Planificación de la Expansión de la Generación de Sistemas Eléctricos

CONCLUSIONES

PEG

SimSEE

Ejes principales de la PEG

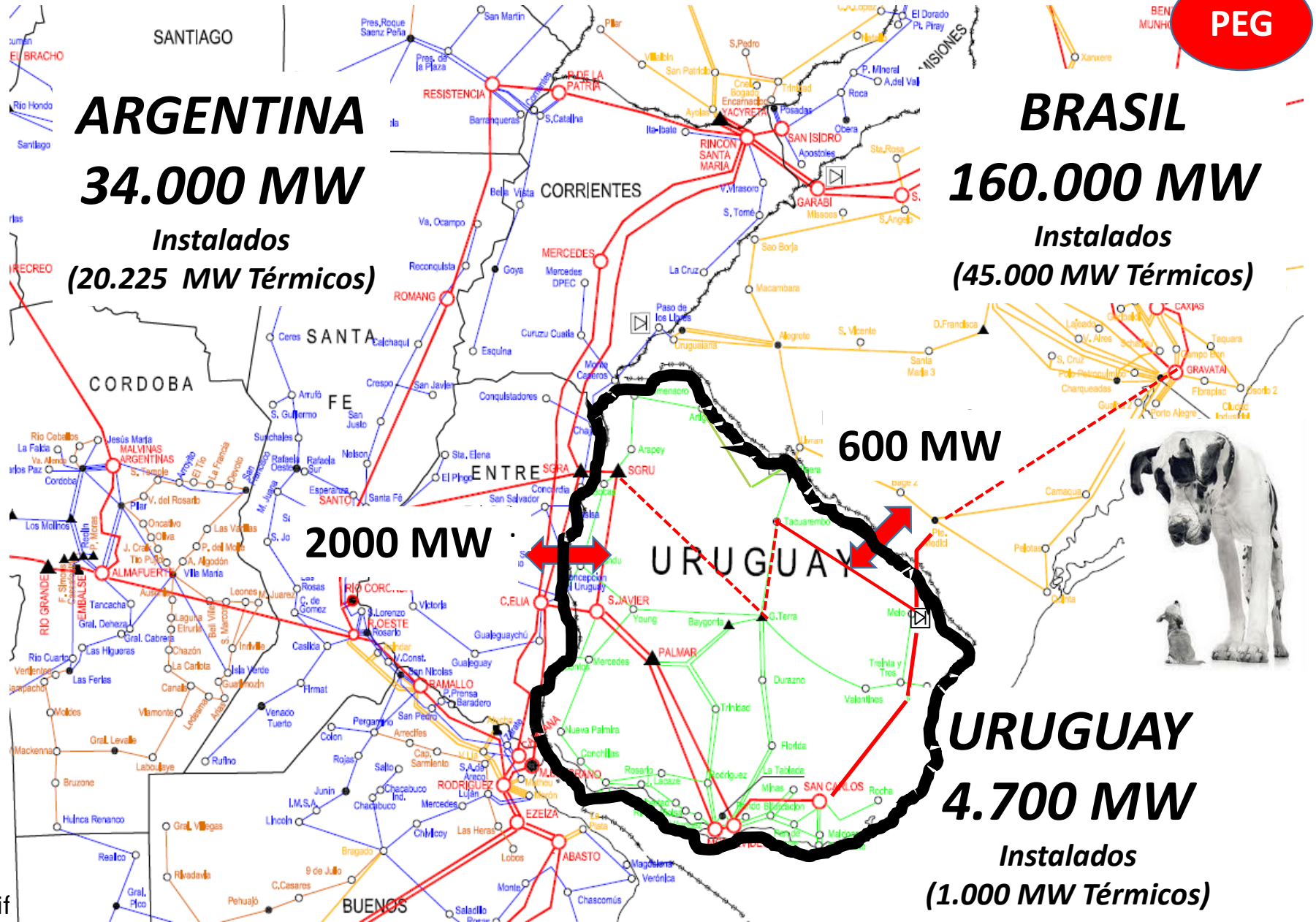
- **Hipótesis**
- **Recursos**
- **Modelar y Simular**
- **Qué, cuánto** y **cuándo**
- **Riesgo**
- **Costos de Arrepentimiento**.

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

Integración vs. Riesgo y Soberanía

SimSEE

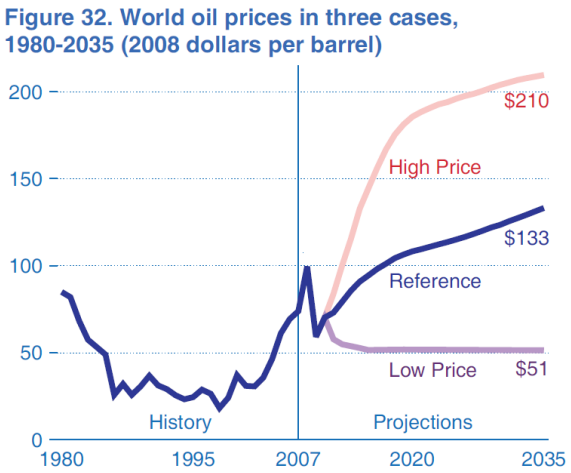
PEG

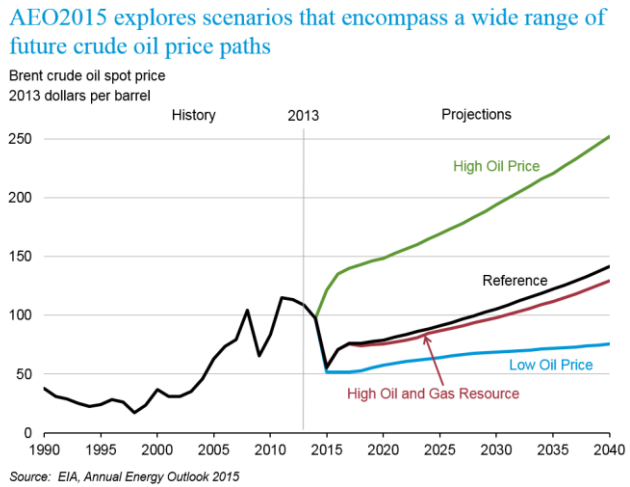


Planif

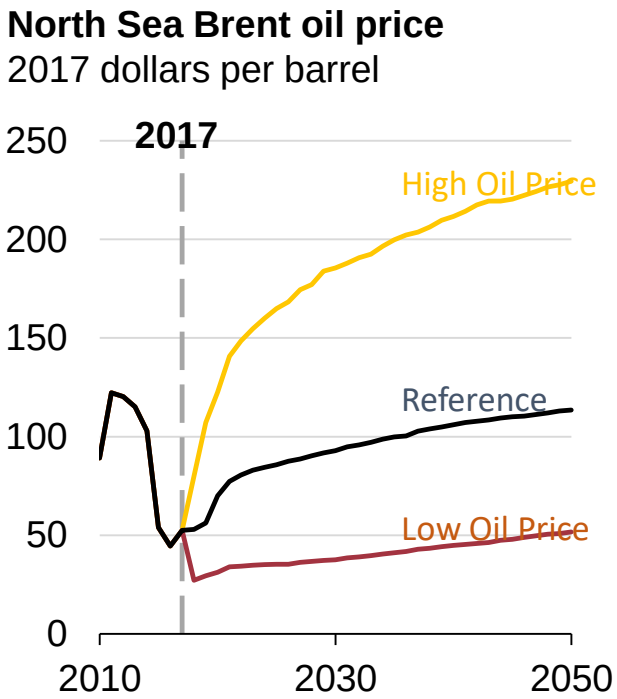
Modelado del costo de los fósiles (1)

PEG



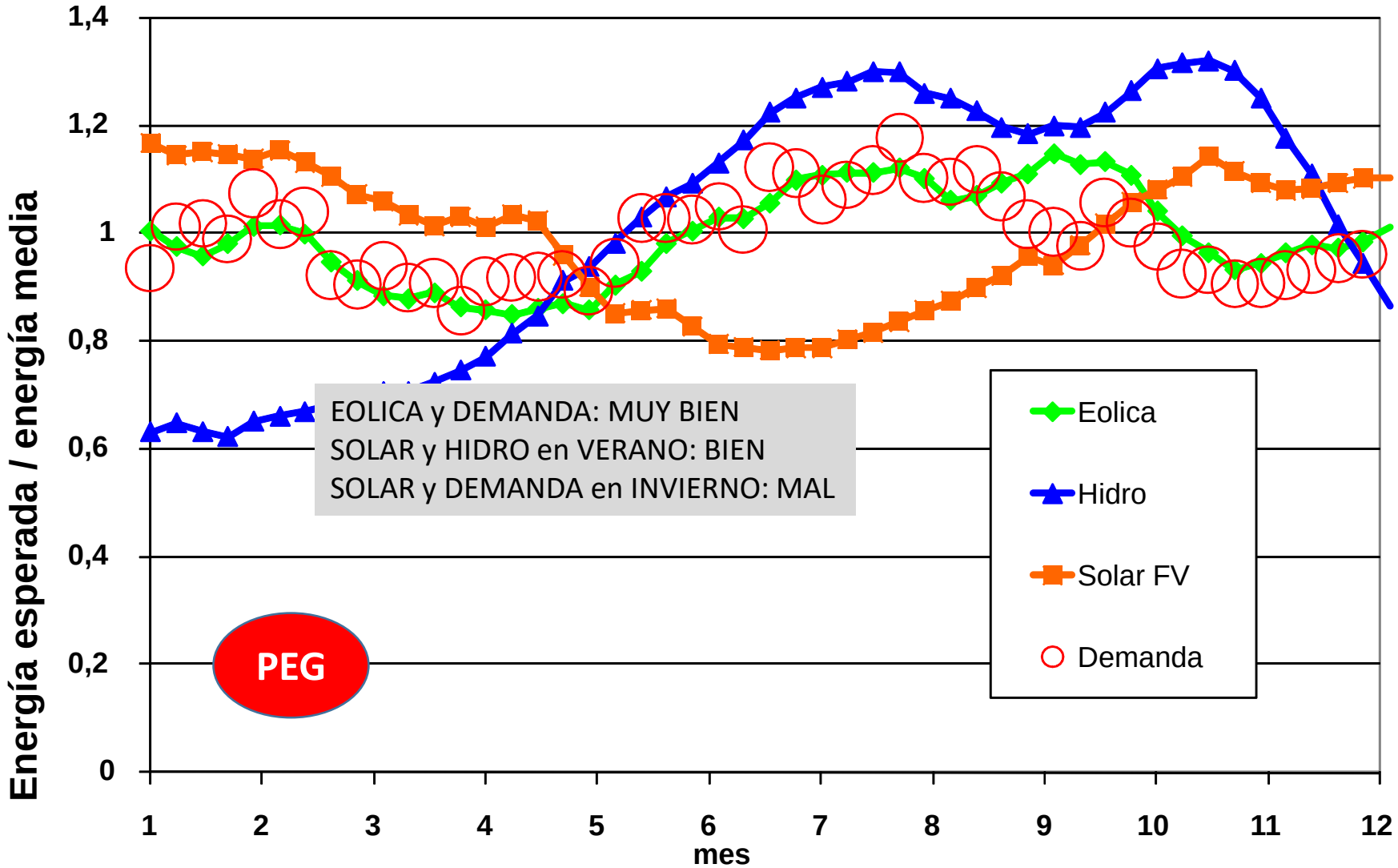


Independent Statistics & Analysis
U.S. Energy Information Administration



La importancia de las Correlaciones

Por ejemplo en Uruguay Demanda y recursos están muy bien correlacionados



No todo sirve para todo

PEG

SimSEE

LAZARD

LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS—VERSION 14.0

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			Dispatch			
			Distributed	Centralized	Geography	Intermittent	Peaking	Load-Following	Baseload
Renewable Energy	Solar PV[1]	✓	✓	✓	Universal[2]	✓	✓		
	Solar Thermal	✓		✓	Rural	✓	✓	✓	
	Geothermal	✓		✓	Varies				✓
	Onshore Wind	✓		✓	Rural	✓			
Conventional	Gas Peaking	✗	✓	✓	Universal		✓	✓	
	Nuclear	✓		✓	Rural				✓
	Coal	✗		✓	Co-located or rural				✓
	Gas Combined Cycle	✗		✓	Universal			✓	✓

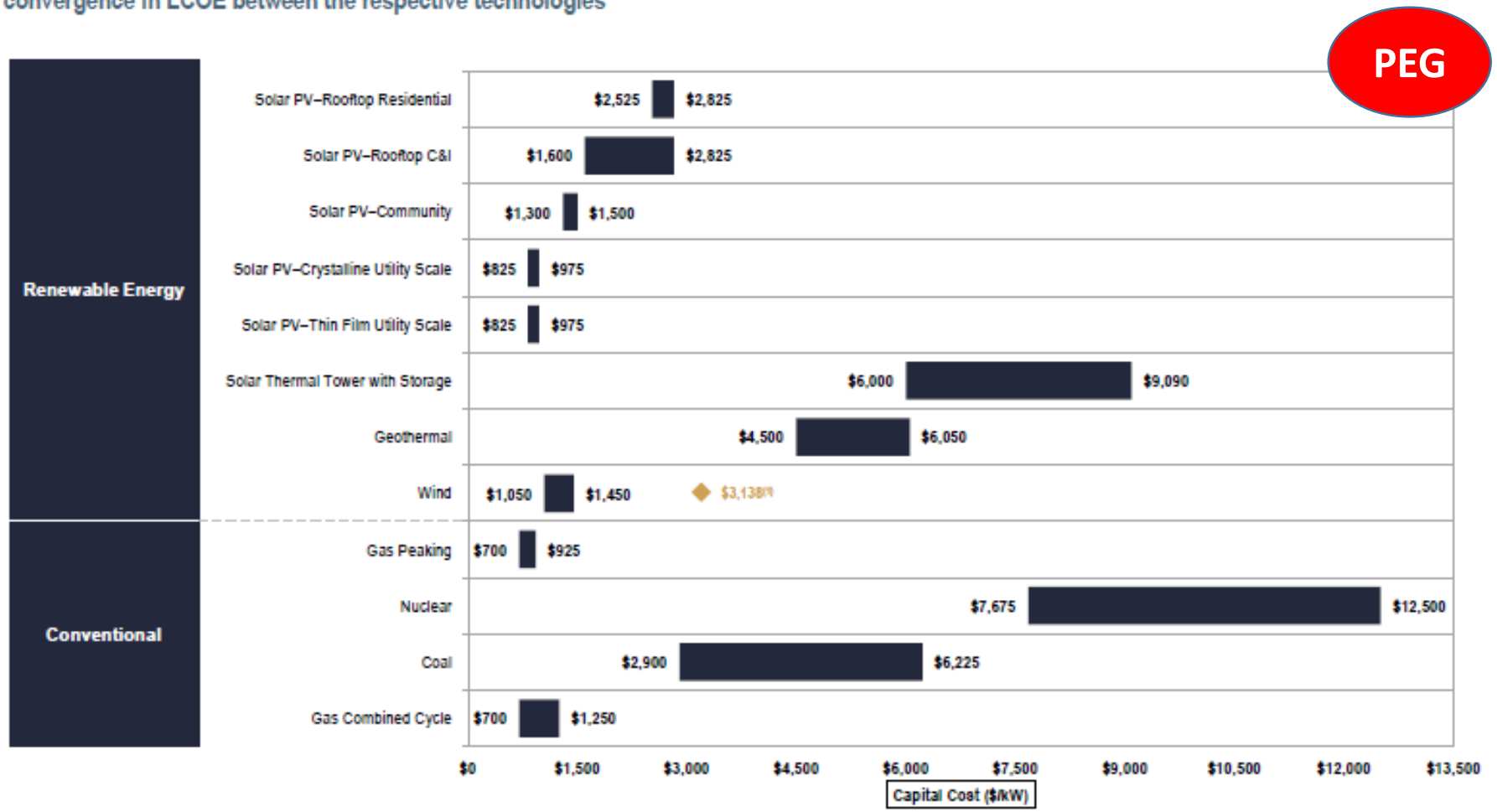
Costo de Capital de las tecnologías

LAZARD

LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS—VERSION 14.0

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



Esperamos o lo hacemos ahora…

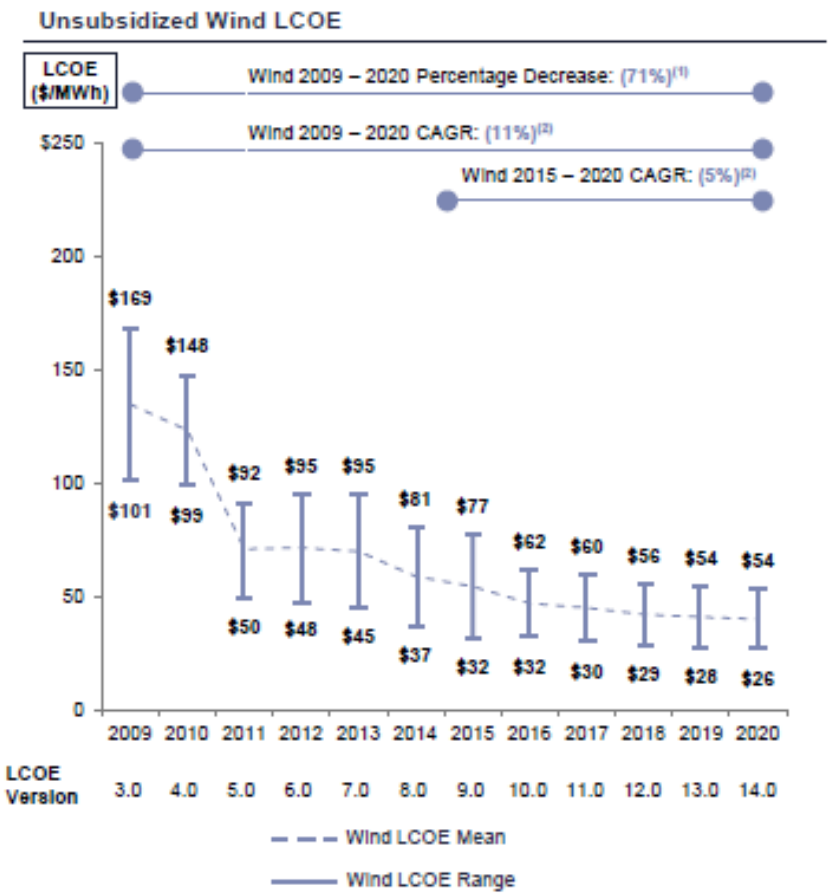
SimSEE

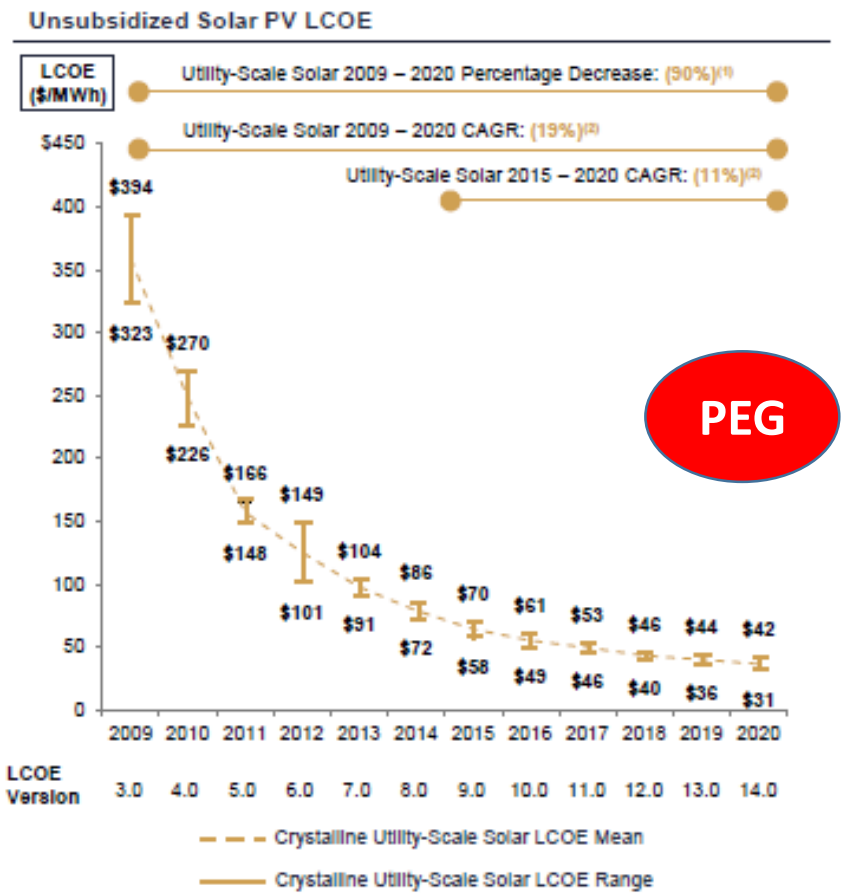
LAZARD

LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS—VERSION 14.0

Levelized Cost of Energy Comparison—Historical Renewable Energy LCOE Declines

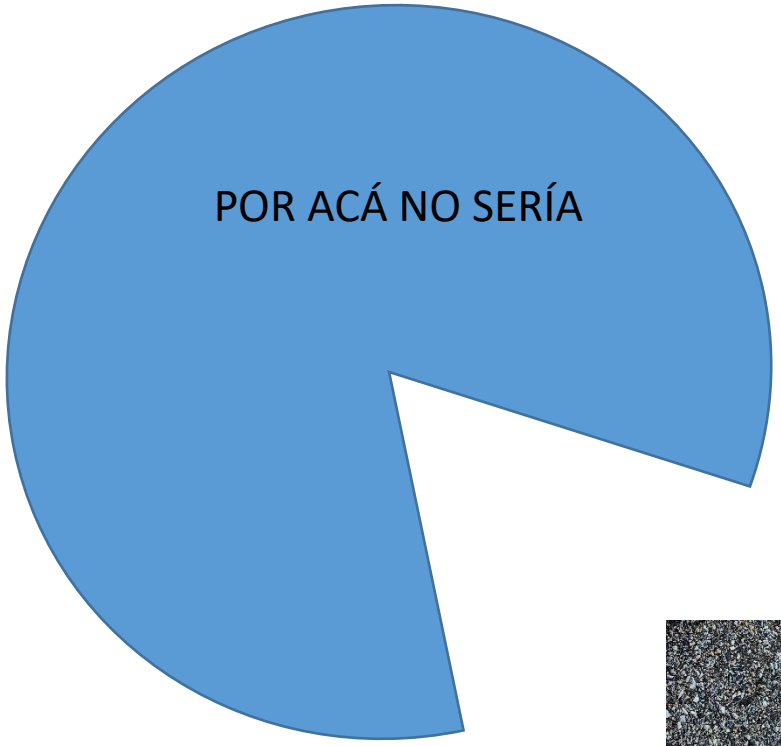
In light of material declines in the pricing of system components and improvements in efficiency, among other factors, wind and utility-scale solar PV have exhibited dramatic LCOE declines; however, as these industries have matured, the rates of decline have diminished



