116 MUSD@2009



# Capas principales (tomado de las Notas de la sala)

- **Capa 0:** El petróleo indexa el 75 de los cv de las térmicas.
- Capa 1: El índice del petrleo no afecta los cv térmicos las térmicas.
- Capa 2: El índice del petrleo afecta el 100% de los cv térmicos las térmicas.
- **Capa 0:** Índice de petroleo Referencia EIA.
- Capa 6635: Índice de petroleo Low Oil Priece de EIA.
- Capa 44: Se agregan actores testimoniales de 1 MW de las tecnologías de Exp para calcular el GI
- **Capa 0/12/20/30:** Los excedentes se evalúan a 0.1/12/20/30 USD/MWh.
- **Capa 0/60:** Mercados de Argentina y Brasil con Delta en 10000/50 USD/MWh.
- **Capa 0/274/272:** Tendencias marginales ARG y BRA con valores constantes/decrecientes asociados al año 2022.

- Capas 40 y 50 / 633: PP Eolica\_Exp y Solar\_Exp de 40 o 50 USD/MWh-d / o se fuerza PP=0 en la sala y se modela en OddFce.

- Capa 150: Demanda Plus de 150 MW planos.

- Capa 826: Proyecto Ind Tambores.
- Capa 729: Proyecto Ind Paysandú.

- Capa 246: TerBaseAutoBio de Térmicas de cv=0 de UY 2023 (incluye UPM2).

- Capa 1500: Actor Eolica con 1500 MW de UY 2023.
- Capa 230: Actor Solar con 230 MW de UY 2023.
- Capa 540: Actor TerBaseCC con el CC de 540 MW de UY 2023.
- Capa 582: Actor TerFlexTG con TGs de UY 2023.

- Capa 81: Cota de Bonete a 81 m.

- Capa 15: Sin Derating Térmico de Bio, TGs y CC.

- Capa 1982: Palmar INDISPONIBLE.

- Capa 2028: Bonete agrega una turbina adicional de 71.3 MW.

## 11.1. Generador Hidroeléctrico con Embalse.

$$V_{fin} =$$

El Generador Hidroeléctrico con Embalse es un Actor perteneciente al Grupo de Generadores Hidroeléctricos. La función del Actor es modelar centrales hidroeléctricas con embalse para el almacenamiento de energía.

$$V_{ini} + \text{Aportes} - \text{Turbinado} - \text{Vertidos} - \text{Filtración}$$

### 11.1.a) Descripción del funcionamiento.

Para definir el Actor es necesario especificar los parámetros del embalse y sus respectivas restricciones en los límites del volumen de agua almacenada. En la Fig. 1. se presenta una representación esquemática de la central.

$$\text{Energía} = \text{Turbinado} \times \text{ce}$$

Donde:

1.  $V$  Es el volumen del agua que se encuentra en el embalse.
2.  $h$  Es la diferencia de altura entre la superficie del lago del embalse y el desagüe de la turbina.
3.  $dV$  Es el volumen turbinado.
4.  $dE$  Es la energía generada por las turbinas.

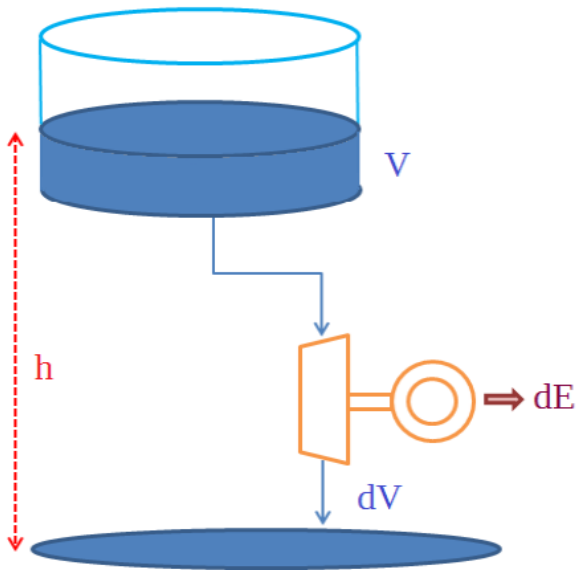


Fig. 13: Esquema de una central hidroeléctrica con embalse.

El volumen  $V_{fin}$  al final del paso de tiempo se calcula como el volumen al inicio  $V_{ini}$ , más el volumen que ingresa al lago por el escurrimiento propio de su cuenca o por caudales liberados en centrales aguas arriba  $A$ , menos los volúmenes turbinados en cada poste de tiempo, menos el volumen que sea necesario verter sin turbinar  $Z$  y menos las pérdidas por evaporación y por filtración del embalse  $R$ .

El volumen final se calcula con la ec.1:

$$V_{fin} = V_{ini} + A - \sum_{j=1}^{j=NPostes} \frac{P_j \text{durpos}_j}{ce} - Z - R \quad \text{ec.1 Volumen final del embalse.}$$

Donde el volumen turbinado en el poste  $j$  es:  $\frac{P_j \text{durpos}_j}{ce}$ , siendo  $ce$  el coeficiente energético y  $P_j \text{durpos}_j$  es la potencia entregada en el poste  $j$  multiplicada por la duración del poste  $j$ .

El coeficiente energético queda determinado por la función  $dE = ce \cdot dV$ , donde se observa que es el factor de conversión entre un volumen turbinado  $dV$  y la energía generada y entregada por la central a la red eléctrica  $dE$ .