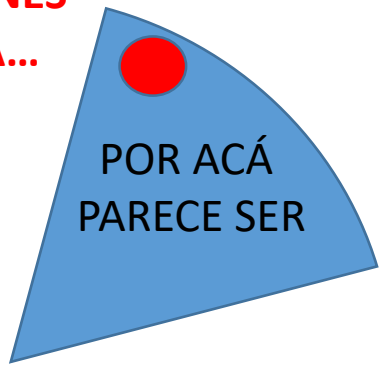


PEG

La PEG construye un destino probable



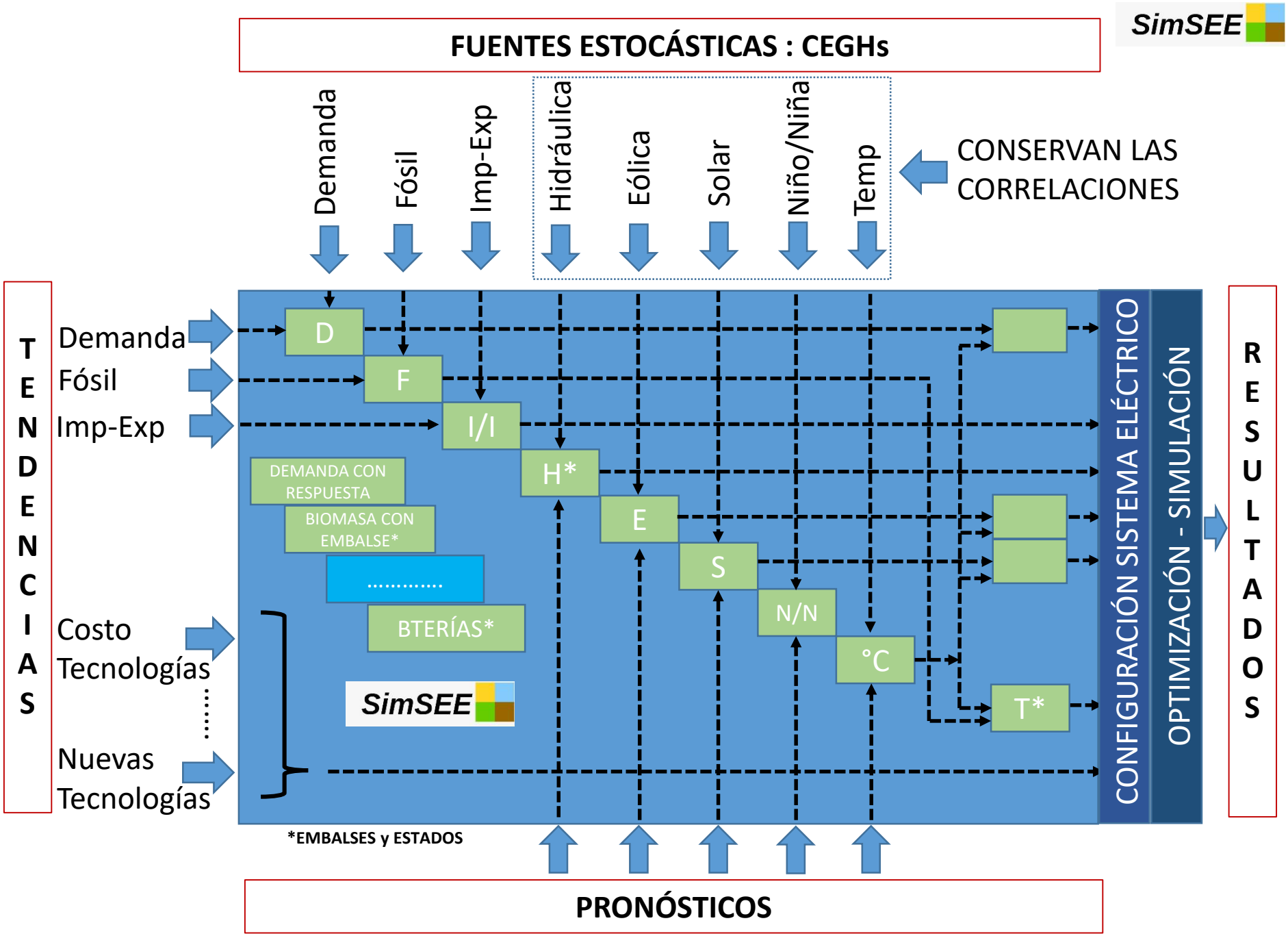
Y UN LUNES SE VERÁ…



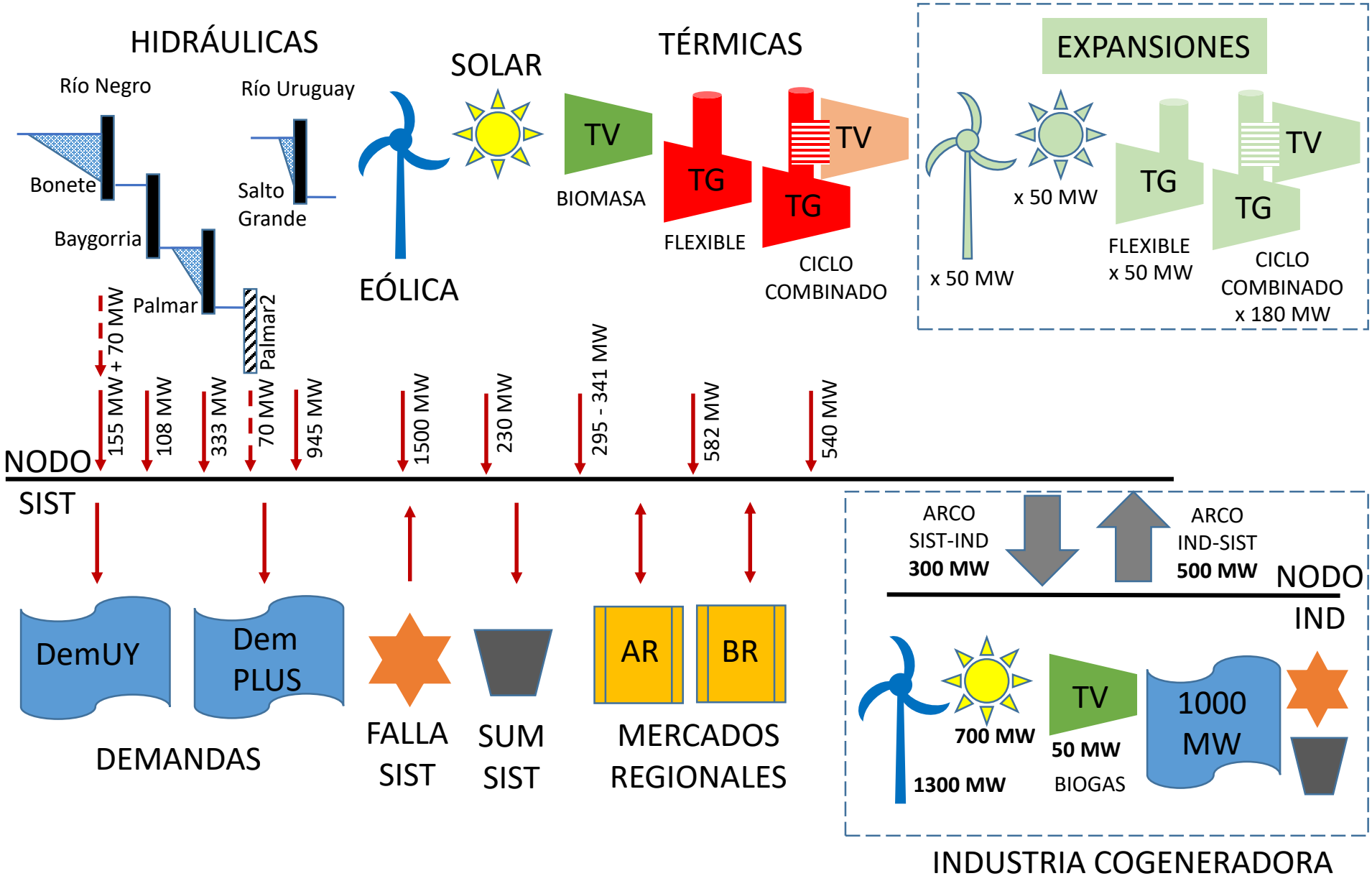
Lo que sabemos

Lo que sabemos que no sabemos

Lo que no sabemos que no sabemos


SimSEE
FUENTES ESTOCÁSTICAS : CEGHs
Demanda
Fósil
Imp-Exp
Hidráulica
Eólica
Solar
Niño/Niña
Temp
CONSERVAN LAS CORRELACIONES
TENDENCIAS
Demanda
Fósil
Imp-Exp
Costo Tecnologías
Nuevas Tecnologías
D
F
I/I
H*
E
S
N/N
°C
T*
DEMANDA CON RESPUESTA
BIOMASA CON EMBALSE*
.....
BTERÍAS*
SimSEE
*EMBALSES y ESTADOS
CONFIGURACIÓN SISTEMA ELÉCTRICO
OPTIMIZACIÓN - SIMULACIÓN
RESULTADOS
PRONÓSTICOS

Sala SimSEE del curso PEGSE



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 tiene tienen que ver con que un costo sea FIJO o VARIABLE.

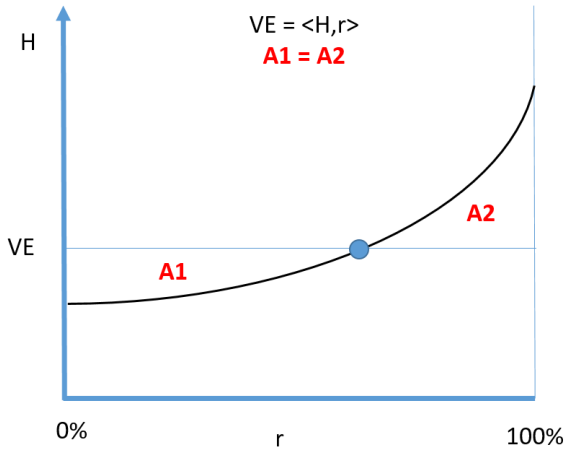
Es posible diseñar el pago de los Costos Fijos mediante mecanismos de distribución en el tiempo asociado a Costos Variables, pero complejiza la transparencia y puede aumentar los riesgos de los agentes y por tanto los costos.

Función de Costo Objetivo Múltiple

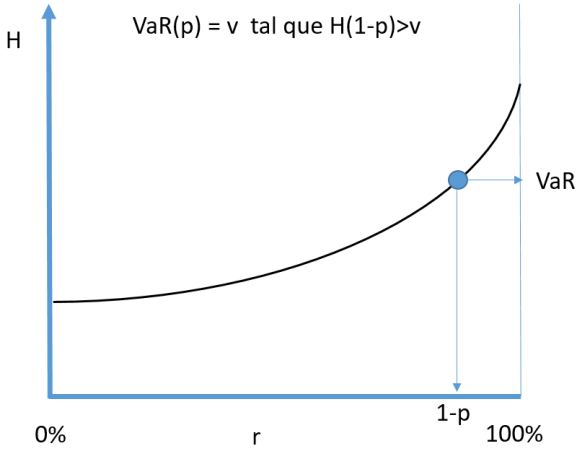
$$f = \rho_{VE}\, VE + \rho_{VaR}\, VaR(p1) + \rho_{CVaR} CVaR(p2)$$