# Coeficiente Energético (ce)

Considerando la altura de salto efectivo  $h_{se}$ , medida desde la superficie del lago hasta la superficie del río aguas abajo, podemos escribir el coeficiente energético como:

$$ce = \frac{h_{se} \cdot \rho \cdot g \cdot \eta}{3600} [MWh/Hm^3]$$

El “ce” es la Energía Potencial (mgh) dividida por los m3 que “caen” una altura “hse” y todo afectado por un rendimiento...

Dónde:

- $\rho$  Es la densidad del agua. (1000kg/m<sup>3</sup>)
- $g$  Es la constante gravitatoria. (9.8m/s<sup>2</sup>)
- $\eta$  Es el rendimiento complejo de la turbina y del generador eléctrico. (p.u.)

Como se puede apreciar, la ecuación del volumen turbinado en función de la energía generada por la central es una aproximación dado que el coeficiente energético varía en función del salto efectivo  $h_{se}$ . El salto efectivo puede variar en función del nivel del lago (se cumple siempre que  $h_{se} \leq h$ ) y por la variación de la cota aguas abajo, y la cota aguas abajo debido al propio turbinado. El coeficiente energético también cambia al variar el rendimiento de la turbina, el cual no es constante para todo caudal.

$$\frac{P [MW]}{Q [m^3/s]} = ce \left[ \frac{MWh}{Hm^3} \right] \cdot \frac{3600}{10^6} = \frac{h \cdot \rho \cdot g \cdot \eta}{10^6} \left[ \frac{MW}{m^3/s} \right]$$

**1 Wh = 3600 joules**  
**1 MWh = 10<sup>6</sup>/3600 joules**  
**1 Hm = 100 m**  
**1 Hm<sup>3</sup> = 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>**

# Ajuste de la generación de Bonete

Editando "Bonete" Hidroeléctrica con embalse

Editar ficha de "Bonete" Hidroeléctrica con embalse

Fecha: (dd/MM/yyyy hh:nn)  Capa:

Periódica?

Parámetros 1 Parámetros 2 Parámetros 3

Cota mínima operación[m]	70
Cota máxima operación[m]	81
Puntos cota-volumen h[m]	70.00; 75.50; 81.00
Puntos cota-volumen V[Hm3]	0.00; 2828.00; 8208.00
Área de la cuenca[ha]	0
Cota de la descarga para cálculo del salto[m]	53.8
Coefficientes de afectación del salto por caudal erogado(caQE)	0.00221
Coefficientes de afectación del salto por caudal erogado(cbQE)	-3.6E-7
Rendimiento[p.u.]	0.87
Potencia máxima generable[MW]	38.8
Caudal máximo turbinable[m3/s]	170
Factor de disponibilidad[p.u.]	0.99
Tiempo de reparación[horas]	48
Ca filtración[m3/s]	6.296
Cb filtración[m2/s]	0.255
Qa muy seco[m3/s]	140
Cota mínima para vertimiento[m]	77.52
Cota máxima para vertimiento[m]	86
Caudal vertido con la cota máxima[m3/s]	7630

$$\frac{P \text{ [MW]}}{Q \text{ [m}^3/\text{s]}} = \frac{(81 - 53.8) \cdot 1000 \cdot 9.8 \cdot 0.87}{10^6} = \frac{38.8}{170} = 0.23 \left[ \frac{\text{MW}}{\text{m}^3/\text{s}} \right]$$

Del proyecto de la 5ª turbina de Bonete surge que:

$$P = 71.3 \text{ MW}$$

$$h = 26 \text{ m (80 m y 54 m)}$$

$$Q = 325 \text{ m}^3/\text{s}$$

Pérdida de la cañería = 1.06 m

Rendimiento del generador 98 %

Rendimiento de la turbina 93.5 %

Por lo que el rendimiento total es  
[(1-1.06/26)\*0.98\*0.935] = 88 %

Luego el coeficiente energético de la nueva turbina es  $P/Q = 71.3/325 = 0.22$  [MW/m<sup>3</sup>/s], lo cual es consistente con el resultado de aplicar la fórmula convencional  $26*1000*9.8*0.88/10^6 = 0.22$  [MW/m<sup>3</sup>/s]

**Conclusión:** el proyecto supone una turbina kaplan de diseño, salto y rendimientos equivalente a las ya existentes. Como primera aproximación se agregan dos unidades a las tres ya existentes y se ajusta la potencia nominal y caudal turbinable del conjunto.



# Ampliación de Bonete en el 2028

Editar "Bonete" Hidroeléctrica con embalse

Editar ficha de "Bonete" Hidroeléctrica con embalse

Fecha: (dd/MM/yyyy hh:nn)  Capa:

Periódica?

Parámetros 1 | Parámetros 2 | Parámetros 3

Cota mínima operación[m]	70
Cota máxima operación[m]	81
Puntos cota-volumen h[m]	70.00; 75.50; 81.00
Puntos cota-volumen V[Hm3]	0.00; 2828.00; 8208.00
Área de la cuenca[ha]	0
Cota de la descarga para cálculo del salto[m]	53.8
Coefficientes de afectación del salto por caudal erogado(caQE)	0.00221
Coefficientes de afectación del salto por caudal erogado(cbQE)	-3.6E-7
Rendimiento[p.u.]	0.87
Potencia máxima generable[MW]	38.8
Caudal máximo turbinable[m3/s]	170
Factor de disponibilidad[p.u.]	0.99
Tiempo de reparación[horas]	48
Ca filtración[m3/s]	6.296
Cb filtración[m2/s]	0.255
Qa muy seco[m3/s]	140
Cota mínima para vertimiento[m]	77.52
Cota máxima para vertimiento[m]	86
Caudal vertido con la cota máxima[m3/s]	7630

Editar "Bonete" Hidroeléctrica con embalse

Editar Unidades Disponibles

?

Fecha de Inicio	Instaladas	En M.Prog.	Periodica?	Capa			
Auto	[4]	[0]	NO	0			
01/01/2028	[6]	[0]	NO	2028			

Editar ficha de "Bonete" Hidroeléctrica con embalse

Fecha: (dd/MM/yyyy hh:nn)  Capa:

Periódica?

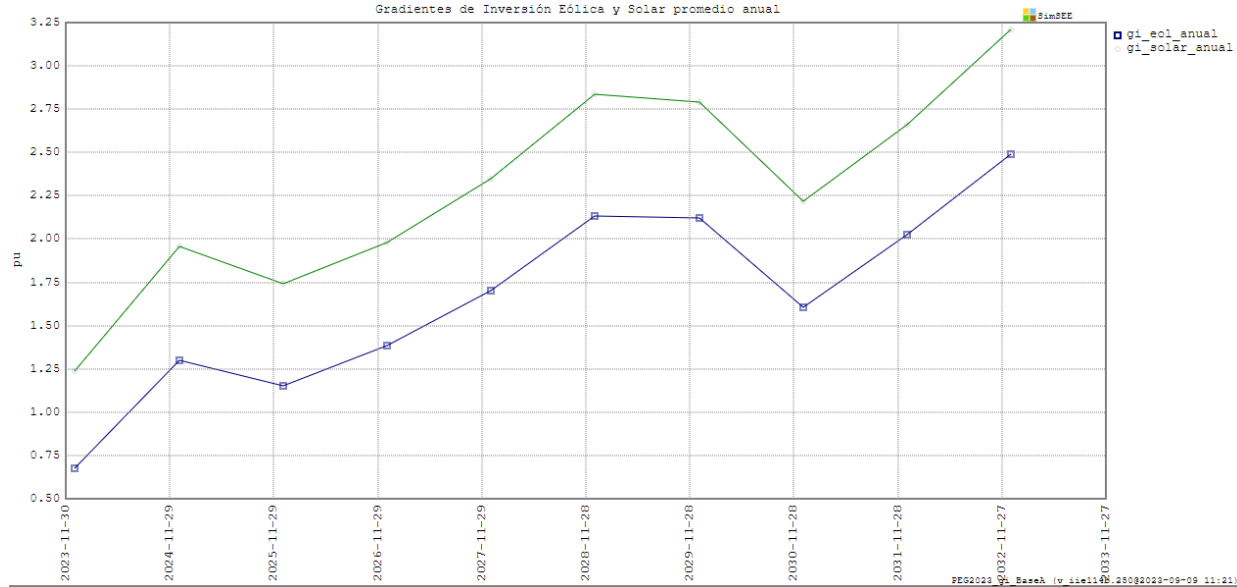
Parámetros 1 | Parámetros 2 | Parámetros 3

Cota mínima operación[m]	70
Cota máxima operación[m]	81
Puntos cota-volumen h[m]	70.00; 75.50; 81.00
Puntos cota-volumen V[Hm3]	0.00; 2828.00; 8208.00
Área de la cuenca[ha]	0
Cota de la descarga para cálculo del salto[m]	53.8
Coefficientes de afectación del salto por caudal erogado(caQE)	0.00221
Coefficientes de afectación del salto por caudal erogado(cbQE)	-3.6E-7
Rendimiento[p.u.]	0.87
Potencia máxima generable[MW]	37.4
Caudal máximo turbinable[m3/s]	167.5
Factor de disponibilidad[p.u.]	0.99
Tiempo de reparación[horas]	48
Ca filtración[m3/s]	6.296
Cb filtración[m2/s]	0.255
Qa muy seco[m3/s]	140
Cota mínima para vertimiento[m]	77.52
Cota máxima para vertimiento[m]	86
Caudal vertido con la cota máxima[m3/s]	7630

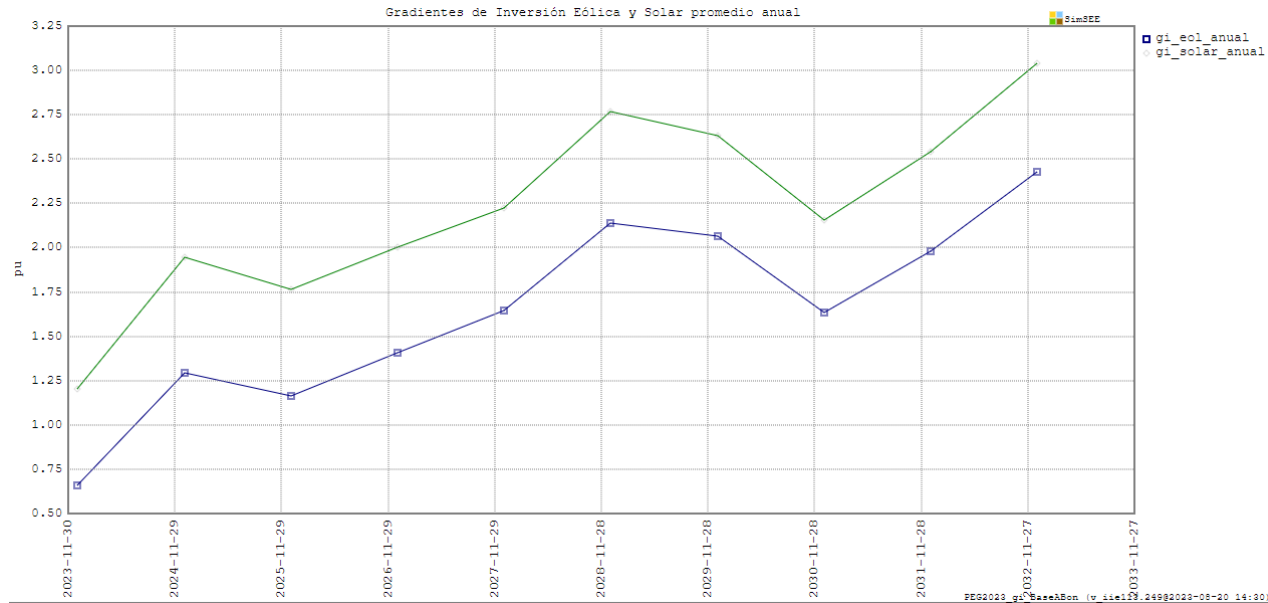
4x38.8 = 155 MW  
 6x37.4 = 224 MW  
 167.5 = 170\*37.8/38.8  
 Ampliación: 70 MW