$$\rho_{VE} + \rho_{VaR} + \rho_{CVaR} = 1$$

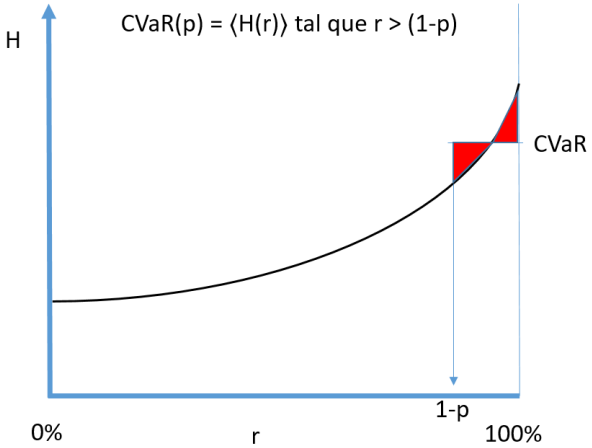
Valor Esperado



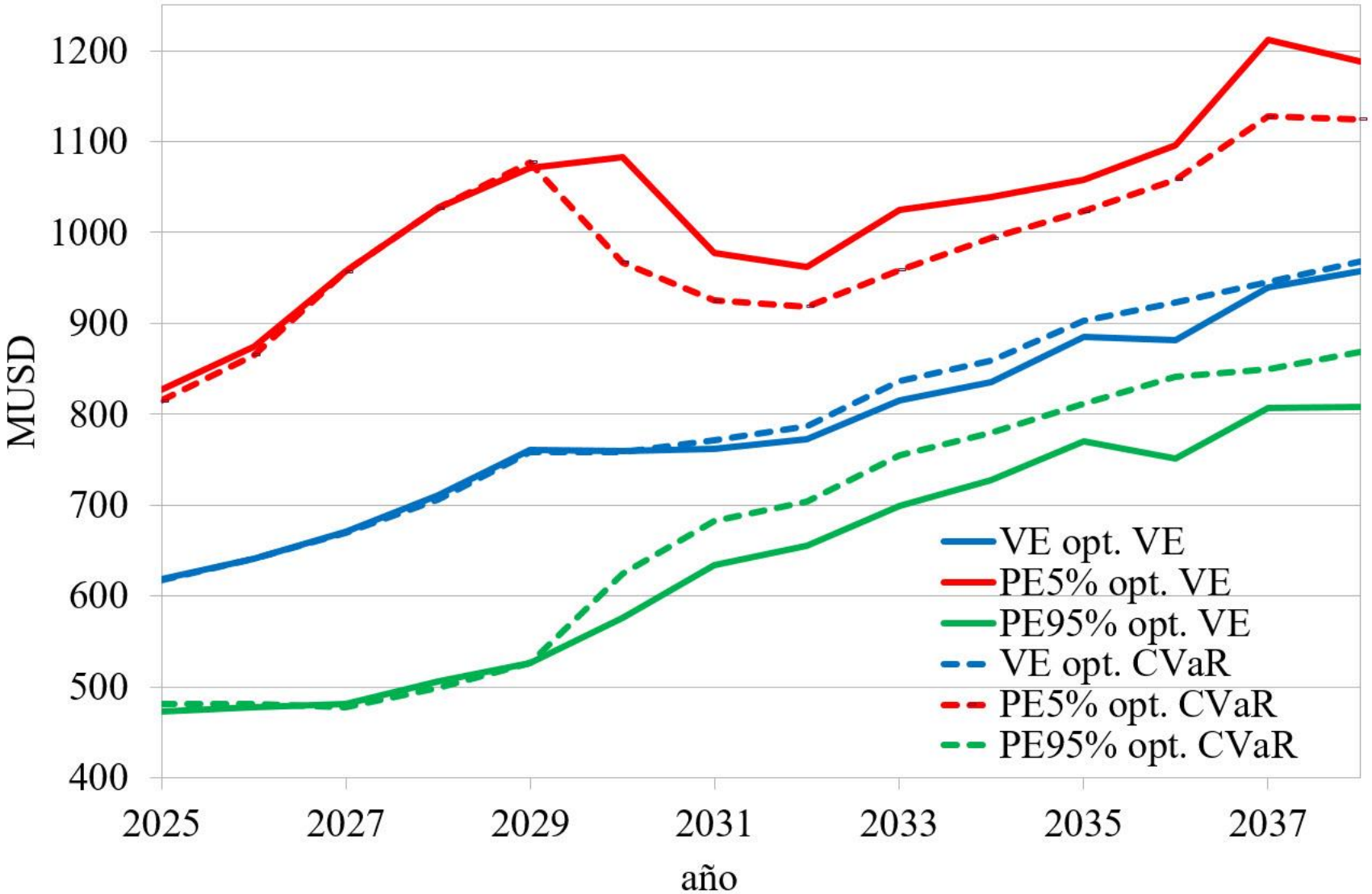
Valor al Riesgo



Valor al Riesgo Condicionado

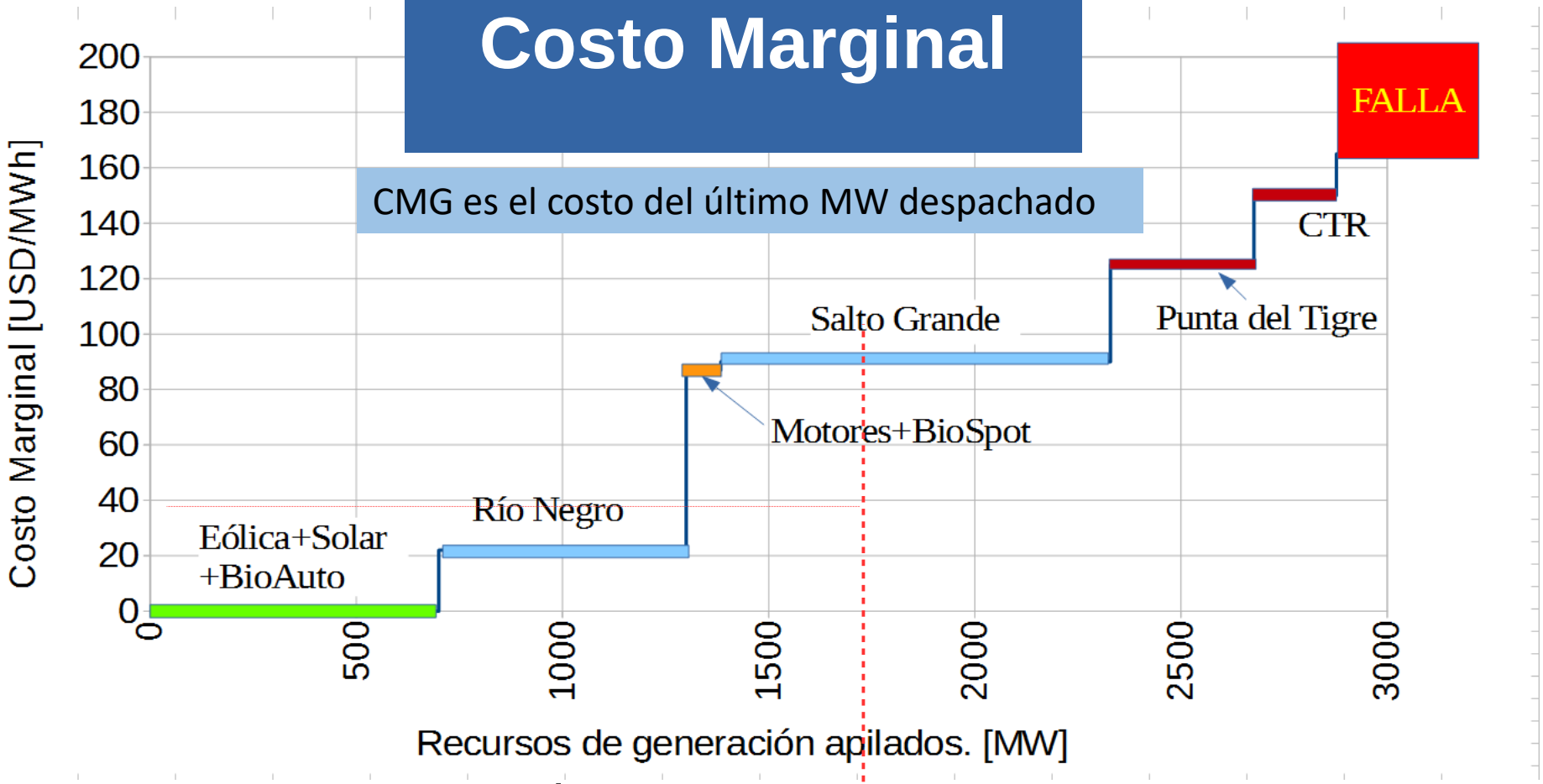


Minimizar el CVaR “aprieta” la Figura de Riesgo



Costo Marginal

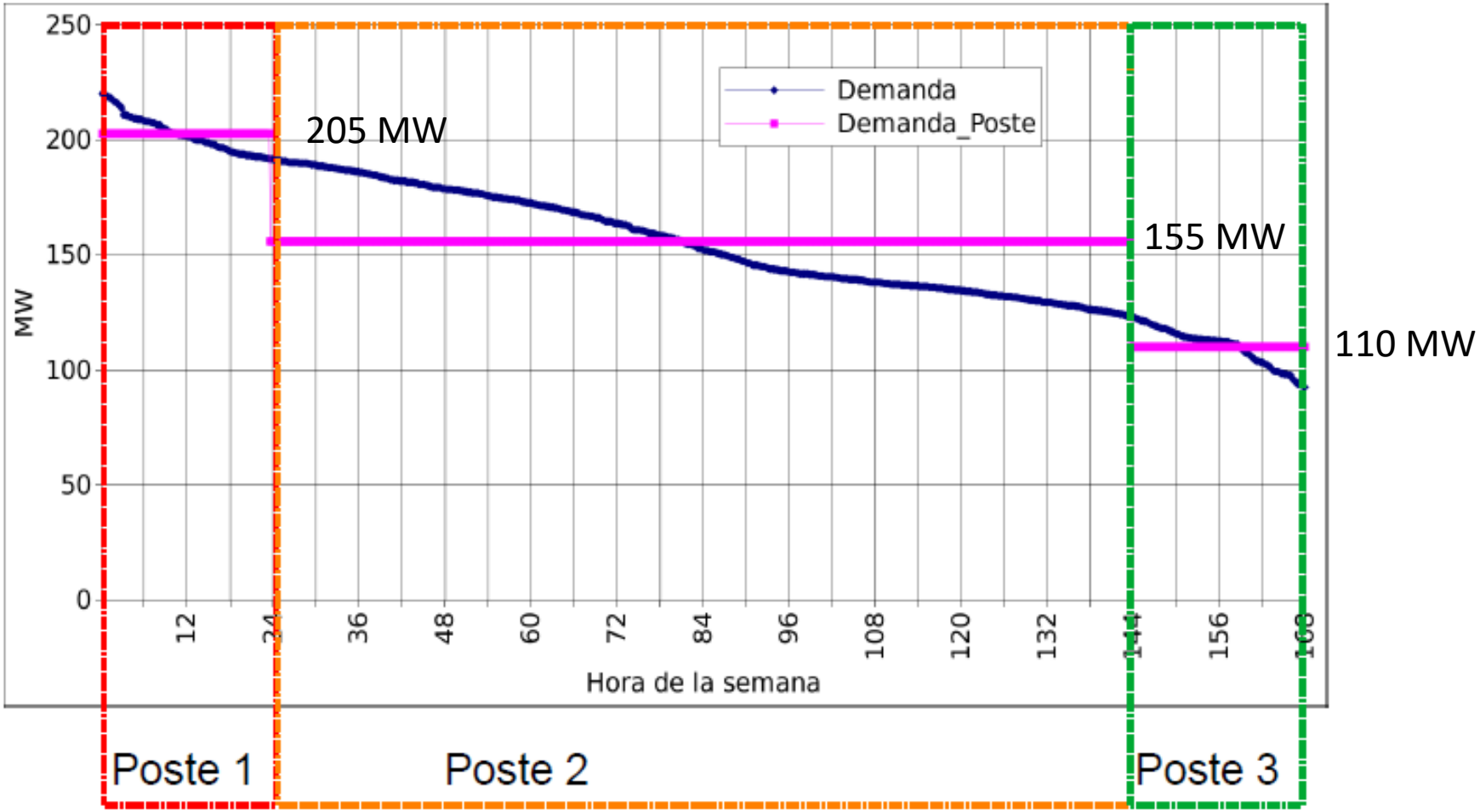
CMG es el costo del último MW despachado



Demanda

No Gestionable Demanda Neta

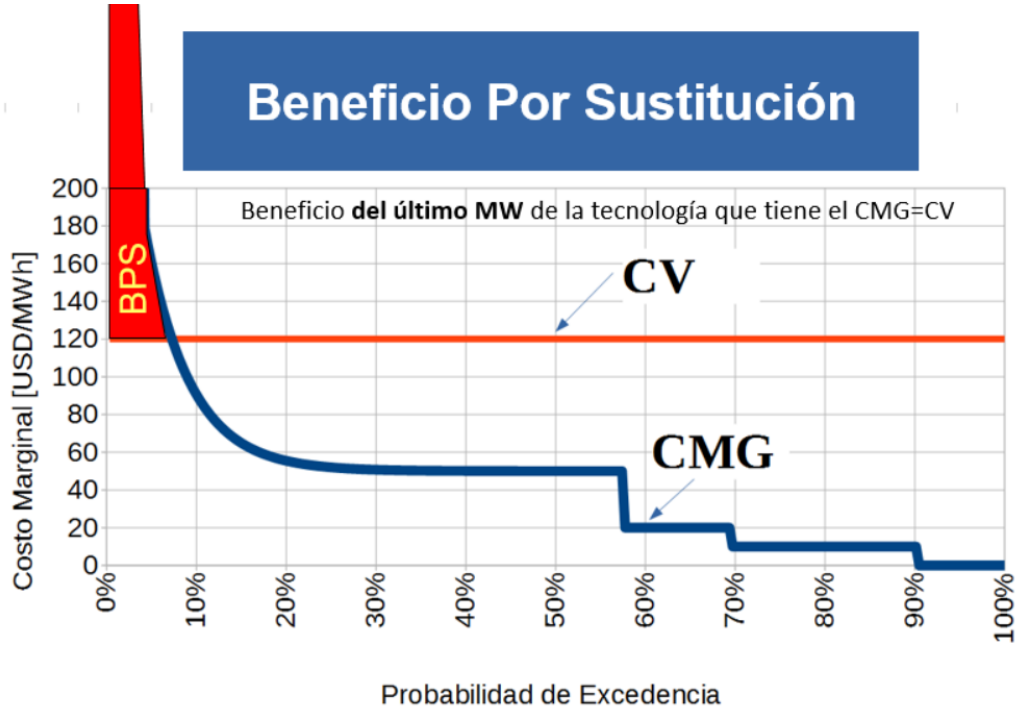
Monótona de Carga: ordeno por MW



Para Simular se definen Postes (por ejemplo 3)

Lo que se corresponde con la mirada MARGINALISTA:

Todas son formas de ver la Teoría Marginalista



Gradiente de Inversión

GI = (BPS * fd – PP) / PP

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

Optimizar el CAD

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

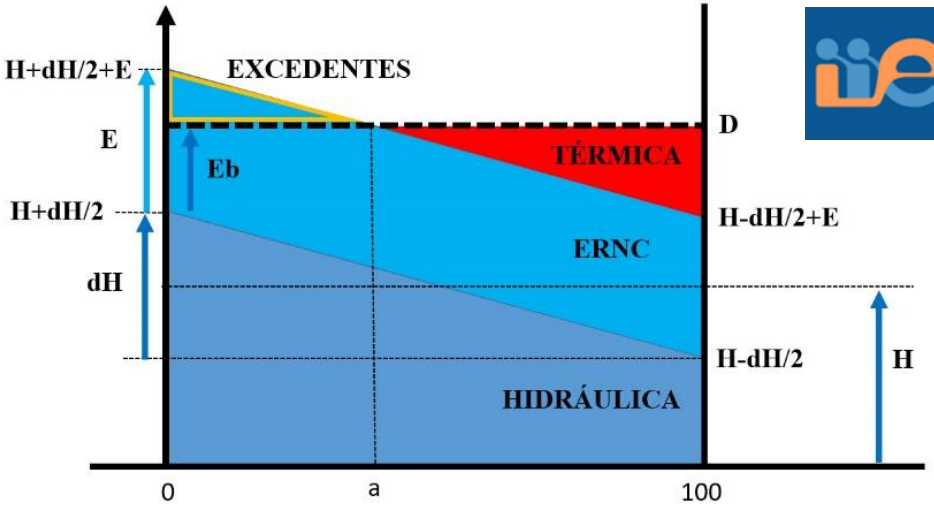
SimSEE

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

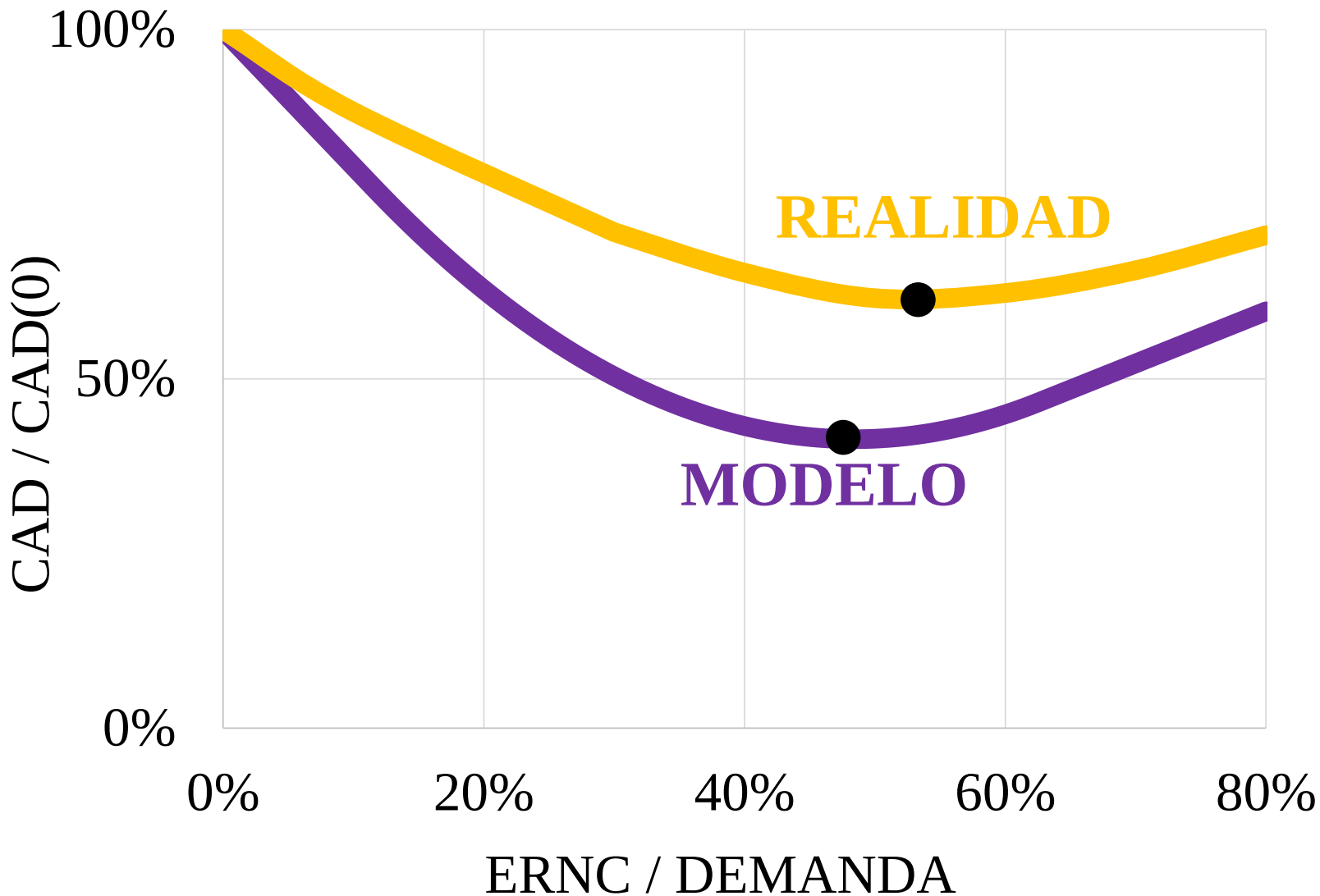
https://iie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/gee/wp-content/uploads/sites/19/2021/09/Modelo_Simple_de_PIG-2.pdf



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/

El Modelo Simple, “simplemente” ayuda a entender parte de la realidad…



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.

Paramétrica con valores Corrientes y Constantes

$$P(n) = Po[(1-k)(1+a)^n + k]$$

Ejemplo

Factor de precios corrientes	k	0,4
Actualización anual	a	2,30%
Precio (Pago/Ingreso) inicial anual	Po	100

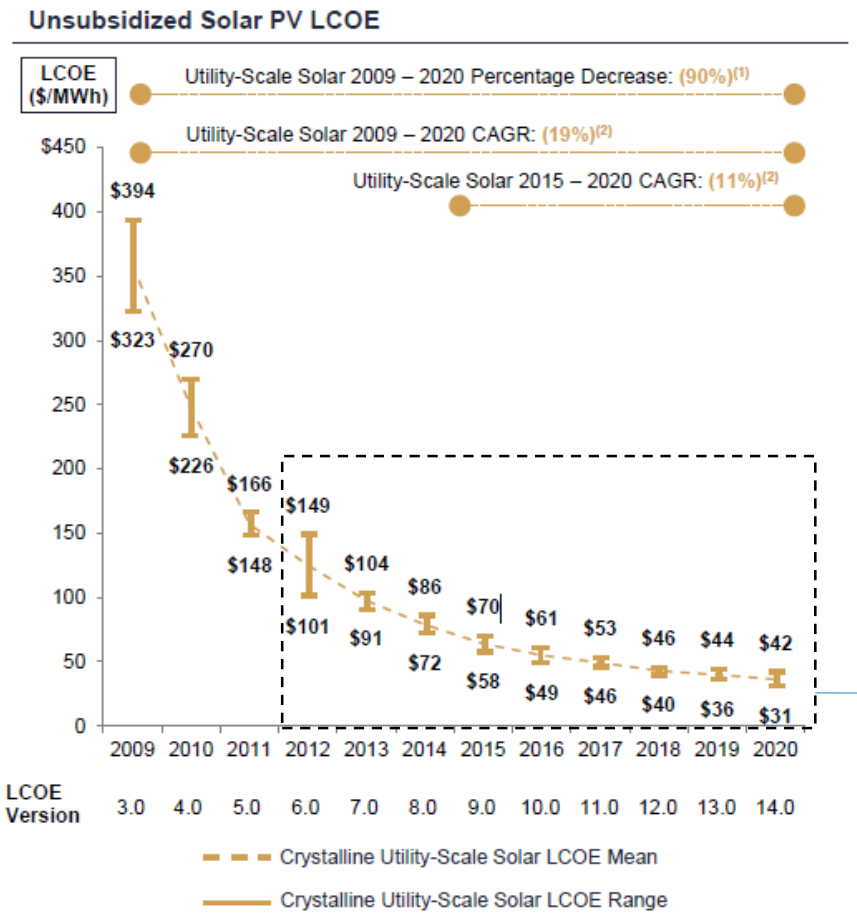
		2012	2013		2021		2030	2031
Año	n	0	1		9		18	19
Paramétrica	h(n)=k+(1-k)(1+a)^n	1,00	1,01	...	1,14	...	1,30	1,32
Precio Corriente	PC(n)=Po*h(n)	100,0	101,4		113,6		130,3	132,4
Actualizador	j(n)=1/(1+a)^n	1	0,98		0,81		0,66	0,65
VA(2012)	VA(n)=PC(n)*j(n)	100,0	99,1		92,6		86,6	86,0
Precio Cte Equiv	PCe=prom[VA(n)]	**92,5**						

$$PCe(n) = \frac{Po}{n} \sum_{0}^{n-1} \left[\frac{k}{(1+a)^n} + 1 - k \right]$$

RECURSO
Tabla de cálculo de Actualizadores, Pagos, Paramétricas y Depreciaciones

Modelado de un Costos a la baja

$$P(n) = Po\left[\frac{k}{(1+a)^n} + 1 - k\right]$$



	Lazard			
AÑO	Max	Min	Prom	Prom/Po
2012	149	101	125	100%
2013	104	91	97,5	78%
2014	86	72	79	63%
2015	70	58	64	51%
2016	61	49	55	44%
2017	53	46	49,5	40%
2018	46	40	43	34%
2019	44	36	40	32%
2020	42	31	36,5	29%

Asíntota…

Po (1-k)

https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf

Costos Nivelados de la Energía (LCOE)

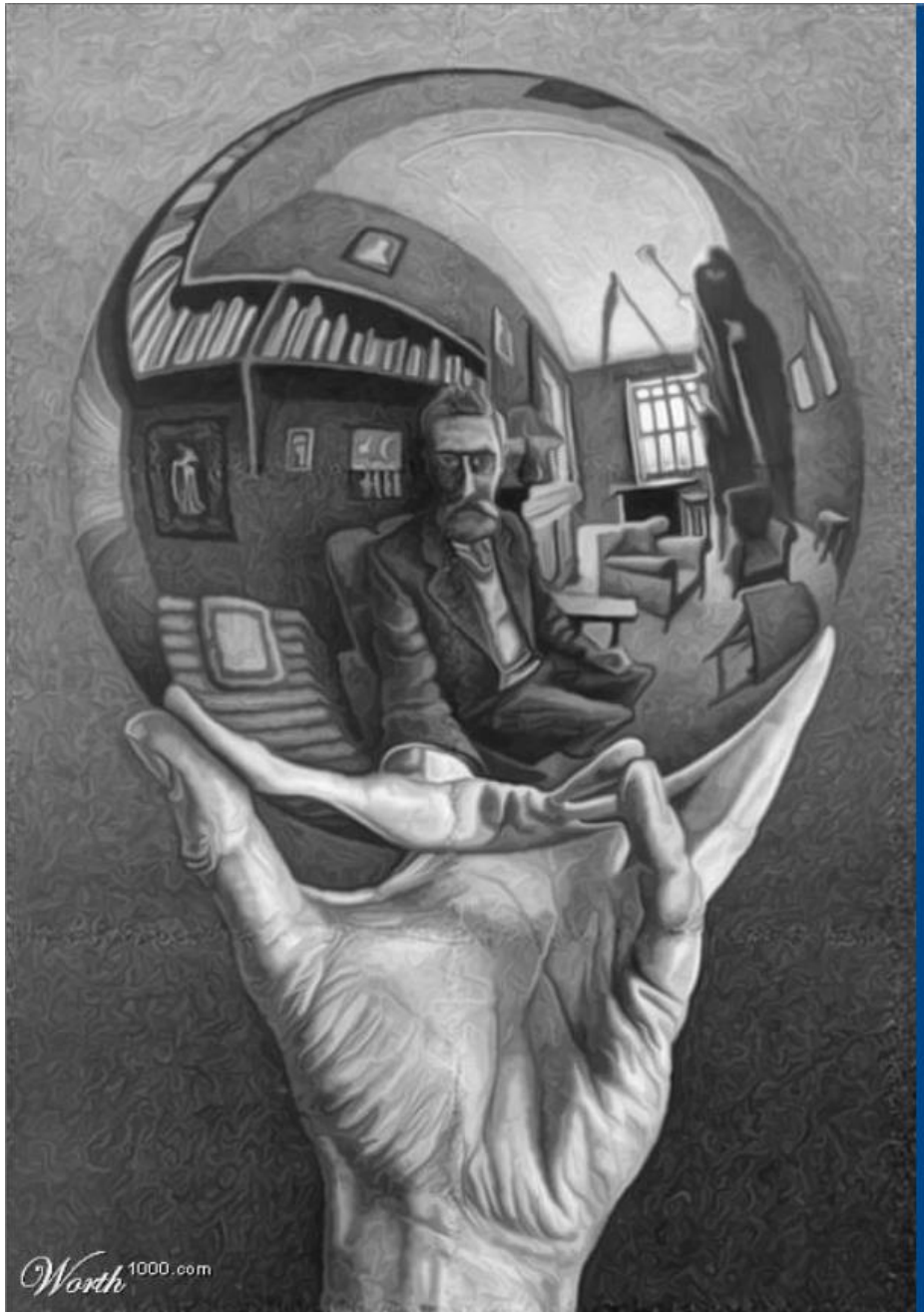
LCOE: Levelized Cost of Energy

- 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:
  - Co = 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

Valor Actual de Gastos

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

¿Valor Actual de la Energía?



Modelos CEGH.

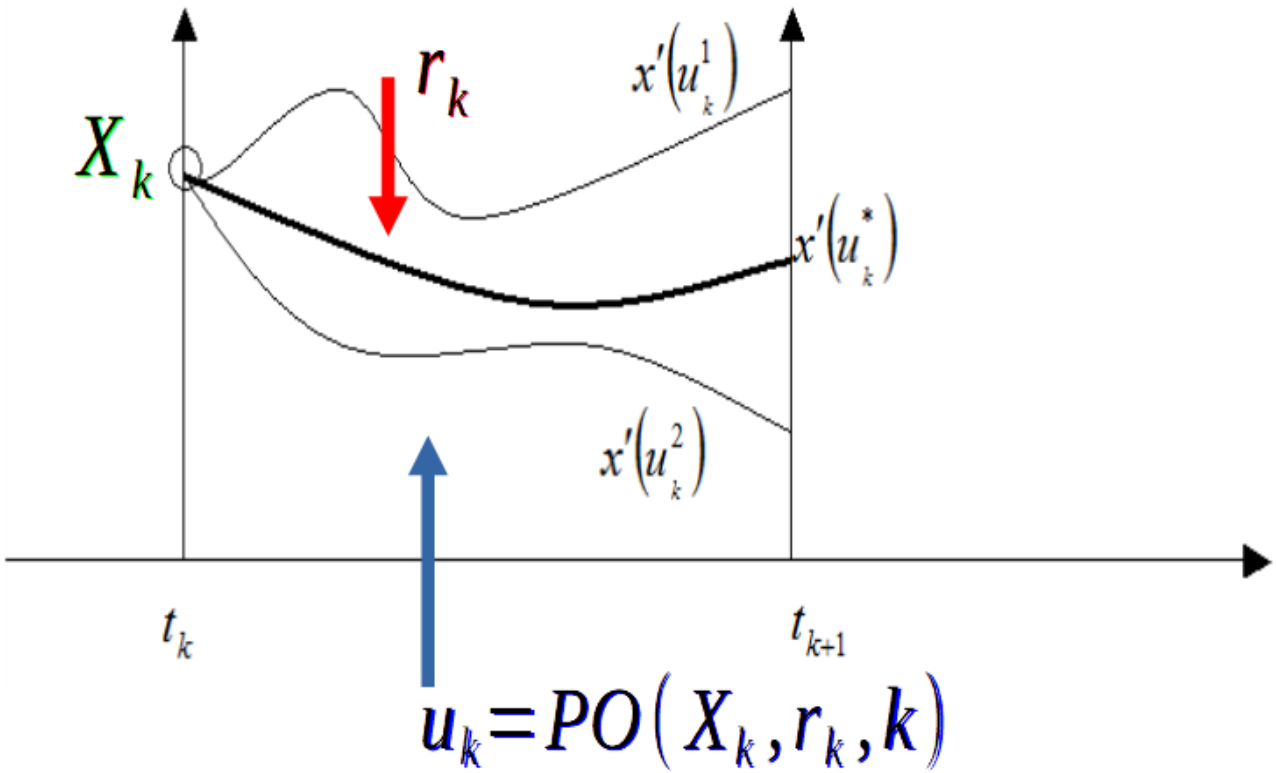
- Conservan histogramas de amplitudes.
- Conservan correlaciones.

Mundo Real

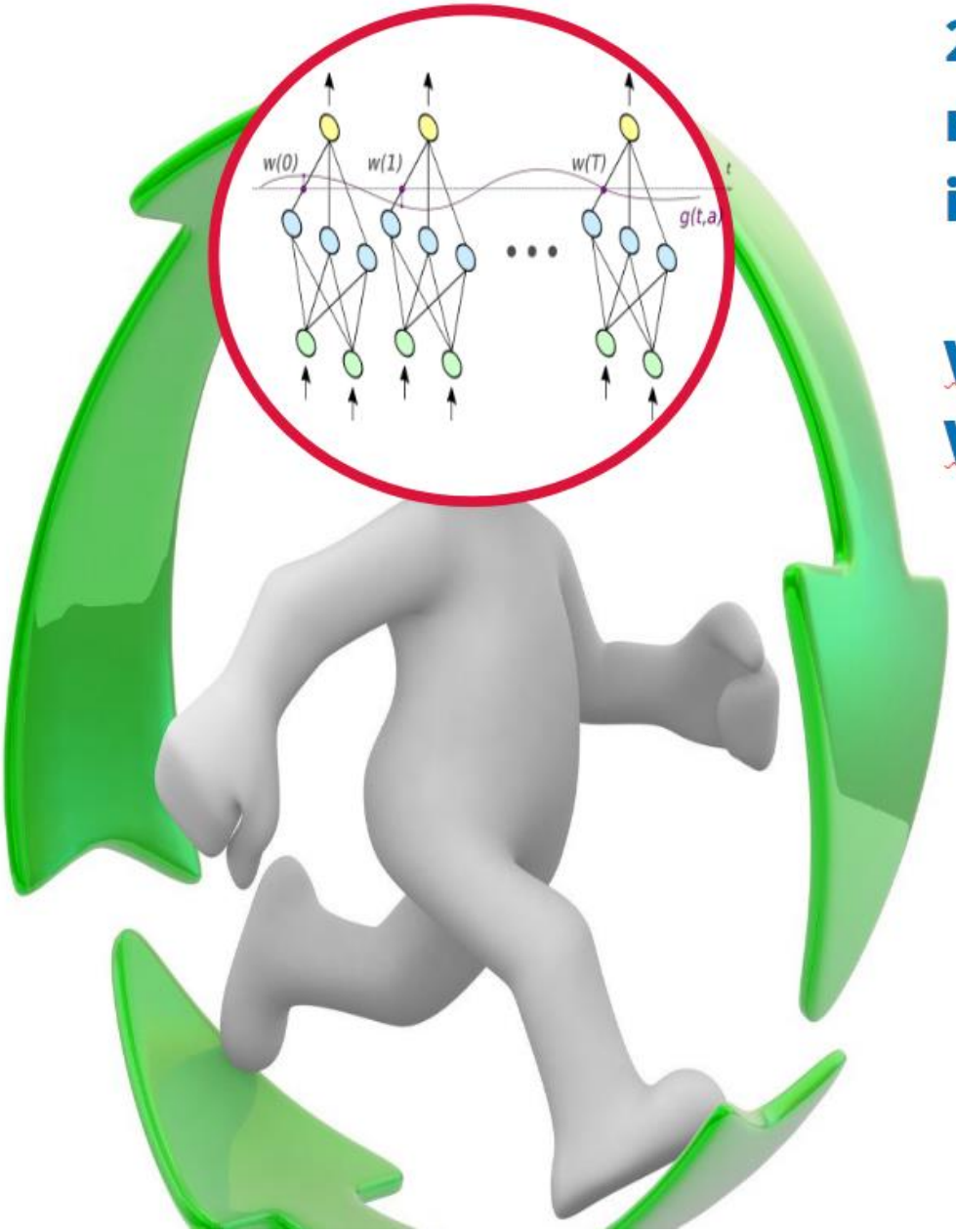
TNL (lentes)

Mundo Gaussiano

Costo Futuro, Política de Operación, Programación Dinámica Estocástica y Recursión de Bellman

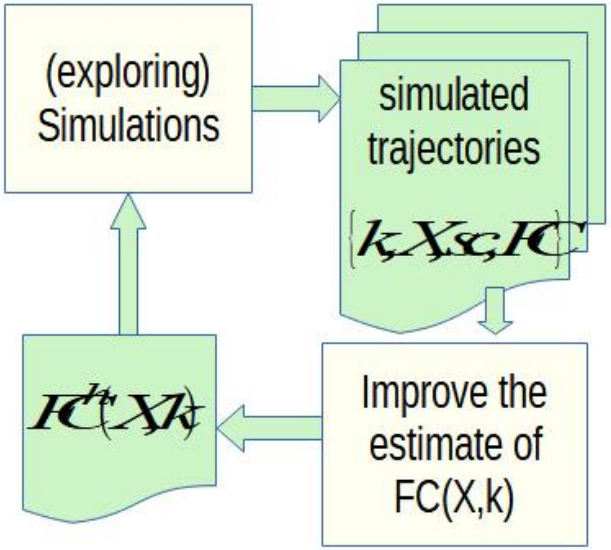


$$CF(x,k) = \langle CE(x,u_k,r_k,k) + q \cdot CF(x',k+1) \rangle_{r_k}$$

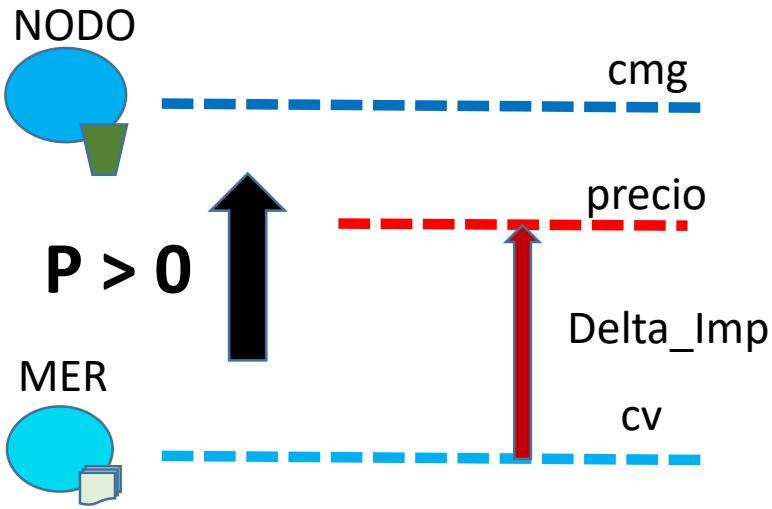


2nd generation of robots with artificial intelligence

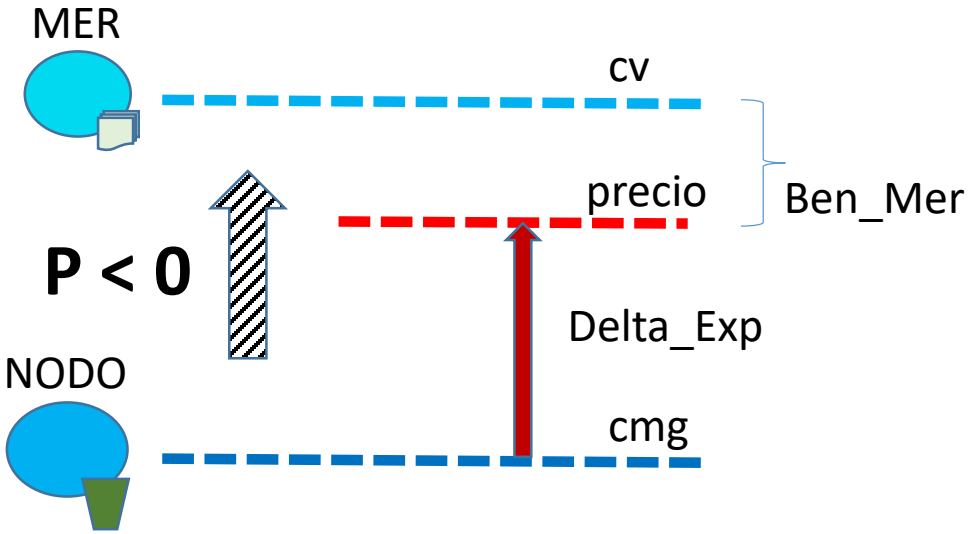
VatesIA_MP y VatesIA_CP



Modelos de Mercados en SimSEE

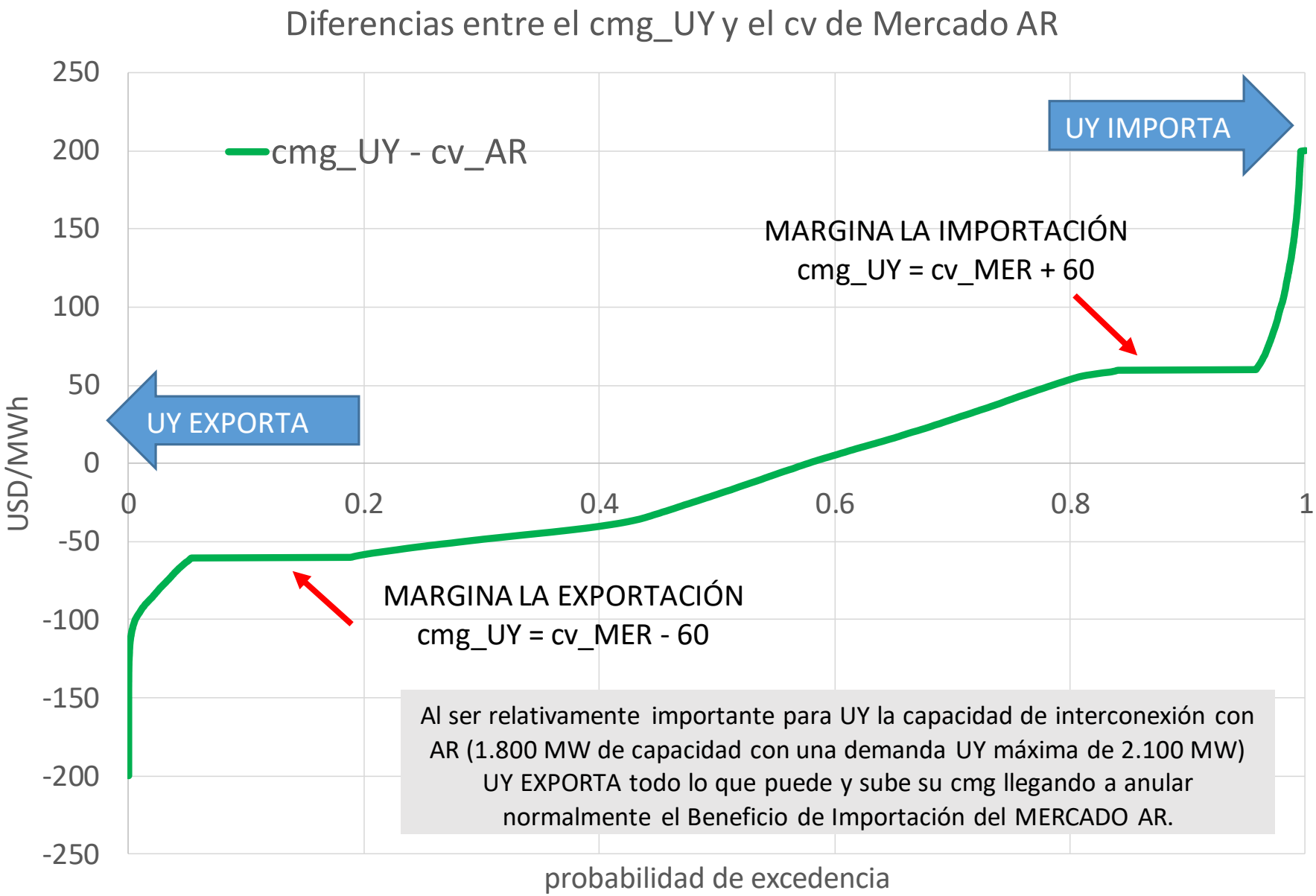


P > 0
NODO IMPORTA
cdp = P x precio
precio = cv + Delta_Imp
Ben. Merc. = P x Delta_Imp



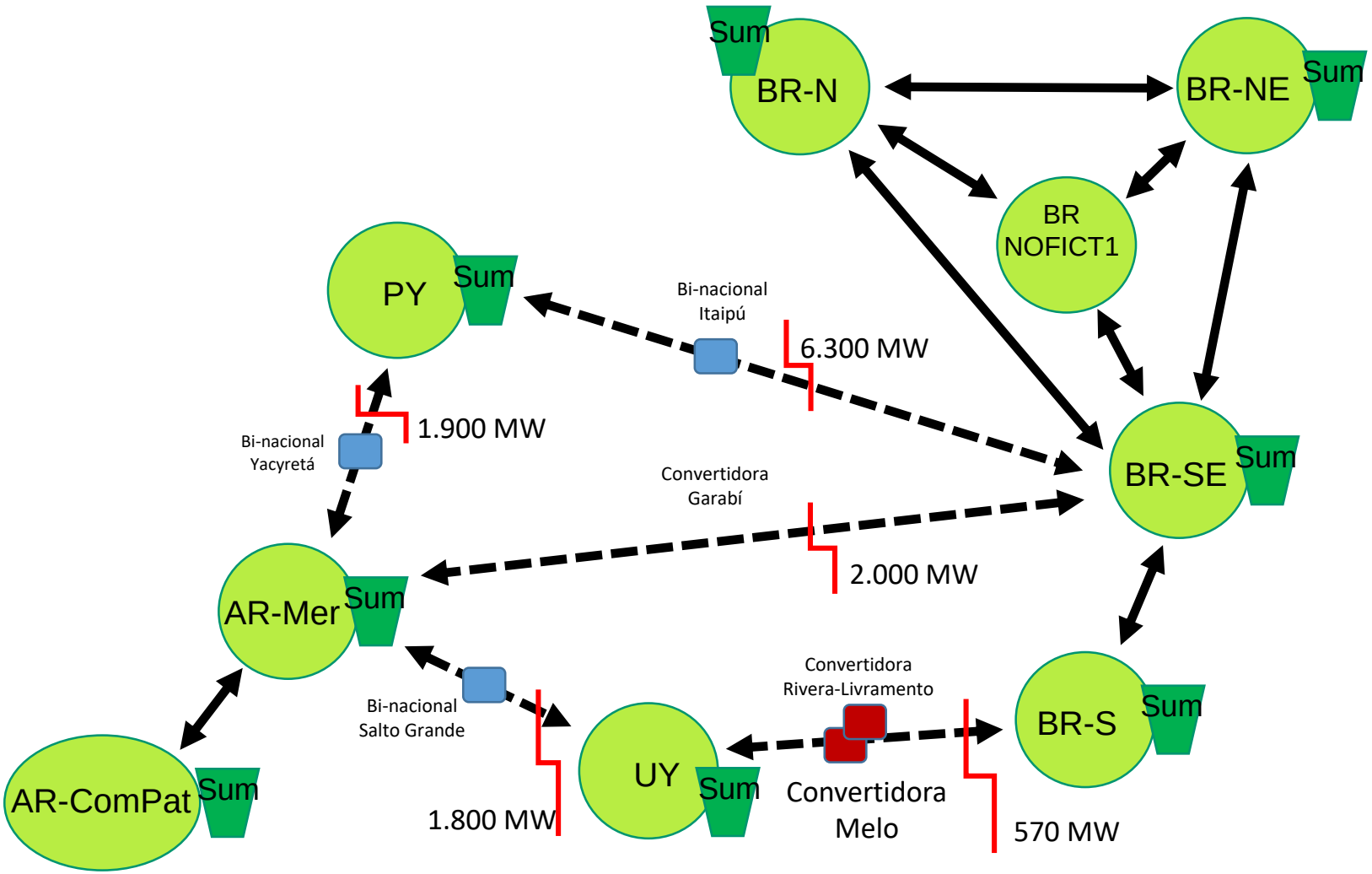
P < 0
NODO EXPORTA
cdp = P x precio
precio = cmg + Delta_Exp
Ben. del Merc. = - P x (cv-precio)

Fronteras Semi-Abierta y cvAlto



Al ser relativamente importante para UY la capacidad de interconexión con AR (1.800 MW de capacidad con una demanda UY máxima de 2.100 MW) UY EXPORTA todo lo que puede y sube su cmg llegando a anular normalmente el Beneficio de Importación del MERCADO AR.

Ejemplo Regional 2



Ejemplo de cálculo del LCOE: Eólica

SimSEE

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[1]		0	1	2	3	4	5	20
Capacity (MW)	(A)		175	175	175	175	175	175
Capacity Factor	(B)		38%	38%	38%	38%	38%	38%
Total Generation ('000 MWh)	(A) x (B) = (C)*		583	583	583	583	583	583
Levelized Energy Cost ($/MWh)	*(D)*		*$49.9*	*$49.9*	*$49.9*	*$49.9*	*$49.9*	*$49.9*
Total Revenues	(C) x (D) = (E)*		$29.0	$29.0	$29.0	$29.0	$29.0	$29.0
Total Fuel Cost	(F)		--	--	--	--	--	--
Total O&M	(G)*		6.3	6.4	6.6	6.7	6.9	9.8
Total Operating Costs	(F) + (G) = (H)		$6.3	$6.4	$6.6	$6.7	$6.9	$9.8
EBITDA	(E) - (H) = (I)		$22.7	$22.6	$22.5	$22.3	$22.2	$19.2
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)
Levelized Debt Service	(K) + (L) = (M)		($14.2)	($14.2)	($14.2)	($14.2)	($14.2)	($14.2)
EBITDA	(I)		$22.7	$22.6	$22.5	$22.3	$22.2	$19.2
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)
Taxable Income	(I) + (N) + (K) = (O)		($35.8)	($64.1)	($33.8)	($15.5)	($15.4)	$18.2
Tax Benefit (Liability)[2]	(O) x (tax rate) = (P)		$14.3	$25.6	$13.5	$6.2	$6.2	($7.3)
After-Tax Net Equity Cash Flow	(I) + (M) + (P) = (Q)	($94.5)[3]	$22.9	$34.1	$21.8	$14.4	$14.2	($2.2)
IRR For Equity Investors		12.0%						

Key Assumptions[4]	
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)	$0.0
O&M Escalation Rate	2.25%
Capital Structure	
Debt	60.0%
Cost of Debt	8.0%
Equity	40.0%
Cost of Equity	12.0%
Taxes and Tax Incentives:	
Combined Tax Rate	40%
Economic Life (years)[5]	20
MACRS Depreciation (Year Schedule)	5
Capex	
EPC Costs ($/kW)	$1,350
Additional Owner's Costs ($/kW)	$0
Transmission Costs ($/kW)	$0
Total Capital Costs ($/kW)	$1,350
Total Capex ($mm)	$236

Technology-dependent

Levelized

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.

LAZARD

Copyright 2021 Lazard

This study has been prepared by Lazard for general informational purposes only, and it is not intended to be, and should not be construed as, financial or other advice. No part of this material may be copied, photocopied or duplicated in any form by any means or redistributed without the prior consent of Lazard.