# Gradientes de inversión

BaseA

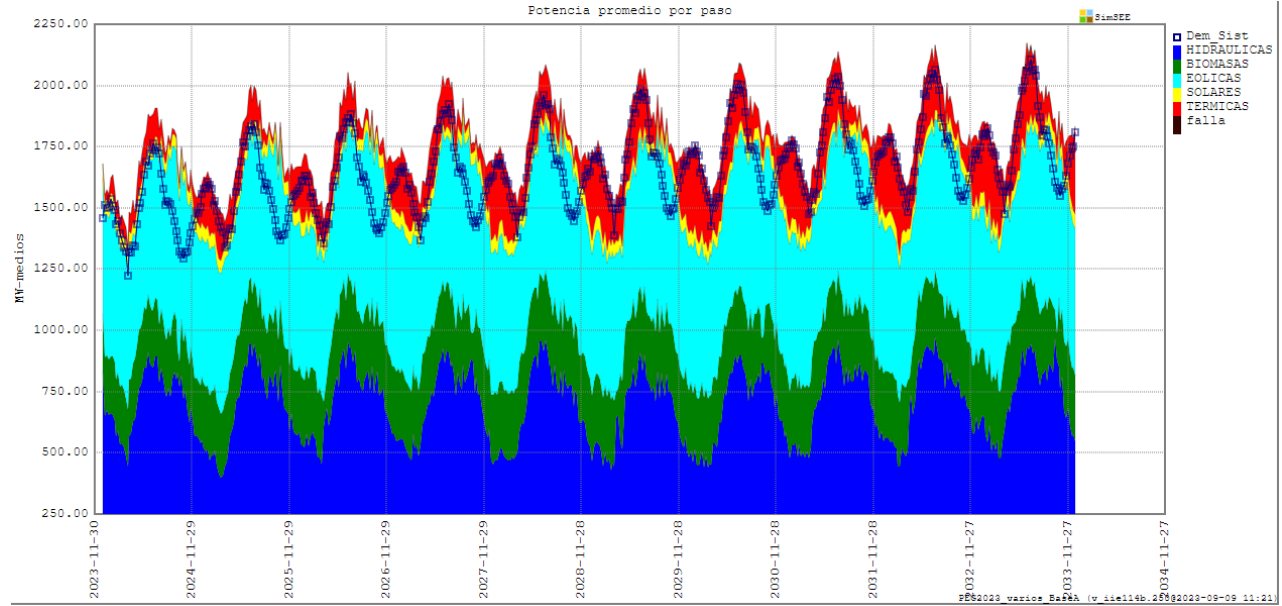


BaseABon

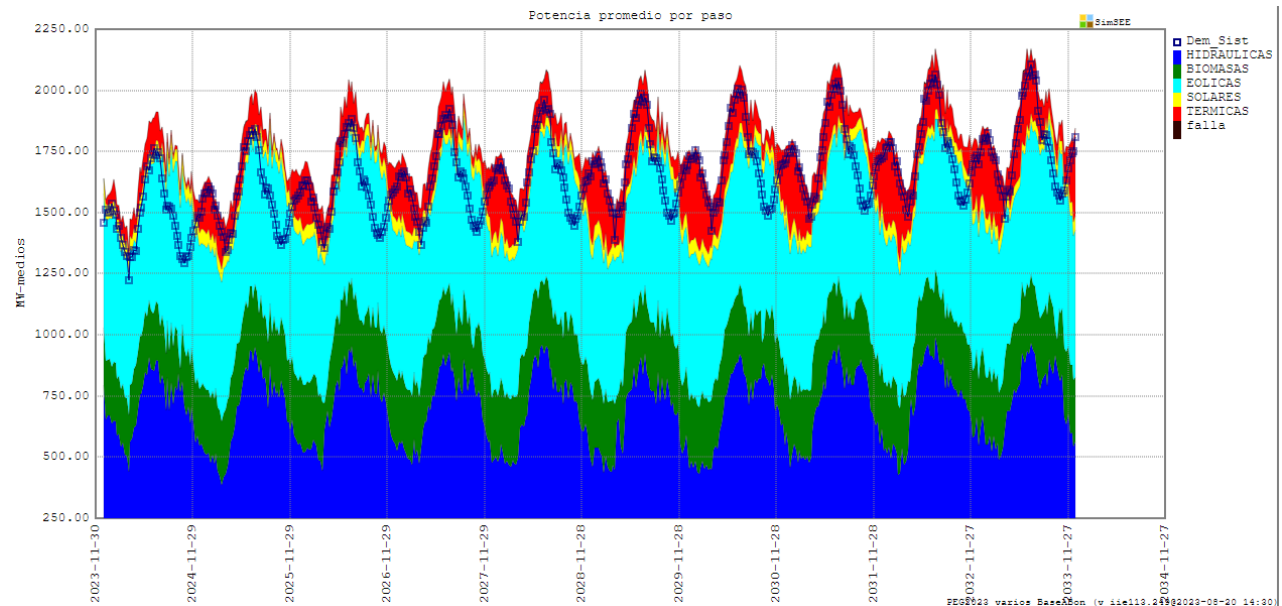


# Generación por fuente

BaseA



BaseABon



# Ventanas de la PO, Simulación y OddFace

**14 años de Optimización de la Operación (SimSEE)**



**10 años de Simulación (SimSEE)**



**Decenal de la PEG con OffFace**



Decisión y  