Modelado de la Generación Eólica y Solar

- Metodología I
  - Fuente CEGH del viento (m/s) e Índice de Claridad kt (pu)
  - Parque Generador
  - Potencia Instalada
  - Curva MW=f(m/s) o Modelo de Panel Fotovoltaico
  - -> Generación

- Metodología II
  - Fuente CEGH de **Potencia** Normalizada Filtrada
  - Curva normalizada
  - Cantidad de máquinas
  - -> Generación

11.1. Generador Hidroeléctrico con Embalse.

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.

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.

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.

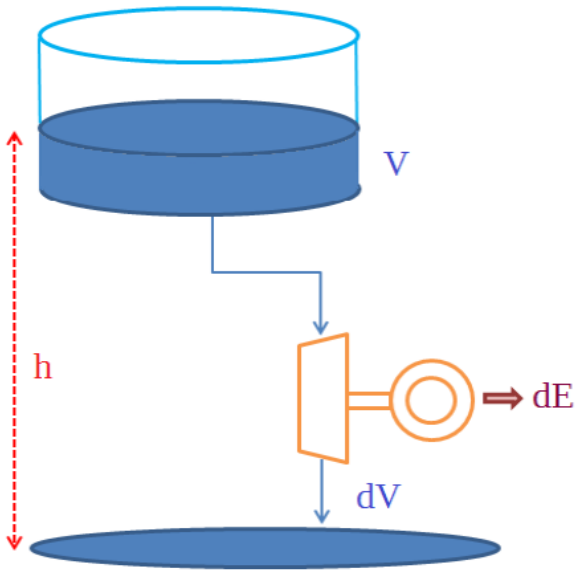


Fig. 13: Esquema de una central hidroeléctrica con embalse.

V_{fin} =

V_{ini} + Aportes – Turbinado - Vertidos - Filtración

Energía = Turbinado x ce

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:

$$V_{fin} = V_{ini} + A - \sum_{j=1}^{j=NPostes} \frac{P_j durpos_j}{ce} - Z - R$$

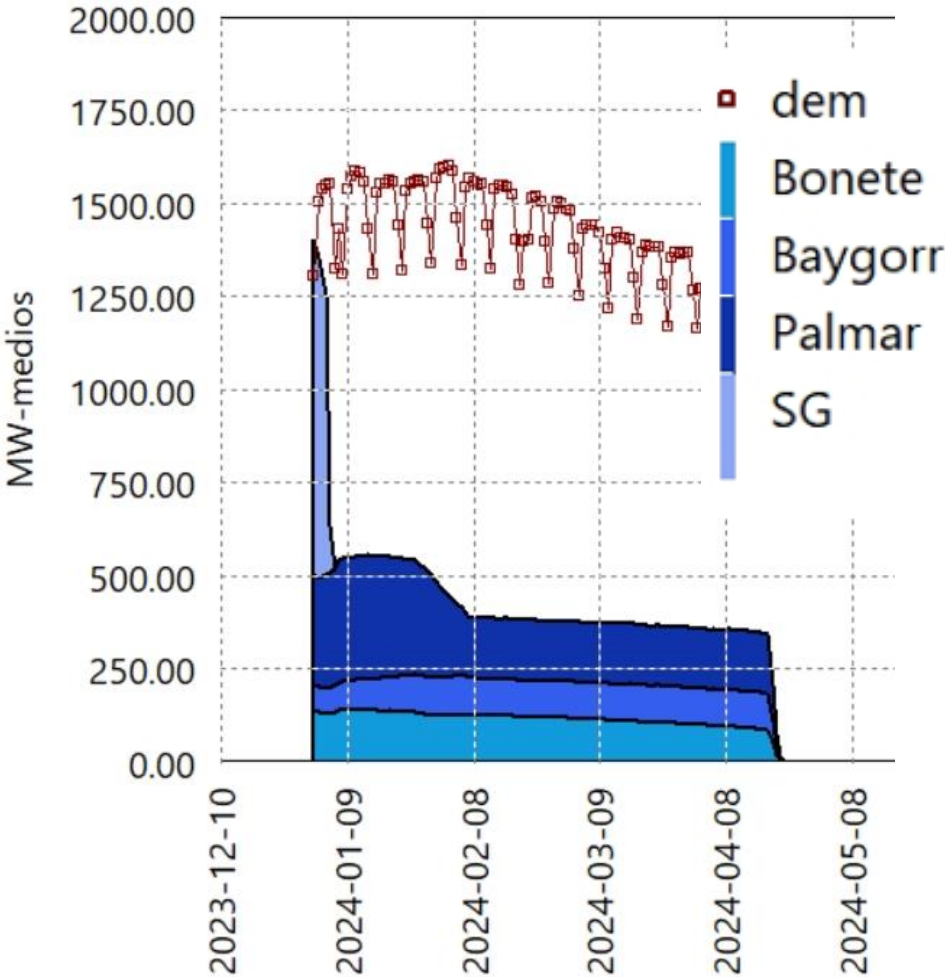
ec.1 Volumen final del embalse.

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

El coeficiente energético queda determinado por la función $dE = ce.dV$, 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.

Suma de MW-m diarios		541558	13060	10453	22599	3444	
GWh (anuales)		12997	313	251	542	83	1189
		100%	2%	2%	4%	1%	9%
# MW-medios PEG2023_Ejercicio16_varios_BaseAsinTESuy							
paso	fecha	Dem_Sist	Bonete	Baygorria	Palmar	SG	
1	01/01/2024	1304	**138**	66	**299**	**900**	
2	02/01/2024	1507	**136**	69	**291**	**858**	
3	03/01/2024	1541	**133**	67	**299**	**808**	
4	04/01/2024	1548	**131**	67	**307**	**753**	
5	05/01/2024	1552	**130**	69	**311**	**124**	
6	06/01/2024	1324	**136**	73	**311**	0	
7	07/01/2024	1434	**141**	74	**329**	0	
8	08/01/2024	1313	**142**	75	**331**	0	
9	09/01/2024	1537	**142**	77	**331**	0	
32	01/02/2024	1596	**128**	102	**232**	0	
33	02/02/2024	1604	**128**	102	**219**	0	
34	03/02/2024	1589	**128**	103	**208**	0	
35	04/02/2024	1461	**128**	103	**196**	0	
36	05/02/2024	1335	**129**	103	**185**	0	
37	06/02/2024	1546	**128**	103	**173**	0	
38	07/02/2024	1567	**128**	99	163	0	
39	08/02/2024	1560	**129**	99	162	0	
40	09/02/2024	1549	**128**	98	161	0	
105	14/04/2024	1272	**91**	98	161	0	
106	15/04/2024	1168	**91**	99	161	0	
107	16/04/2024	1273	**90**	99	162	0	
108	17/04/2024	1369	**89**	97	161	0	
109	18/04/2024	1374	**86**	96	160	0	
110	19/04/2024	1379	**52**	58	98	0	
111	20/04/2024	1381	**20**	22	37	0	
112	21/04/2024	1282	**4**	4	7	0	
113	22/04/2024	1182	0	0	0	0	
114	23/04/2024	1372	0	0	0	0	

hoja_Gen_P_Hidro_paso



Potencia Hidráulica instalada =
108+155+333+945 = **1.542 MW**

GO: Rendimientos, consumos, etc.

1 kWh = 859,95 kcal

DATOS DEL COMBUSTIBLE

Poder Calorífico Inferior **PC = 10.200 kcal/kg**

Densidad **d = 0,845 kg/l**

Costo **$m3 = 500 USD/m3**

CONSUMO ESPECIFICO DE LA MAQUINA

CE = 225 g/kWh

Si el CE es **225 g/kWh** son **0,225 kg/kWh** que considerando la densidad, resulta en 0,225/0,845=**0,266 l/kWh**, por lo tanto

266 l/MWh que es **0,266 m3/MWh**

Si el costo es **500 USD/m3**, resulta que el coto variable de generación es 500 *0.266

cv = 133 USD/MWh

10.200 kcal/kg son **10,2 kcal/g** que son **10,2/859,95=0,0119 kWh/g,** por lo que el

Consumo Específico teórico sería su inverso que es **84,3 g/kWh**

Como la máquina tiene un Consumo Específico CP **225 g/kWh** su rendimiento **mu** es

mu = 84,3/225 = 0,375 en pu (37,5 %).

CE [g/kWh] = **1000** * **859,95** [kWh/kcal] **/ PC** [kcal/kg] **/ mu** [pu]

cv [USD/MWh] **= $m3** [USD/m3] *** CE** [g/kWh] **/ d** [kg/l] **/ 1000**

Pago por potencia (disponible) [USD/MWh$_d$]

TG de 540 MW
Co = 540x1,3 **= 702 MUSD**
COM = 0,018x540 = **9,7 MUSD$_{año}$**

Anualidad por Co = 702/8,5 = 82,6 MUSD$_{año}$
A (total) = 82,6 + 9,7 = 92,3 MUSD$_{año}$

$q_{a,n} = \frac{(1+a)^n - 1}{a * (1+a)^n}$		Actualizador (a)		
		5%	10%	15%
años (n)	5	4,3	3,8	3,4
	10	7,7	6,1	5,0
	15	10,4	7,6	5,8
	20	12,5	8,5	6,3
	25	14,1	9,1	6,5
	30	15,4	9,4	6,6
	35	16,4	9,6	6,6
	40	17,2	9,8	6,6

Potencia = 540 MW
Factor de disponibilidad FD = 0,85 [pu]
$h_{año}$ = 365 x 24 = 8760 h
Energía anual disponible (E_d)= Potencia x $h_{año}$ x FD = 540 x 8760 x 0,85 = 4.021 GWh

El PP tiene que equiparar la anualidad A, por lo que: A = PP x E_d =>

$$PP\ [\text{USD/MWh}_d] = \frac{A}{E_d} = \frac{Co/q_{a,n} + COM}{P \times 8760 \times FD} = 23\ \text{USD/MWh}_d$$

Tipos de Equivalentes Térmicos

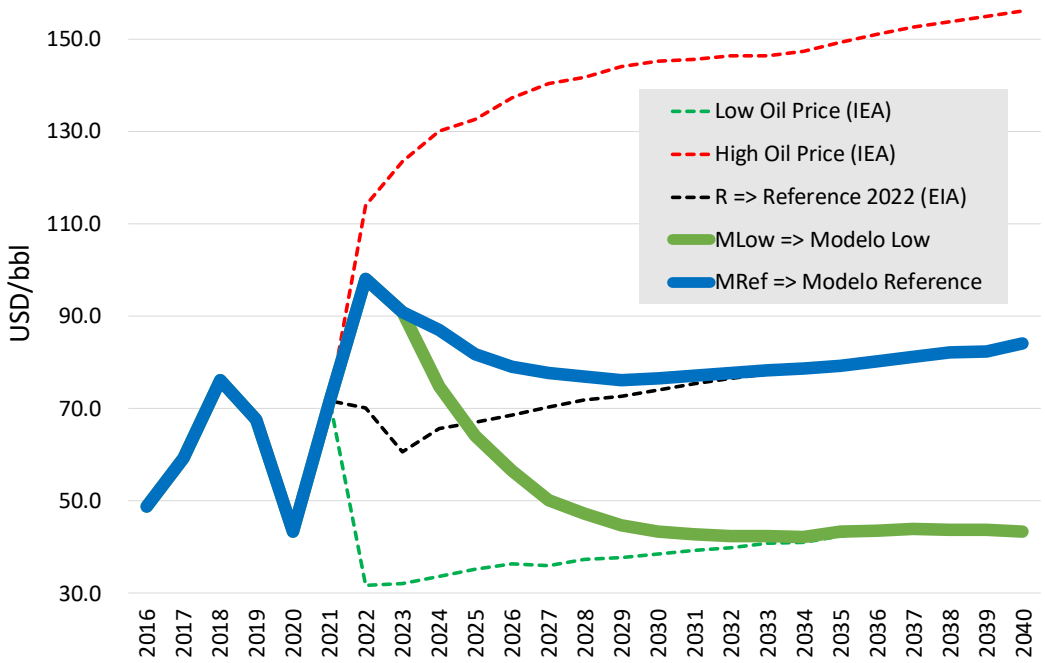
- Analizando cada tecnología por separado
  - Térmicas Flexibles de cv alto
  - Térmicas de Base de cv bajo
  - Térmicas autodespachadas de cv nulo
- Analizando un sistema y modelando cuántas:
  - Térmicas Flexibles de cv alto
  - Térmicas de Base de cv bajo
  - Térmicas autodespachadas de cv nulo

Ajuste de la tendencia de ipetroleo

Modelo de ajuste a partir del año 2023:

M(i+1) = R(i) + 0.7 x [M(i)-R(i)]

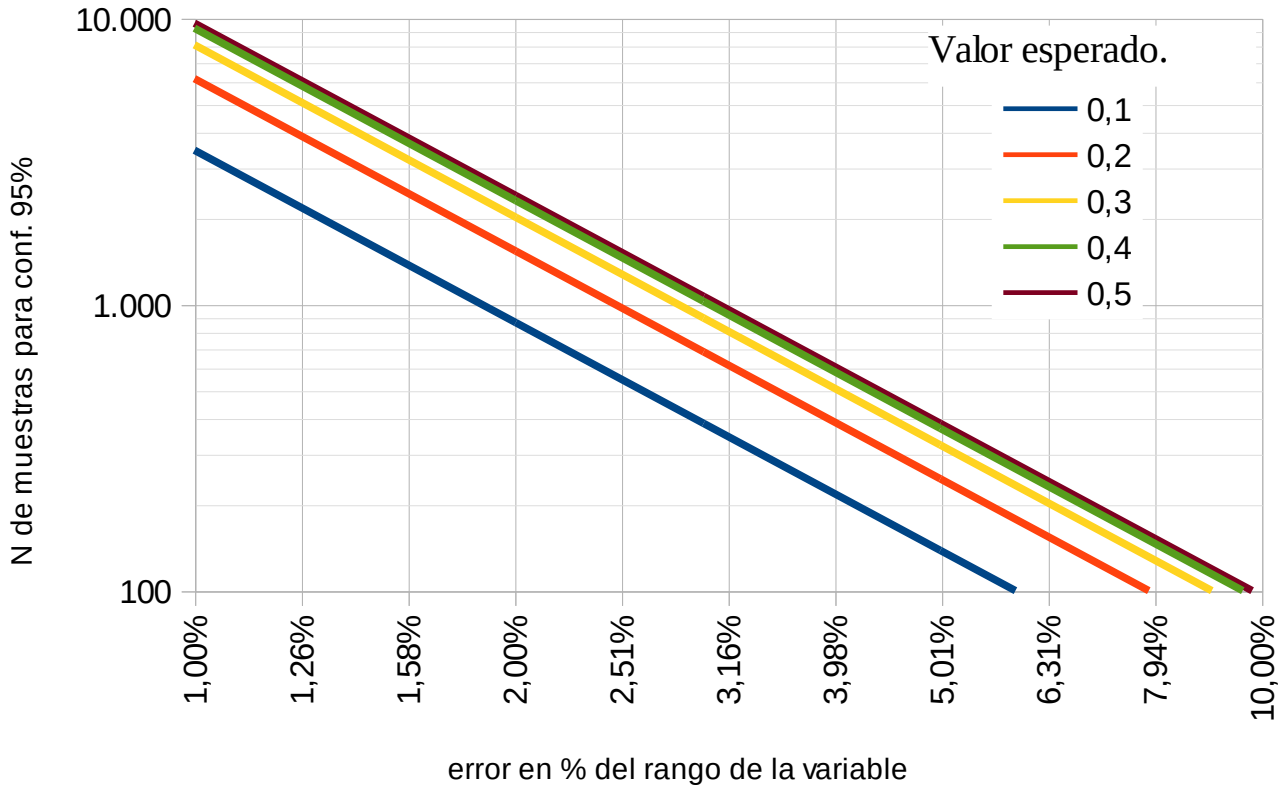
Decaimiento anual de 70 % de la diferencia entre el Modelo y la tendencia de largo plazo elegida.

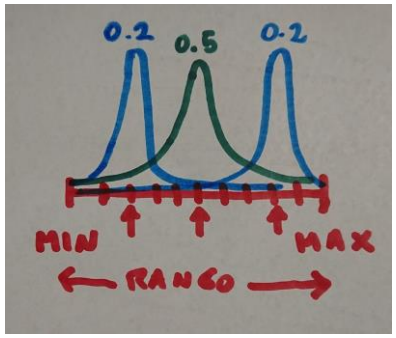


Año	Low Oil Price (IEA)	High Oil Price (IEA)	R => Reference 2022 (EIA)	MRef => Modelo Reference	fuente ipetroleo MRef	cvTG @ 100% ajuste MRef	cvCC @ 100% ajuste MRef	MLow => Modelo Low	fuente ipetroleo Mlow	cvTG @ 100% ajuste Mlow	cvCC @ 100% ajuste Mlow
2010	97.8	97.8	97.8								
2011	133.9	133.9	133.9								
2012	131.8	131.8	131.8								
2013	125.9	125.9	125.9								
2014	112.6	112.6	112.6								
2015	59.0	59.0	59.0								
2016	48.9	48.9	48.9	48.9	**1.00**	150	104	48.9	**1.00**	150	104
2017	59.3	59.3	59.3	59.3	1.21	180	125	59.3	1.21	180	125
2018	76.2	76.2	76.2	76.2	1.56	229	159	76.2	1.56	229	159
2019	67.7	67.7	67.7	67.7	1.38	204	142	67.7	1.38	204	142
2020	43.3	43.3	43.3	43.3	0.89	134	93	43.3	0.89	134	93
2021	71.6	71.6	71.6	71.6	1.47	216	150	71.6	1.47	216	150
2022	31.8	114.0	70.2	98.1	2.01	293	203	98.1	2.01	293	203
2023	32.0	123.4	60.6	90.9	1.86	272	188	90.9	1.86	272	188
2024	33.7	130.1	65.7	86.9	1.78	260	180	74.9	1.53	225	156
2025	35.3	132.6	67.0	81.8	1.68	246	170	64.1	1.31	194	135
2026	36.4	137.2	68.6	79.0	1.62	237	164	56.5	1.16	172	119
2027	36.0	140.4	70.3	77.6	1.59	233	162	50.1	1.03	154	107
2028	37.3	141.6	71.8	76.9	1.58	231	160	47.2	0.97	145	101
2029	37.7	143.9	72.6	76.1	1.56	229	159	44.7	0.91	138	96
2030	38.5	145.1	73.9	76.4	1.56	230	159	43.3	0.89	134	93
2031	39.3	145.6	75.4	77.2	1.58	232	161	42.7	0.87	132	92
2032	39.9	146.4	76.5	77.8	1.59	234	162	42.3	0.87	131	91
2033	40.8	146.4	77.4	78.3	1.60	235	163	42.5	0.87	131	91
2034	41.0	147.4	78.1	78.7	1.61	237	164	42.2	0.86	131	91
2035	42.5	149.3	78.8	79.2	1.62	238	165	43.3	0.89	134	93
2036	42.9	151.0	79.9	80.2	1.64	241	167	43.5	0.89	135	93
2037	43.5	152.5	80.9	81.1	1.66	244	169	43.9	0.90	136	94
2038	43.5	153.8	81.9	82.0	1.68	246	171	43.7	0.90	135	94
2039	43.6	154.9	82.2	82.3	1.68	247	171	43.8	0.90	135	94
2040	43.2	156.1	83.9	84.0	1.72	252	174	43.3	0.89	134	93

Incertidumbre en % del RANGO DE VARIACION de acuerdo a la Cantidad de Evaluaciones

$$N > p(1-p)\left(\frac{1.9599639845}{\varepsilon}\right)^2$$

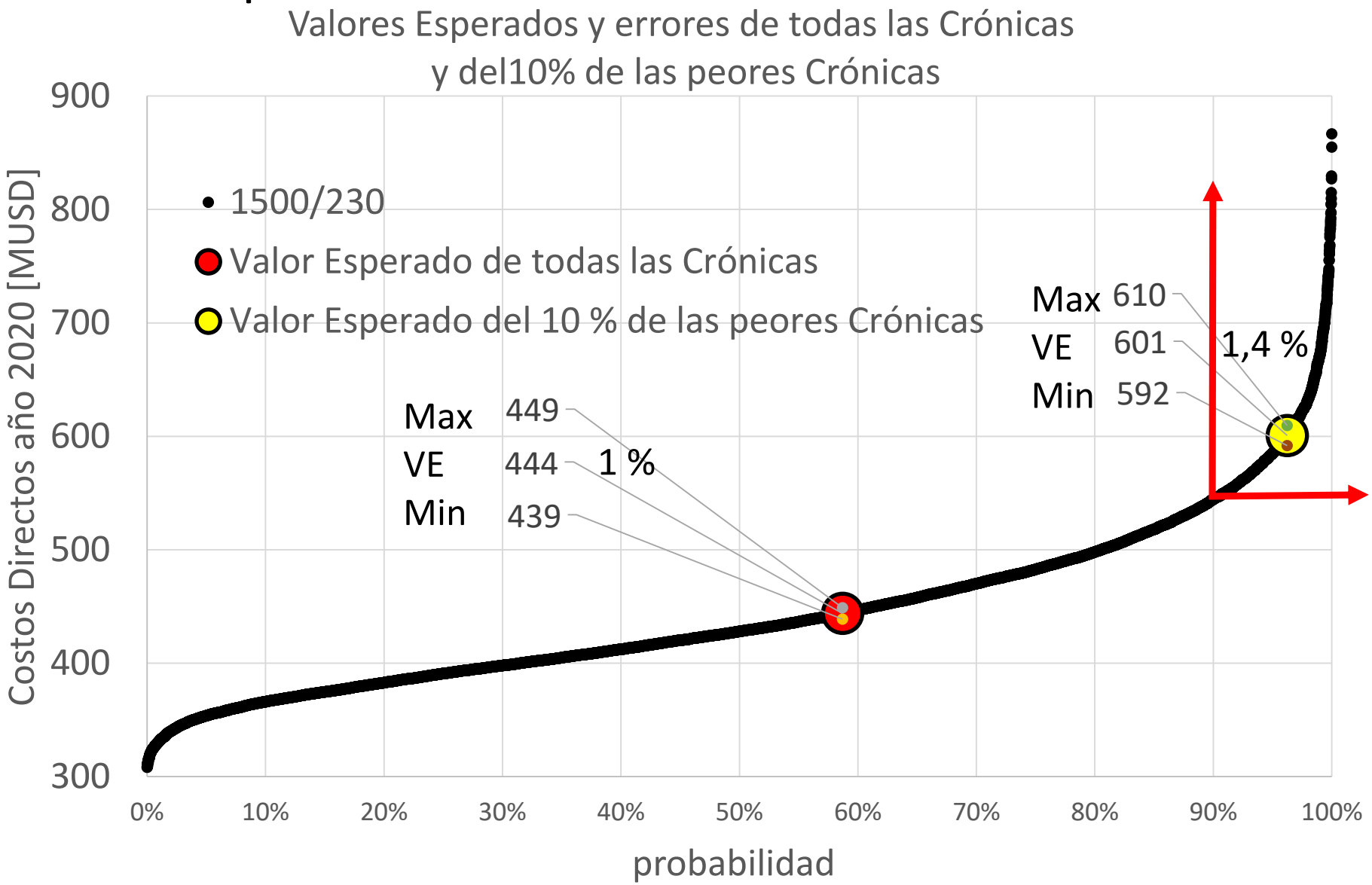




Si una variable a calcular tiene su valor esperado cercano al 50%/20% de su distribución, para tener una incertidumbre menor al 1% de su RANGO con 95% de confianza, se deben hacer 10.000/6.000 evaluaciones.