Construcción



.....

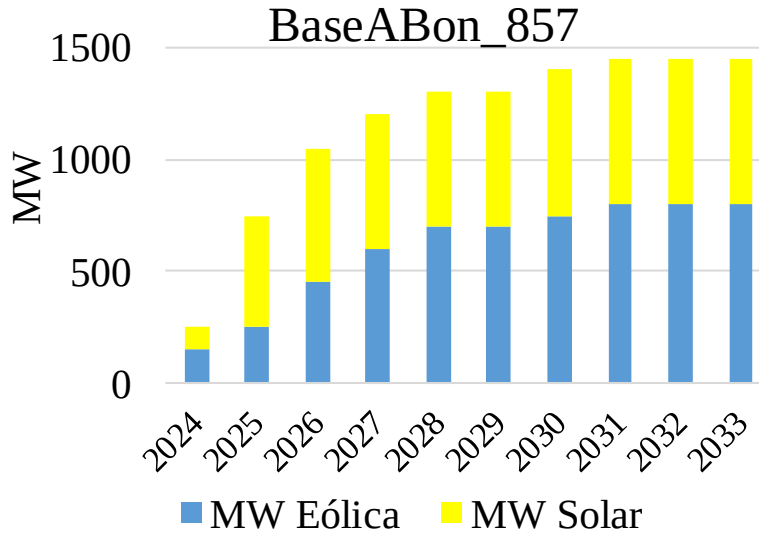
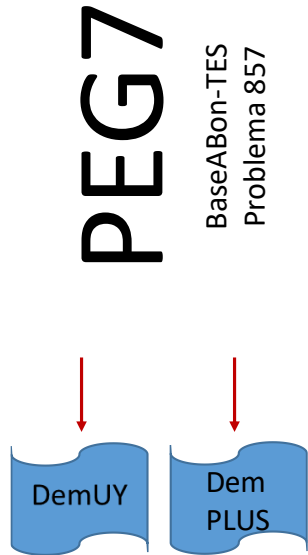


Momentos en que entran las inversiones

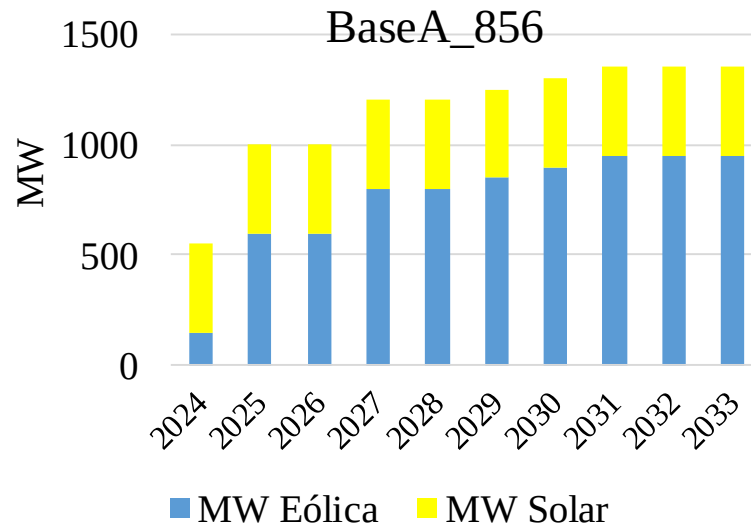
**Guarda de Optimización**

Con Demanda 2033..2037 cte.  
Con "Sumar Pagos en CF"