Estimación del error de estimación del valor esperado de la generación hidráulica.
https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1279/InformeModelos_1.pdf

Cada punto de la curva tiene su error



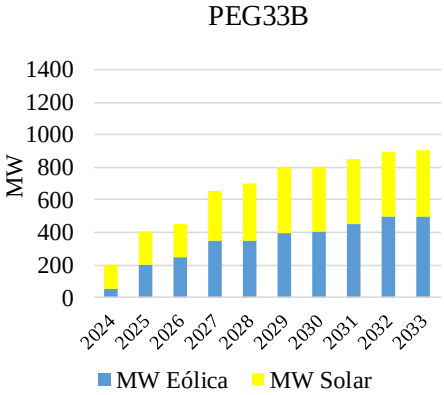
El Riesgo CVAR@10% es de un sobrecosto de 35 % (601/444) con un error de 2.4 %

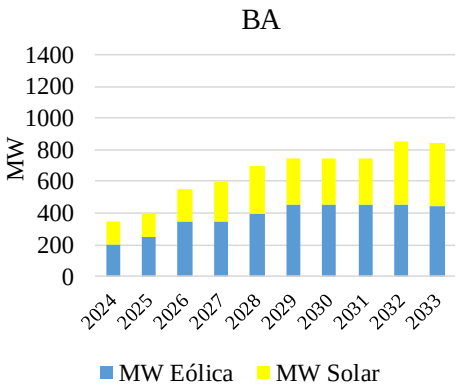
Verificación al cambiar las “suertes”

Crónicas Simulación: 100					**Crónicas Simulación: 200**				
Semillas		PEG33A	PEG33AB	dif	Semillas		PEG33A	PEG33AB	dif
31	130	7835	7845	**10**	**31**	230	7881	7893	11
131	230	7926	7936	10	231	430	7847	7857	10
231	330	7795	7803	8	431	630	7877	7882	6
331	430	7892	7908	16	631	830	7857	7865	7
431	530	7871	7875	4	831	1030	7936	7948	12
531	630	7883	7895	12	1031	1230	7927	7942	15
631	730	7824	7835	11	1231	1430	7873	7875	3
731	830	7874	7884	10	1431	1630	7890	7902	12
831	930	7917	7930	13	1631	1830	7871	7882	11
931	1030	7944	7955	10	1831	2030	7878	7891	14
1031	1130	7924	7939	15	2031	2230	7870	7881	11
1131	1230	7937	7950	13	2231	2430	7865	7878	13
1231	1330	7900	7903	3	2431	2630	7909	7922	12
1331	1430	7848	7857	8	2631	2830	7876	7888	11
1431	1530	7901	7913	12	2831	3030	7858	7868	11
1531	1630	7892	7902	10	3031	3230	7938	7949	11
1631	1730	7873	7882	8	3231	3430	7907	7918	11
1731	1830	7859	7874	15	3431	3630	7915	7921	6
1831	1930	7898	7911	13	3631	3830	7889	7898	9
1931	2030	7863	7881	17	3831	4030	7890	7902	12
2000 Crónicas				**11**	4000 Crónicas				**10**

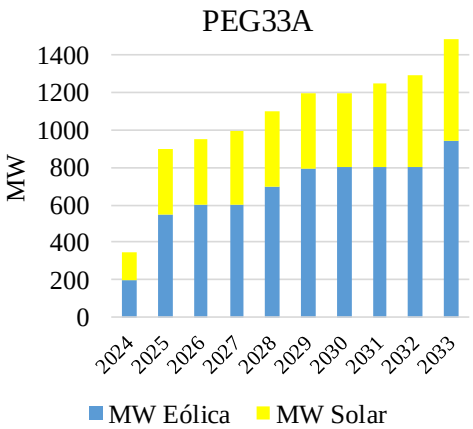
Resumen del Arrepentimiento

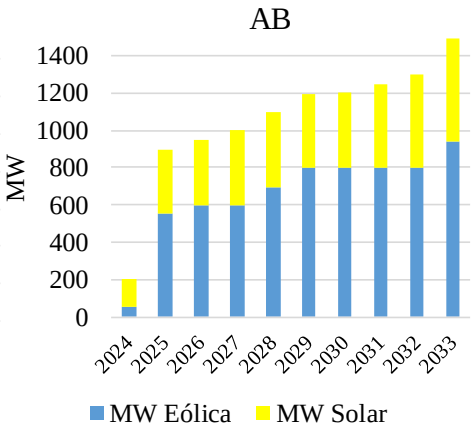
Escenario de BAJA Demanda: SOBRANTE





Escenario de ALTA Demanda: FALTANTE





	MUSD		
Concepto	PEG33B	BA	Diferencia
Adelanto de PP (APP)			6.8
Pagos Spot (PST)	56.0	51.0	-4.9
Primas de Riesgo (PR)	12.5	12.8	0.4
VE de Costos Futuros (VECF)	7266	7270	4
Penalidad por SOBRANTE (PS)			**7**

	MUSD		
Concepto	PEG33A	AB	Diferencia
Adelanto de PP (APP)	NC	NC	NC
Pagos Spot (PST)	10.9	12.6	1.8
Primas de Riesgo (PR)	10.6	11.8	1.2
VE de Costos Futuros (VECF)	7835	7845	10.2
Penalidad por FALTANTE (PF)			**13**

	MUSD año 2024		
	PEG33B	BA	Diferencia
Valorización de Excedentes	-32	-38	-5
Variable de Térmicas	50	36	-13
PP de Expansión de ERNC	19	40	22
	36	**38**	**3**

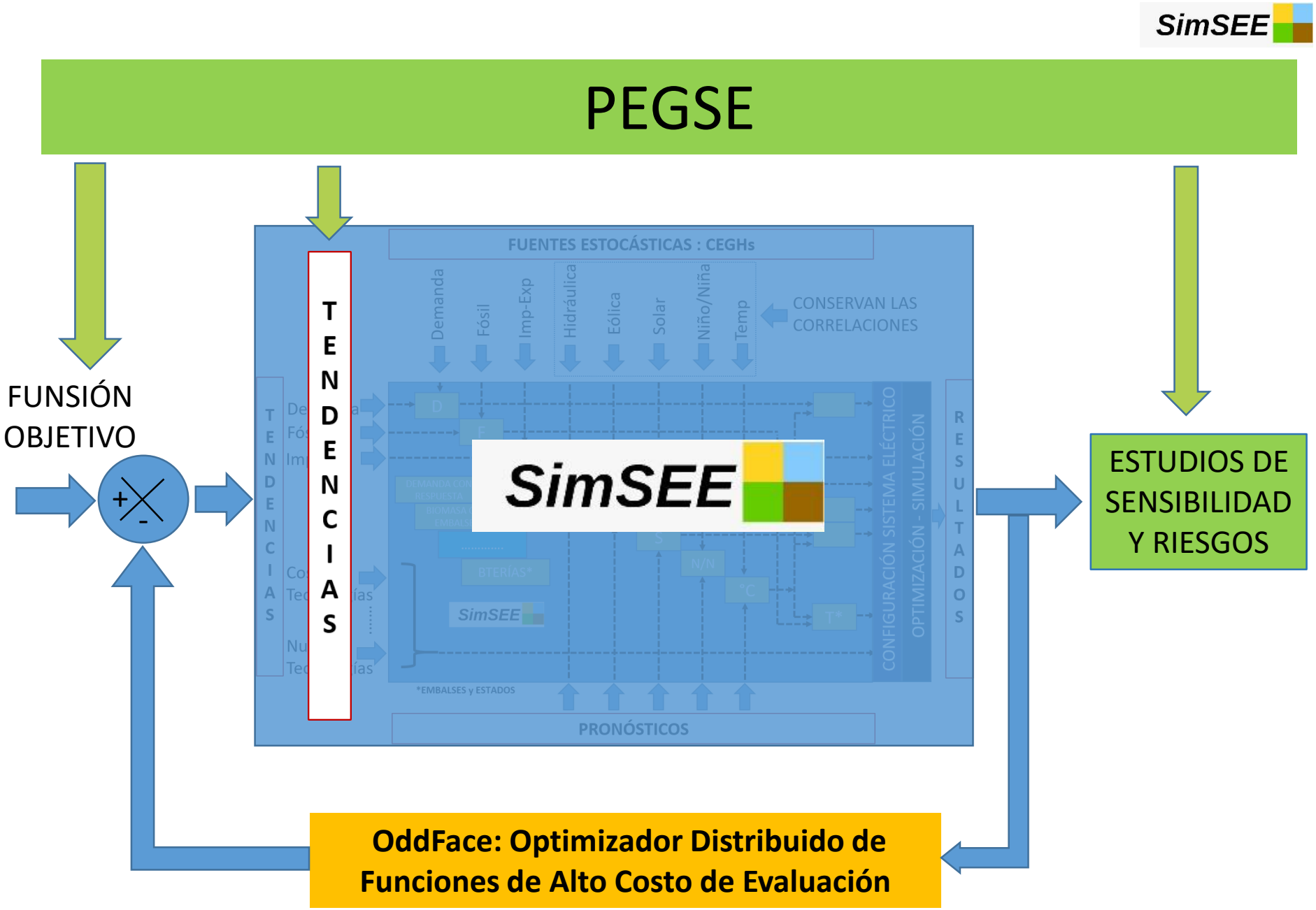
	MUSD año 2024		
	PEG33A	AB	Diferencia
Valorización de Excedentes	-29	-26	3
Variable de Térmicas	77	97	20
PP de Expansión de ERNC	40	19	-22
	88	**90**	**1**

Con ARREPENTIMIENTOS equivalentes => Criterios de CAJA, Primas de RIESGO y Pagos Spot

OddFace

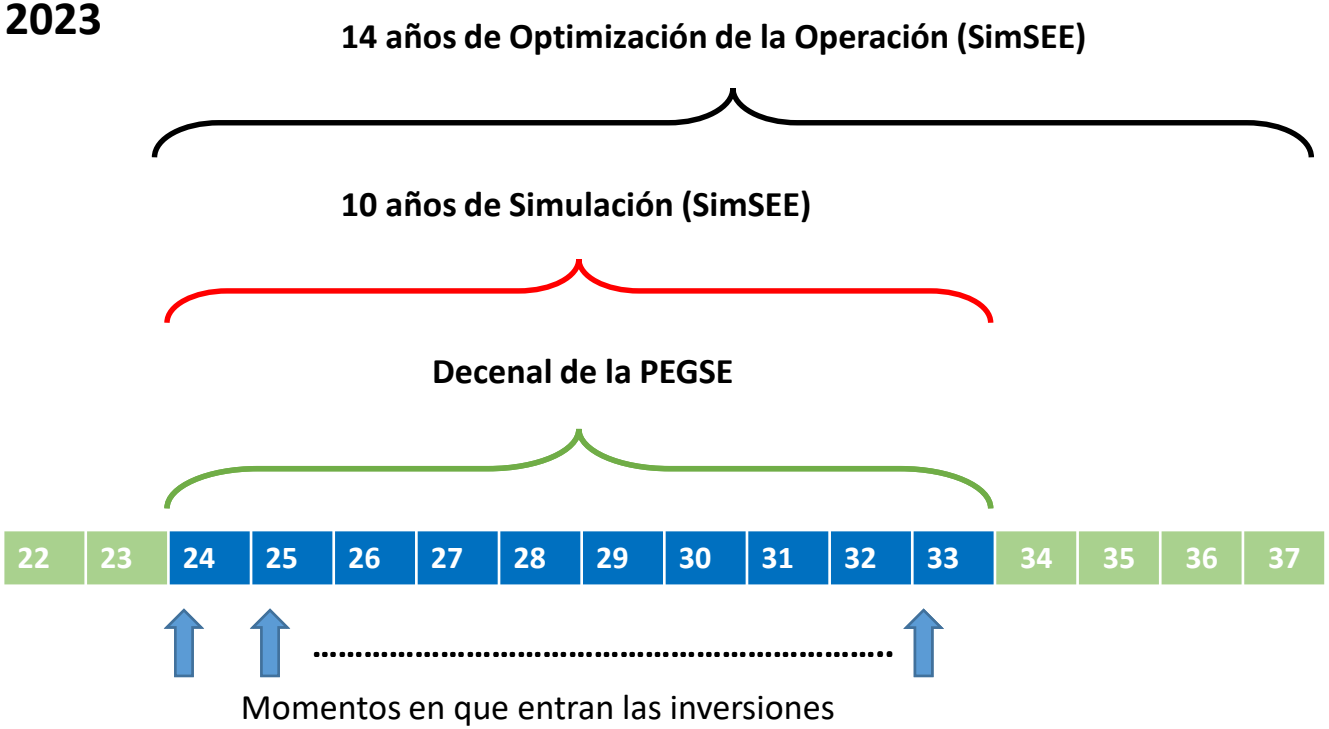
Plataforma de Optimización Distribuida de Funciones de Alto Costo de Evaluación

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


SimSEE
PEGSE
FUNSIÓN OBJETIVO
+
-
TENDENCIAS
FUENTES ESTOCÁSTICAS : CEGHs
Demanda
Fósil
Imp-Exp
Hidráulica
Eólica
Solar
Niño/Niña
Temp
CONSERVAN LAS CORRELACIONES
D
F
S
N/N
°C
T*
BTERÍAS*
SimSEE
*EMBALSES y ESTADOS
PRONÓSTICOS
CONFIGURACIÓN SISTEMA ELÉCTRICO
OPTIMIZACIÓN - SIMULACIÓN
RESULTADOS
ESTUDIOS DE SENSIBILIDAD Y RIESGOS
OddFace: Optimizador Distribuido de Funciones de Alto Costo de Evaluación

Armado de la Sala y definición de los momentos en que se harían las inversiones

EJ: Curso 2023



*Sala SimSEE

Esquemático y Capas

Mapa de PEGs del Curso 2023

SimSEE

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 Biomasas 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
BaseAInd	-	-	-	**PEG8** (PEG8)	BaseA + Proyecto Industrial.
BaseBInd					BaseB + Proyecto Industrial.
BaseA81	-	-	-	PEG9 (862)	BaseA y se sube la cota de penalización de Bonete a 81 m.
BaseAOdd	-	-	-	PEG10 (860)	BaseA con PP de Eólica y Solar de Exp en el OddFace bajando 3% por año.

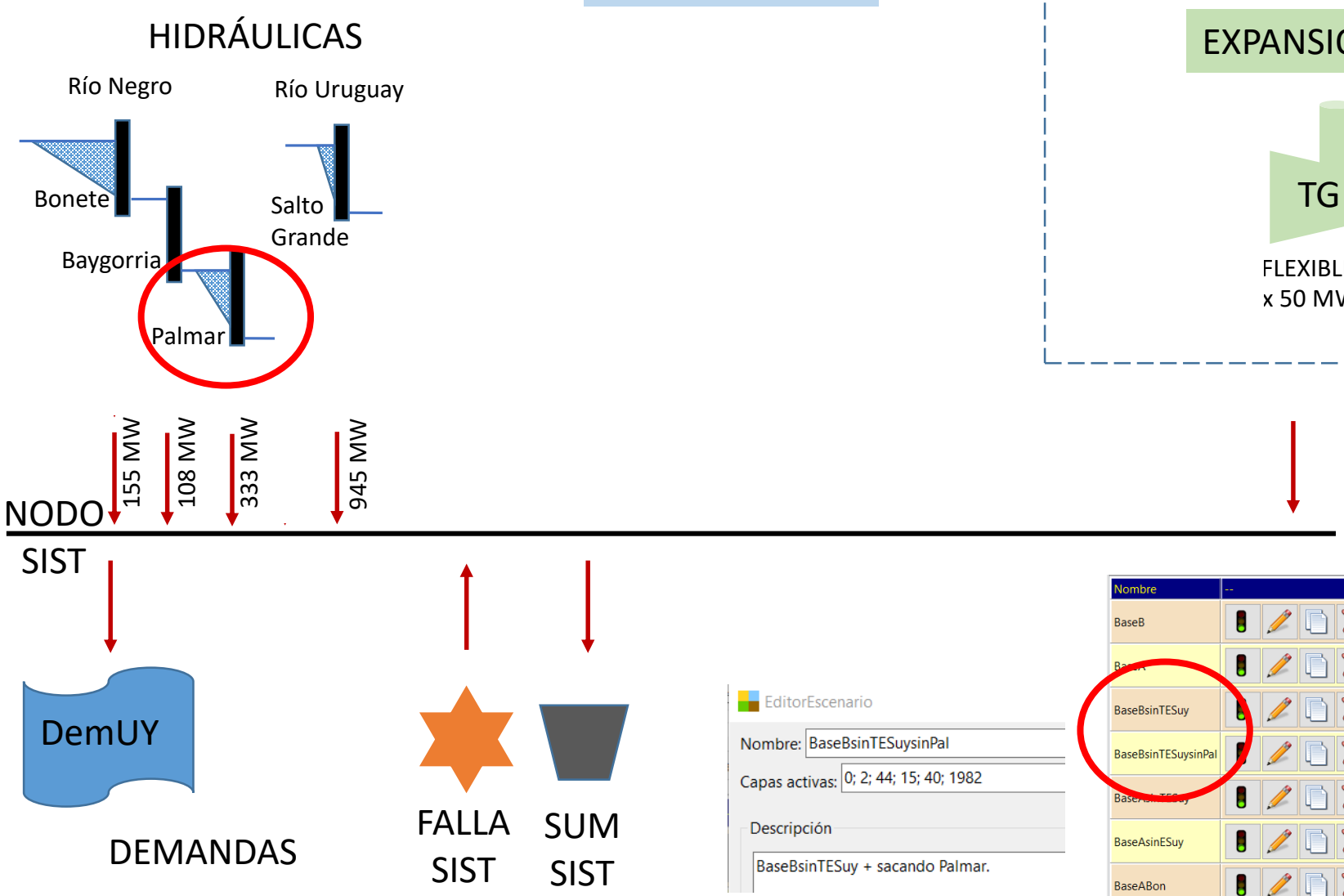
https://iie.fing.edu.uy/~gcp/PEGs2023/

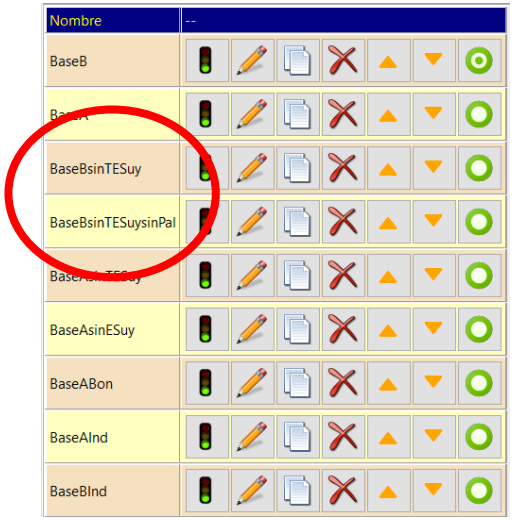
***En el link se puede bajar la sala, los CF de los escenarios sin expandir y sus planillas simcosto.xlt**

PEG 1 y 2: Térmica e Hidrotérmica

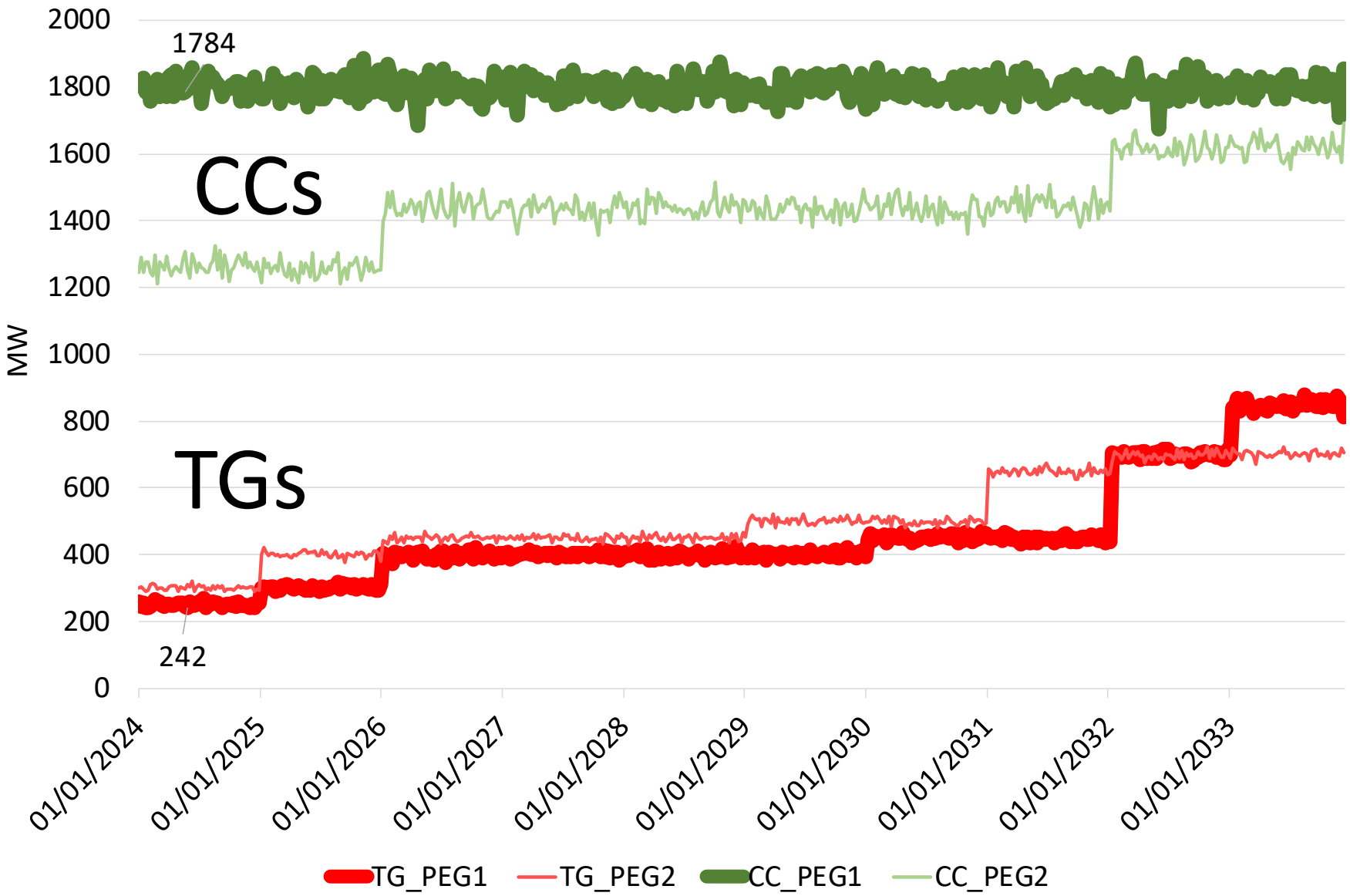
SimSEE

CON/SIN Palmar

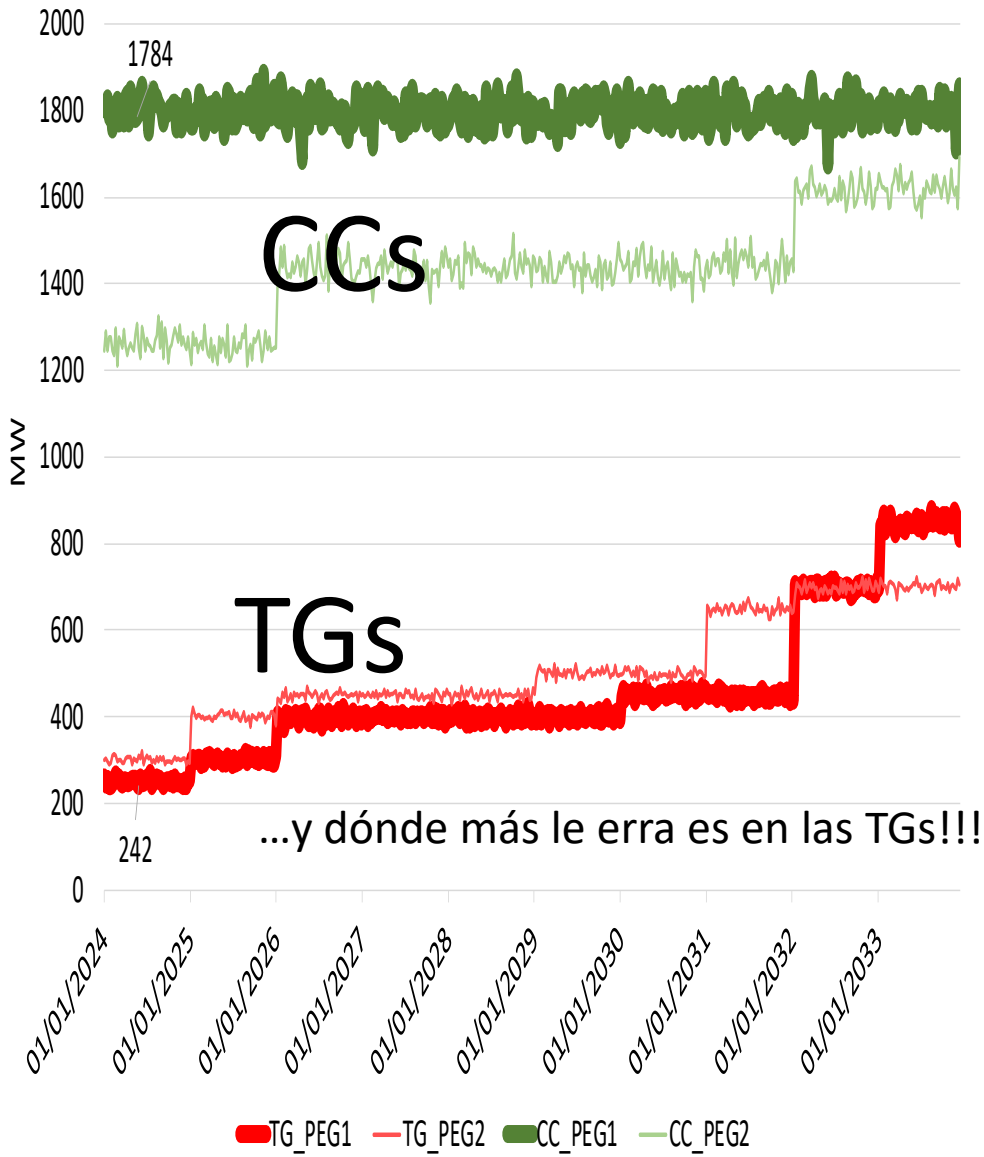




PEG 1 y 2: Expansiones – MW



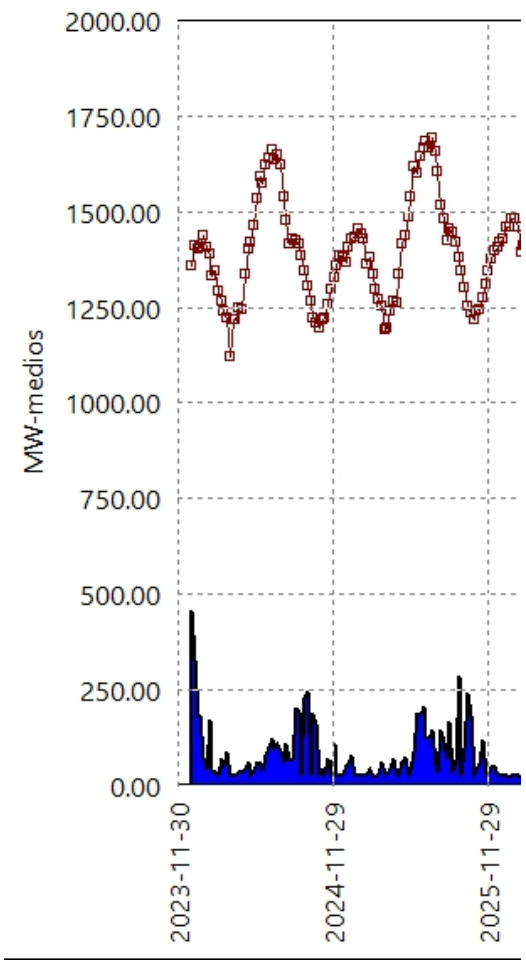
El modelo ENERGETICO solo te arrima…



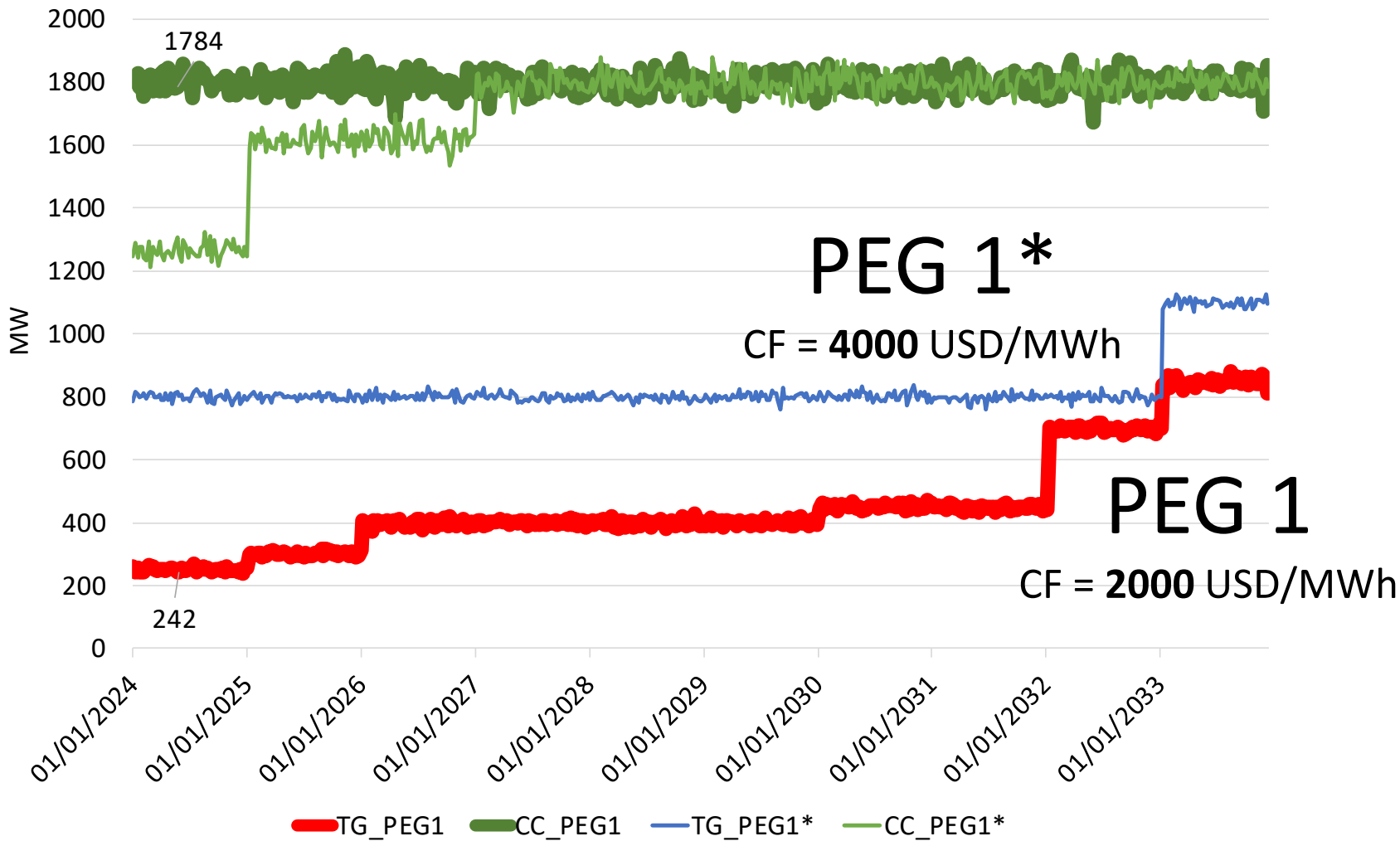
PCC = 1500 MW

PTG = 53 MW

PCC+PTG=1553 MW



Sensibilidad al Costo de Falla (2)

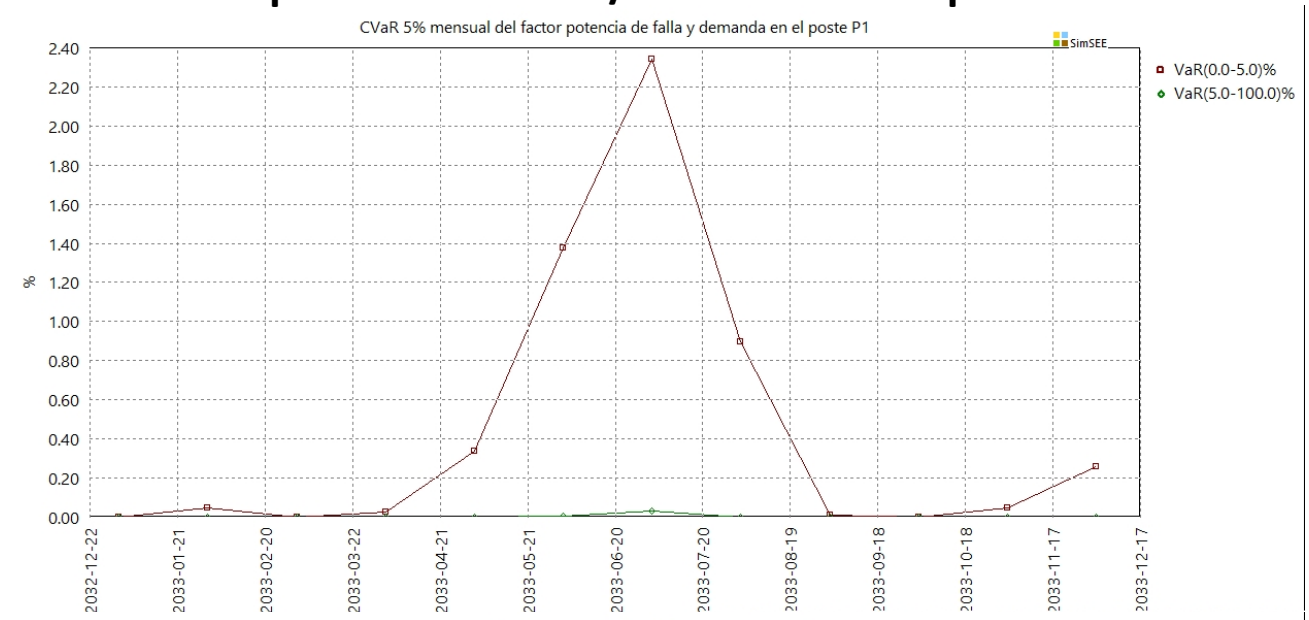


Sensibilidad al Costo de Falla (5)

CVaR 5% mensual del factor **potencia de falla / demanda en el poste P1**

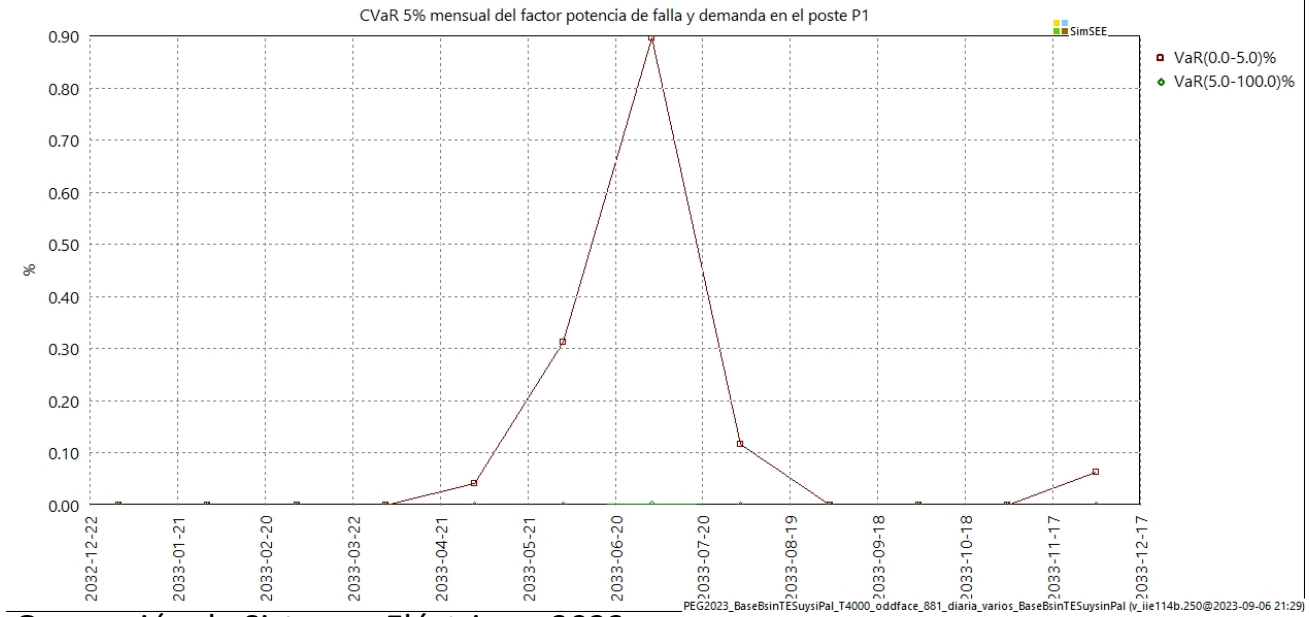
PEG 1

CF = **2000** USD/MWh
Problema 869
Año 2033
Diaria

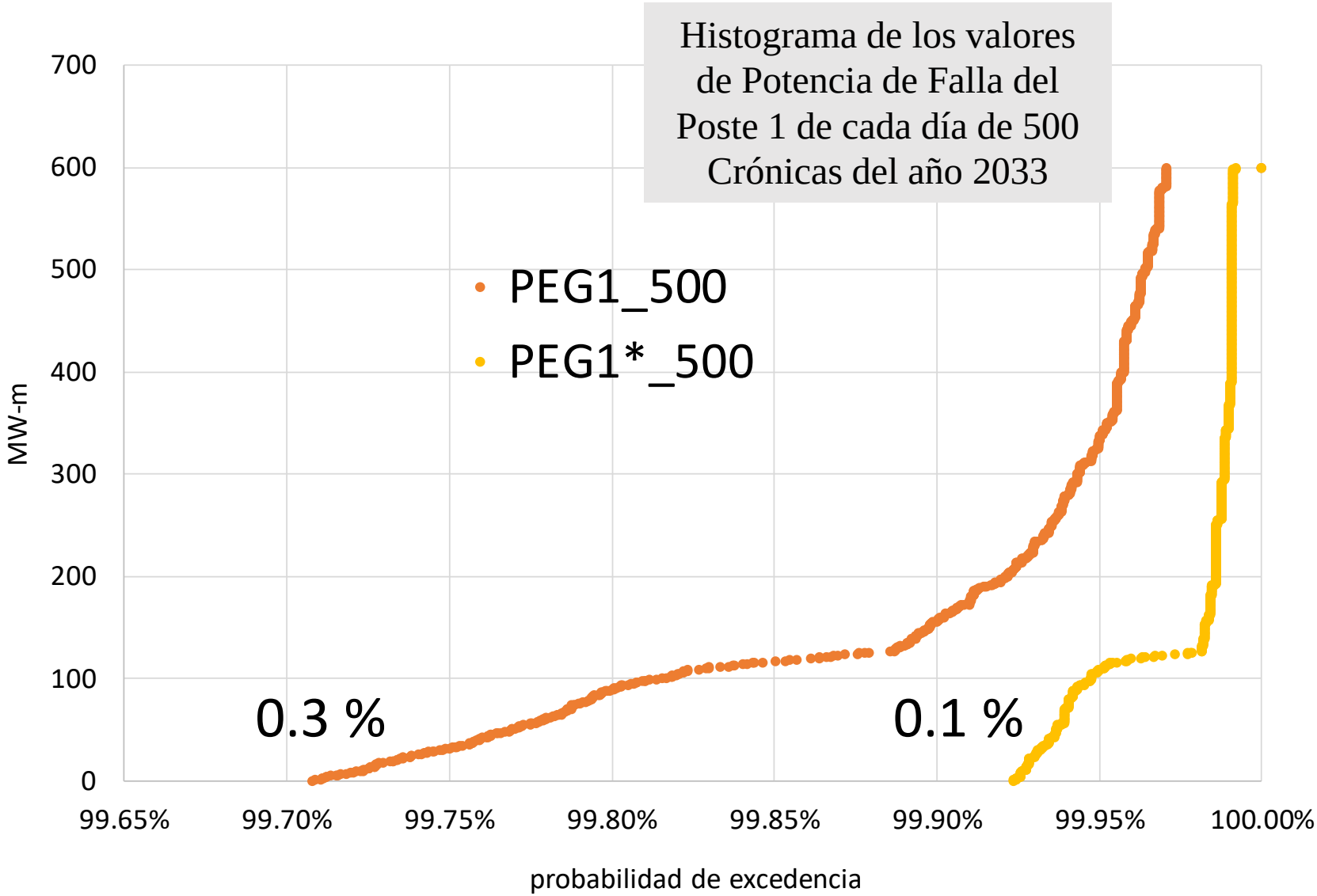


PEG 1*

CF = **4000** USD/MWh
Problema 881
Año 2033
Diaria



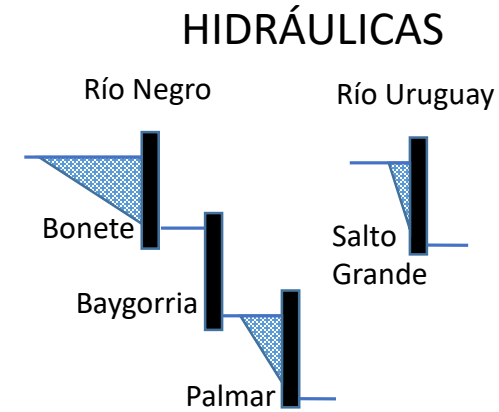
Sensibilidad al Costo de Falla (6)