# Expansiones de Eólica y Solar (1)



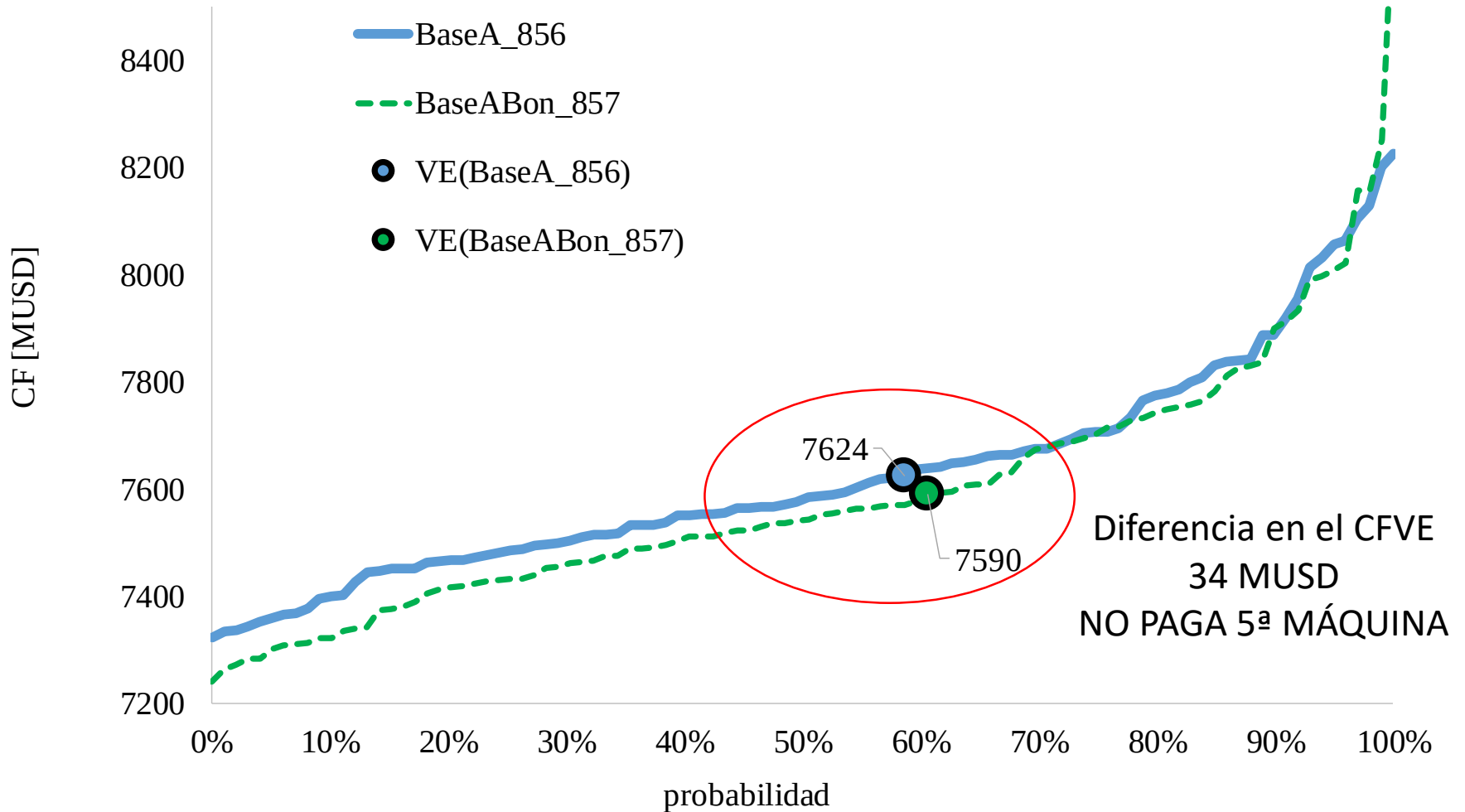
Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	60	21	81
2025	100	105	205
2026	180	126	306
2027	240	126	366
2028	279	126	405
2029	280	126	406
2030	300	137	437
2031	320	137	457
2032	320	137	457
2033	320	137	457
<b>Total</b>	<b>280</b>	<b>131</b>	<b>411</b>
	<b>68%</b>	<b>32%</b>	<b>100%</b>



Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	60	84	144
2025	240	84	324
2026	240	84	324
2027	320	84	404
2028	320	84	404
2029	340	84	424
2030	360	84	444
2031	380	84	464
2032	380	84	464
2033	380	84	464
<b>Prom</b>	<b>340</b>	<b>84</b>	<b>424</b>
	<b>80%</b>	<b>20%</b>	<b>100%</b>

Más potencia para empuntar => mejora la participación de la solar

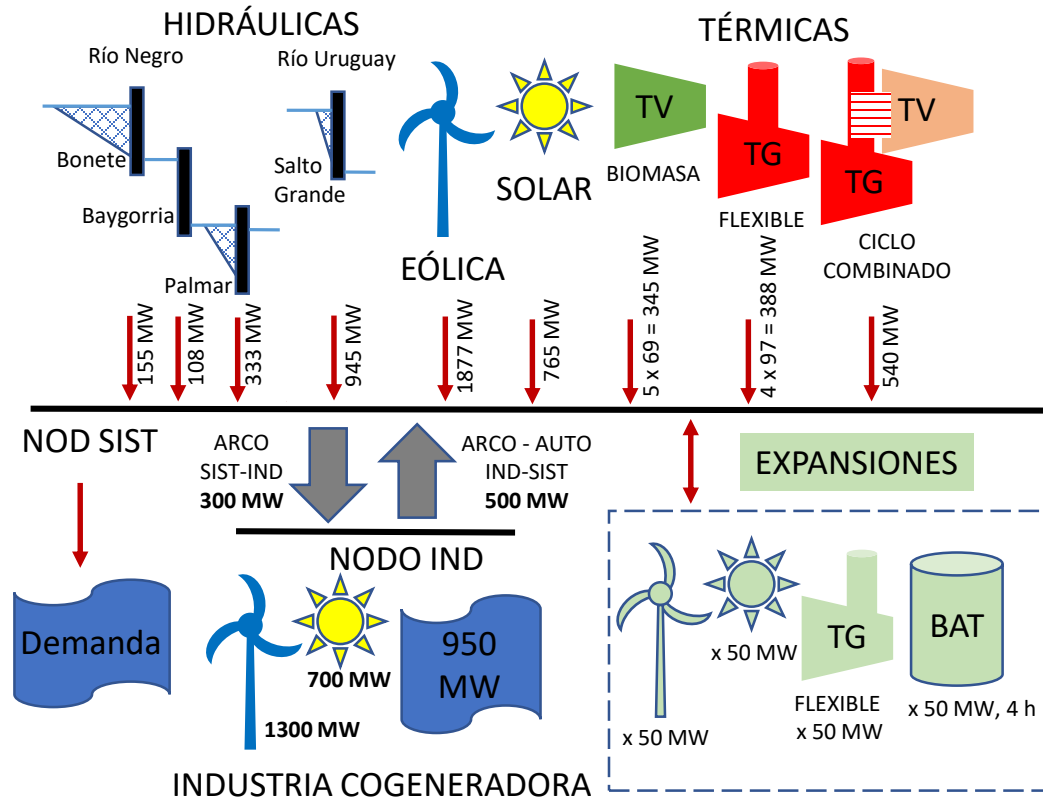
# PEG7: Ampliación de Bonete no se paga...



Diferencia en el CFVE  
34 MUSD  
NO PAGA 5ª MÁQUINA

# ¿Y A FUTURO?: EJEMPLO CON INDUSTRIA COGENERADORA

## EXPANSIÓN ÓPTIMA 2027 -> 2034



DEMANDA ALTA (A)

EXP. PEG34A al 2026

- 400 Eólica
- 500 Solar

SALEN 2x97 MW de TG

BATERÍA 4 h

CAPEX: 400 USD/MWh

OPEX: 4 USD/kW/año

=>

PP = 7.6 USD/MWh-d

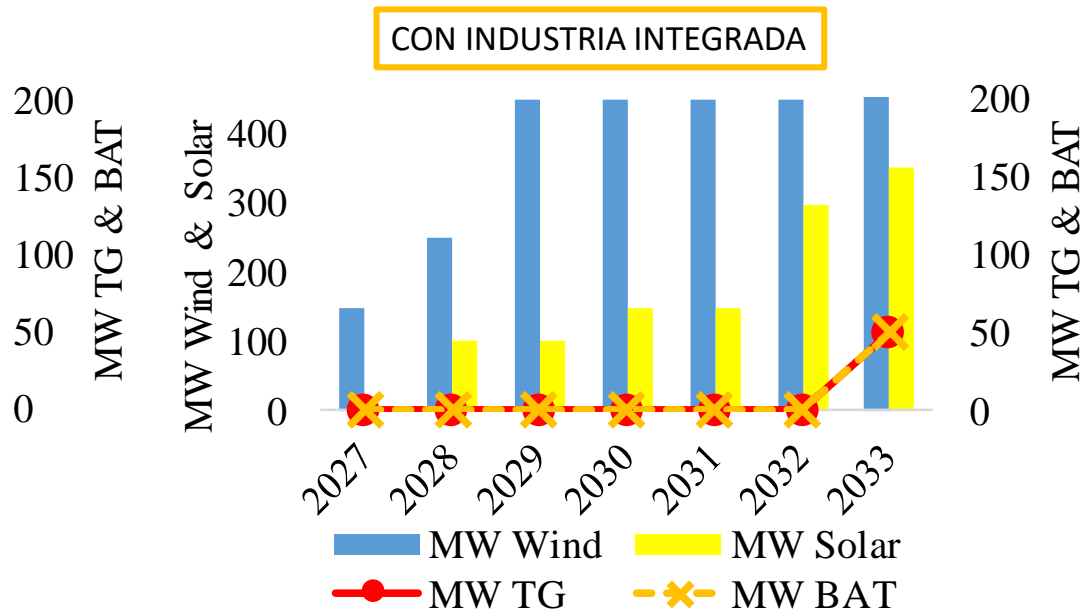
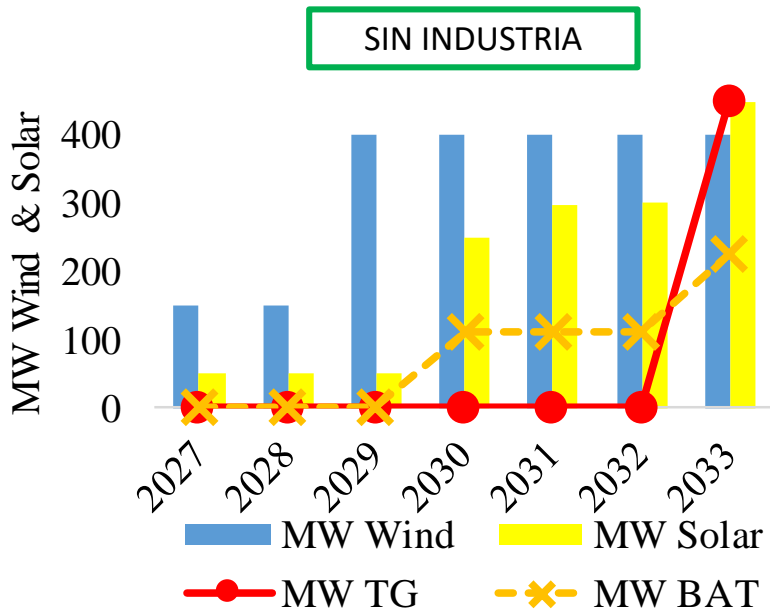
Eólica y Solar

PP= 40 USD/MWh-d

Demanda: 13.850 GWh (1.580 MW-m) in 2027 - 15.560 GWh (1.780 MW-m) in 2034.

# ¿Y A FUTURO?: EJEMPLO CON INDUSTRIA COGENERADORA

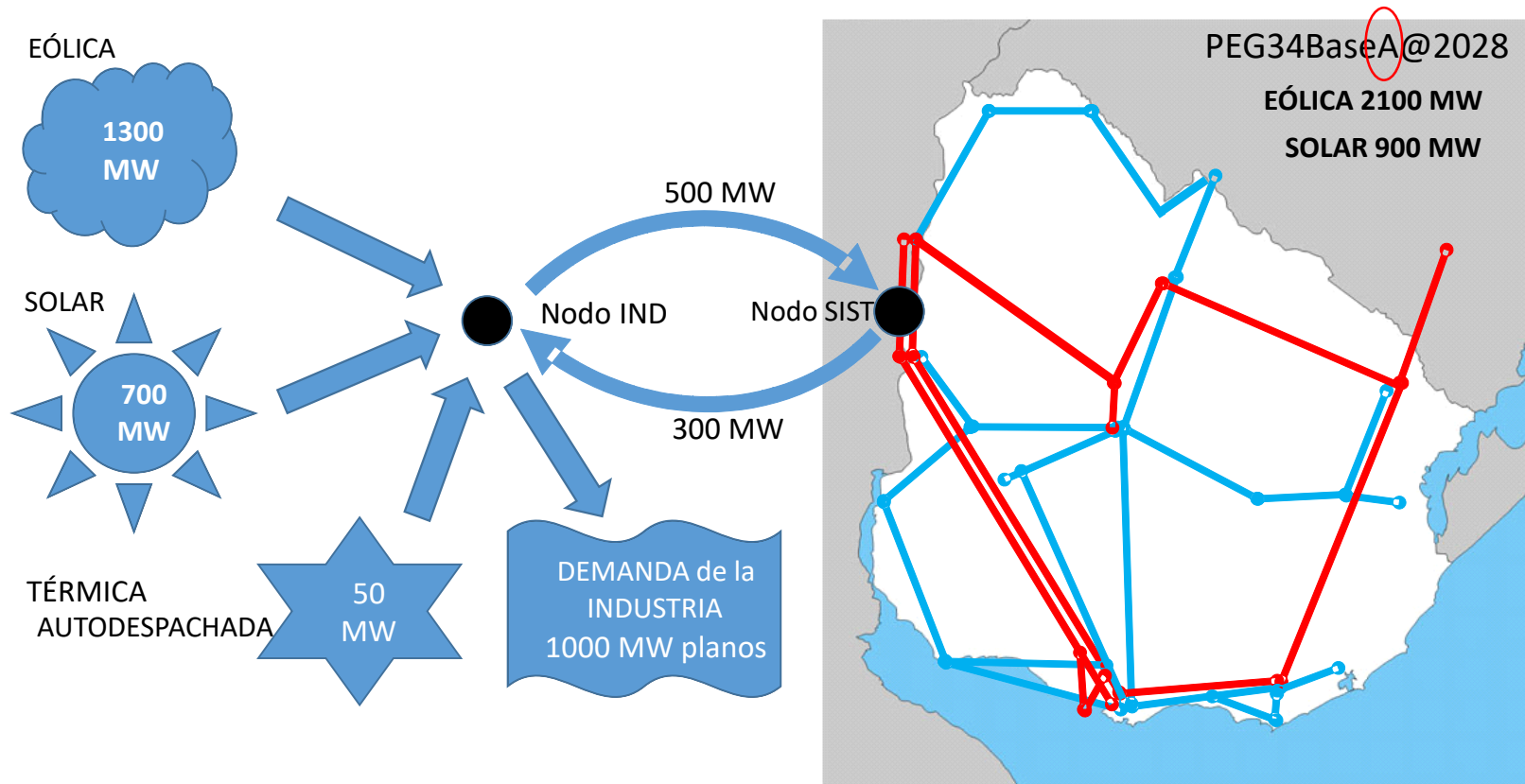
## EXPANSIÓN ÓPTIMA 2027 -> 22034



MUSD actualizados acumulados (2027-2046)				
INVERSIONES	CON IND	SIN IND	CON - SIN	
Eólica	547	479	68	Más Eólica
Solar	189	248	-59	Menos Solar
TG	70	102	-32	Menos TG
Baterías	44	109	-64	Menos Baterías
	851	938	<b>-87</b>	<b>Menos INVERSIÓN</b>
				-10%



# ERNC de 3.000 MW a 5.000 MW (70 % +) y DEMANDA 70 % + @2028



# Organización de la clase

- Definición, ejes, contexto y criterios de la PEG.
- Costos fijos, variables, corrientes, constantes, actualizadores y costos nivelados.
- Economía Básica. Teoría Marginalista, Beneficios por Sustitución, Pagos por Potencia Disponible, Gradientes de Inversión, Optimización del CAD, Valor Esperado y Gestión de Riesgos.
- Modelo Simple de PEG (termo-hidráulico energético)
- Optimización de Escenarios (Herramienta OddFace)
- Ejemplo: Caso Uruguay
- Otros ejemplos

# “Knowledge itself is power” Francis Bacon (1597)



## *Knowledge Is Power*

IMAGINE A WORLD IN WHICH WIND ENERGY IS DISPATCHABLE, following a set point from the system operator just like other power plants. Is this a future dream that will only happen with massive storage or other breakthroughs? No, not at all—it is happening now in major parts of North America and Europe. The implementation is straightforward with the right wind forecasts for the dispatch process, and in turn this creates more market participation and higher value for forecasts in other time frames.

Efficiently  
Integrating  
Wind  
Energy  
and Wind  
Forecasts