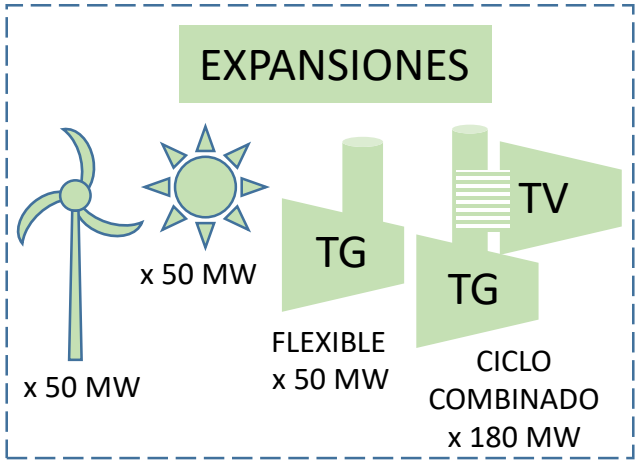


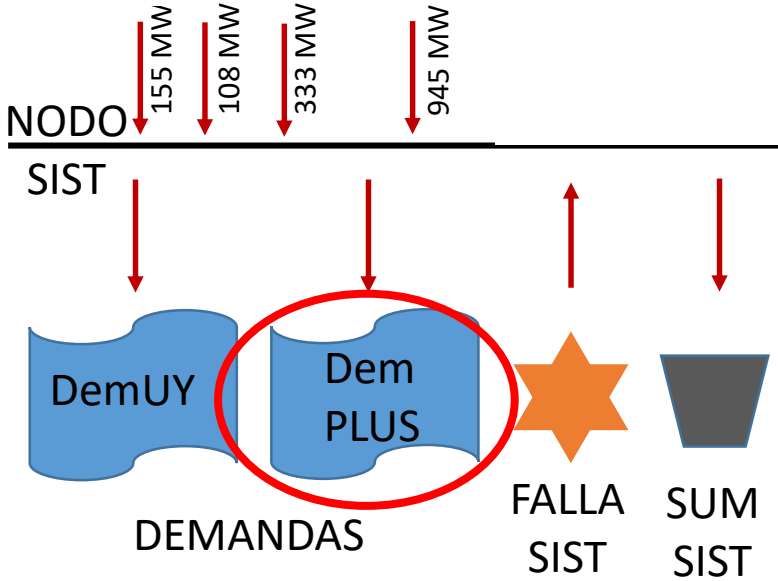
PEG 3 y 4: Eólica, Solar y Térmica

SimSEE

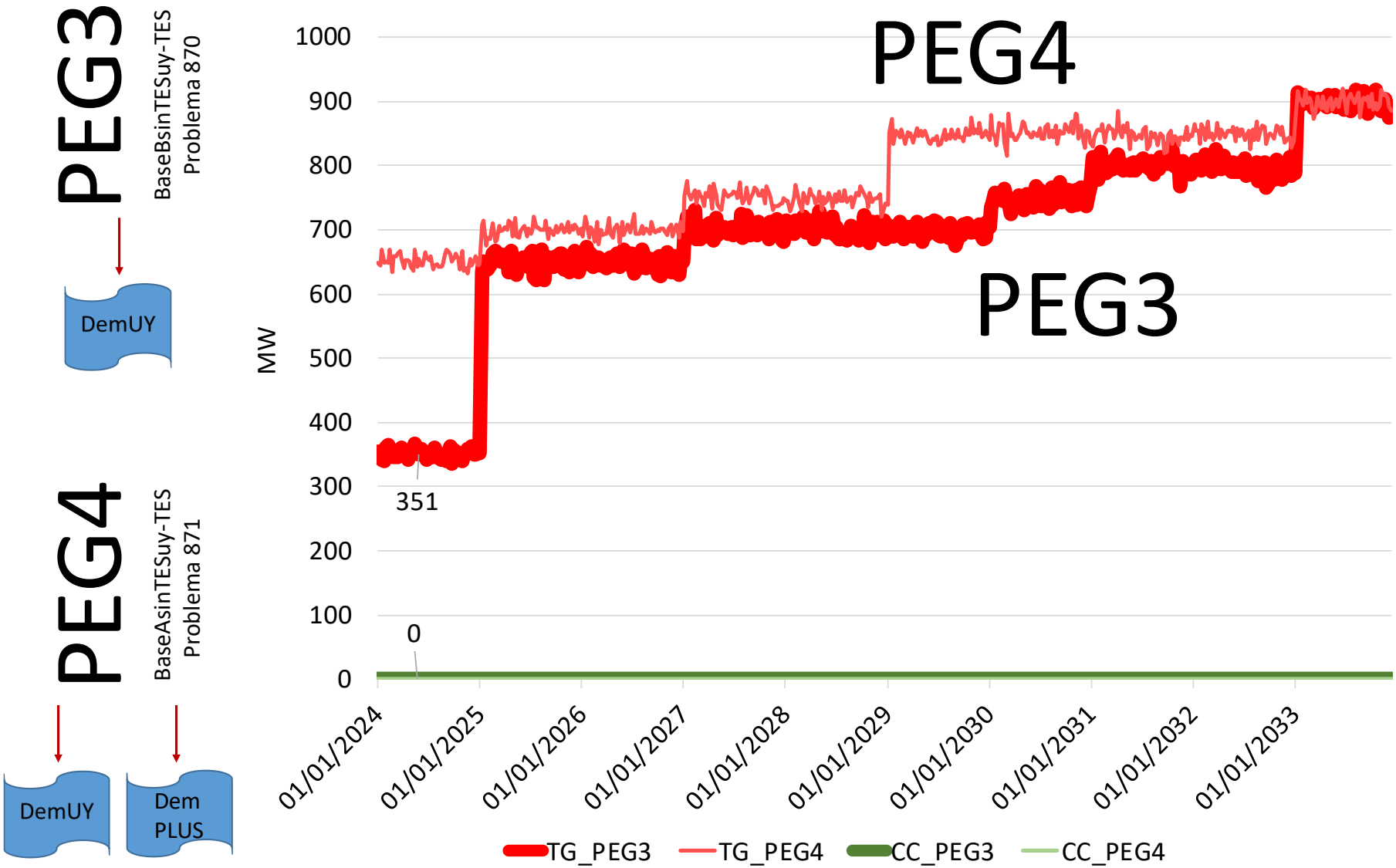
CON/SIN la DemPlus







Expansiones Térmicas



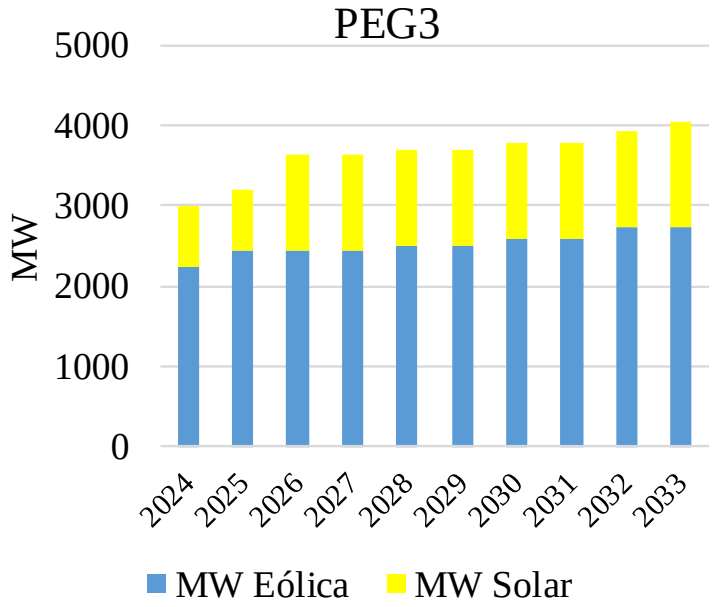
Expansiones de Eólica y Solar (1)

SimSEE

PEG3

BaseBsinTESuy-TES
Problema 870

DemUY



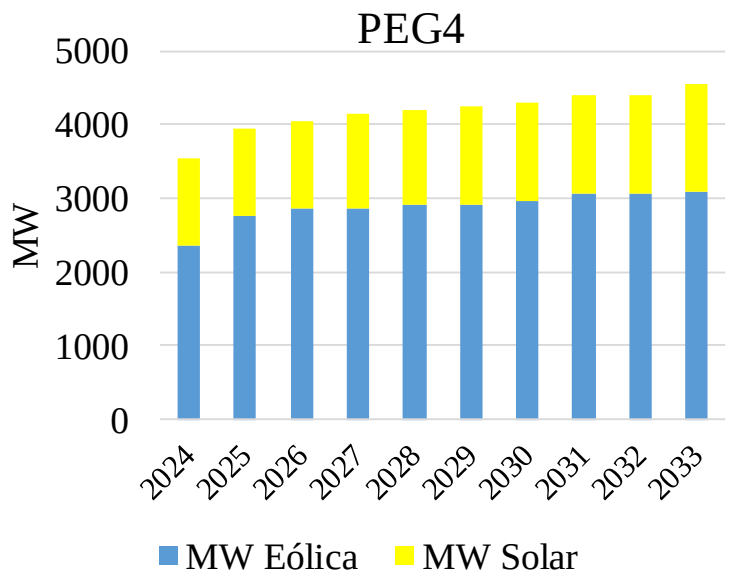
Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	900	158	1058
2025	980	158	1138
2026	980	252	1232
2027	980	252	1232
2028	1000	252	1252
2029	1000	252	1252
2030	1040	252	1292
2031	1040	252	1292
2032	1099	252	1351
2033	1100	273	1373
Prom	**1030**	**255**	**1284**
	80%	**20%**	**100%**

PEG4

BaseAsinTESuy-TES
Problema 871

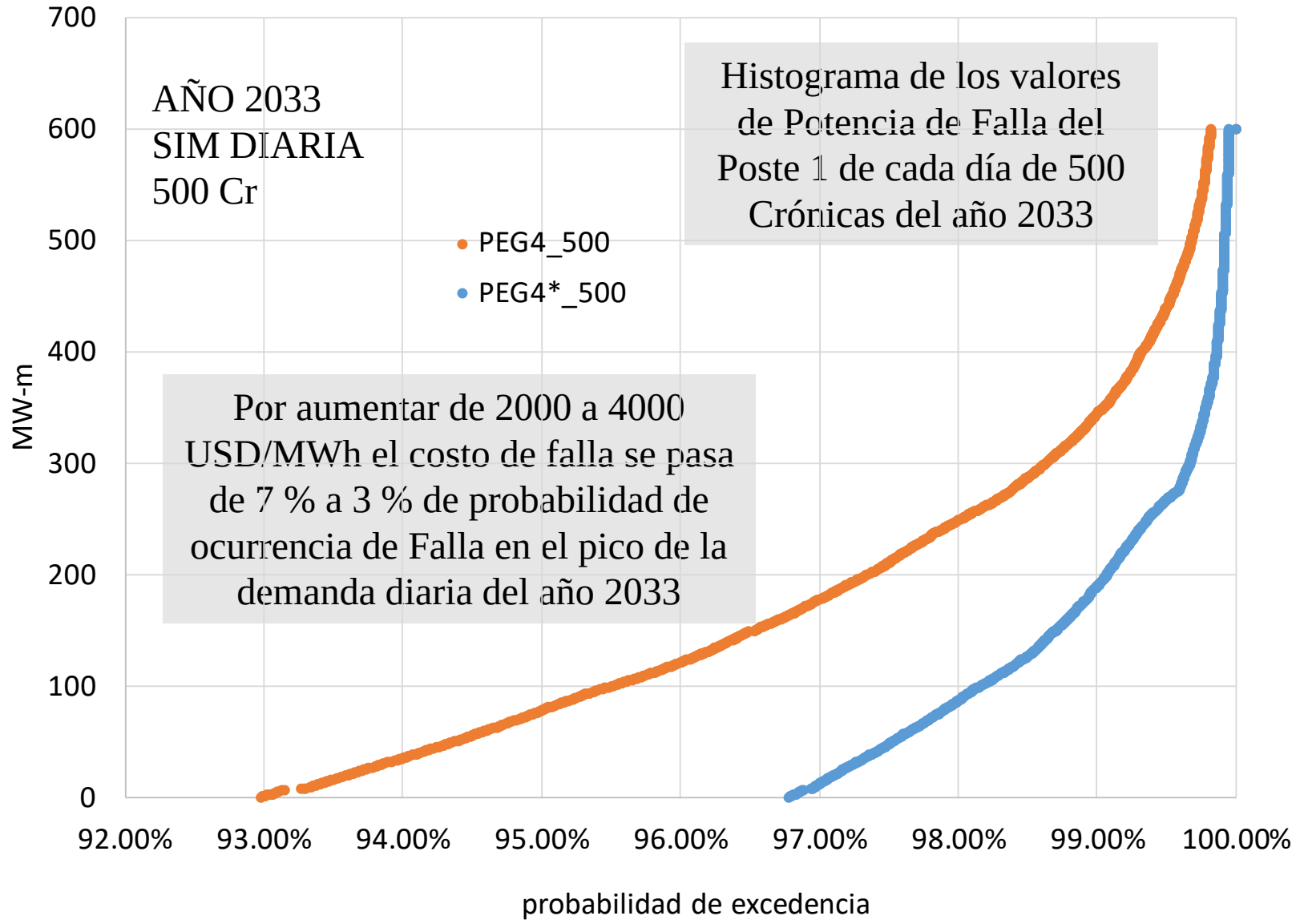
DemUY

Dem PLUS



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	**1182**	**279**	**1462**
	81%	**19%**	**100%**

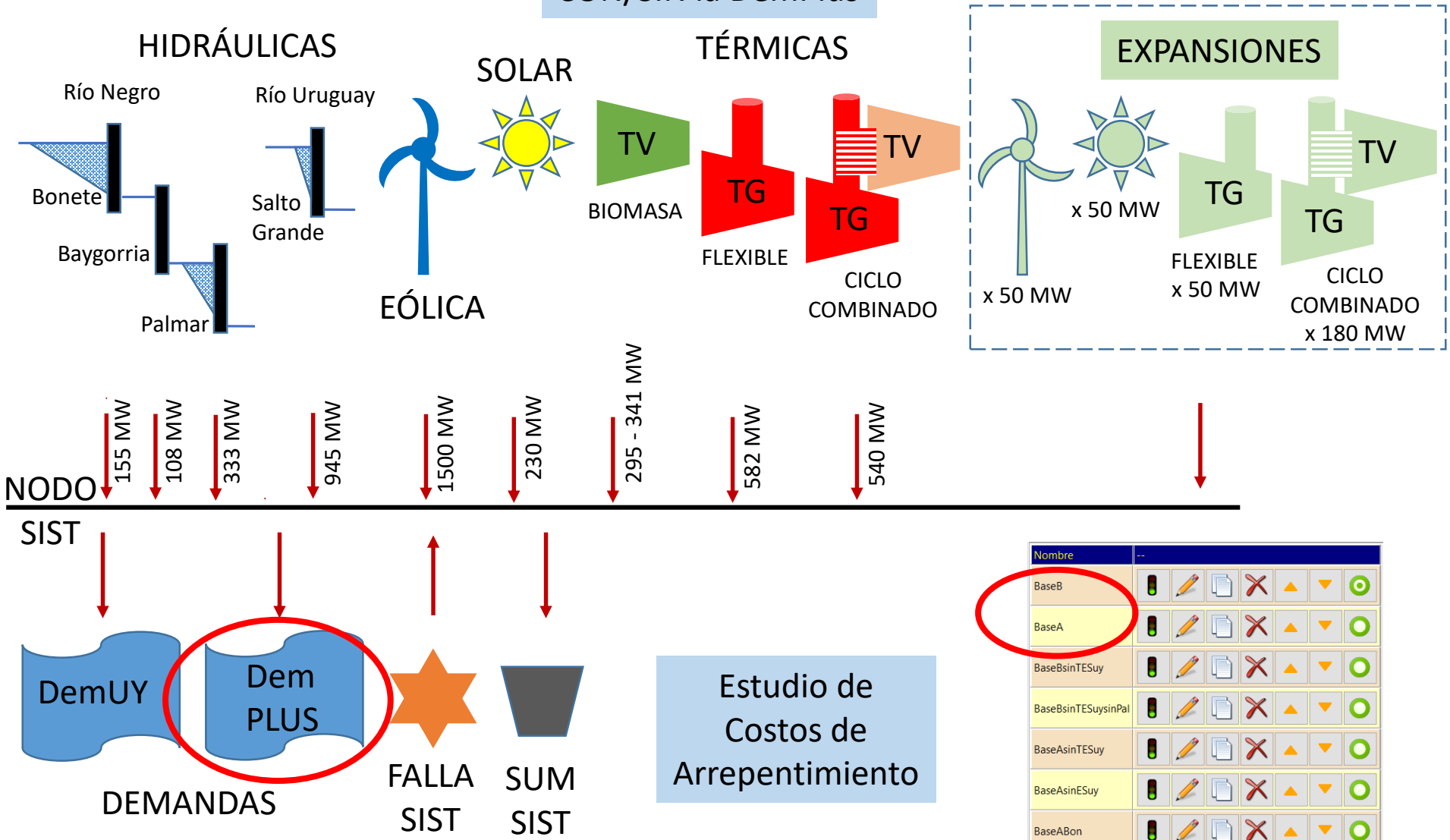
FALLA: Criterio 2*



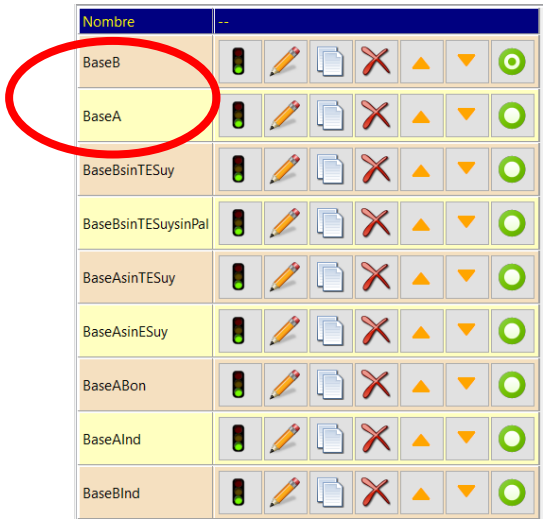
PEG 5 y 6: Eólica, Solar y Térmica

SimSEE

CON/SIN la DemPlus



Estudio de Costos de Arrepentimiento



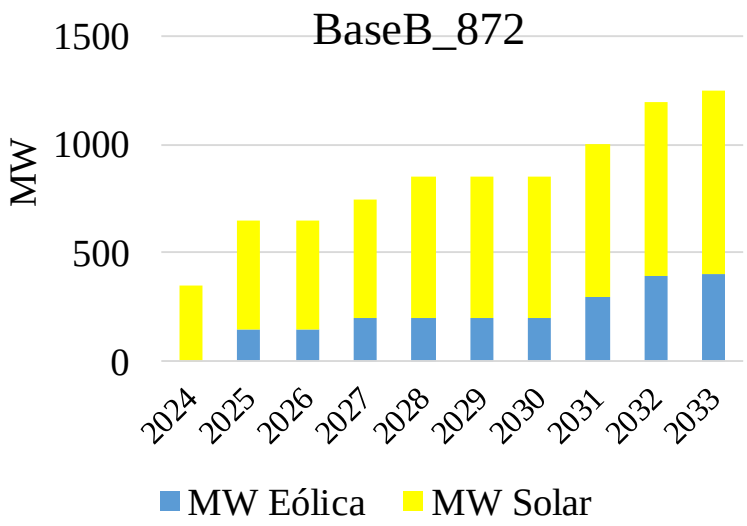
Expansiones de Eólica y Solar (1)

SimSEE

PEG5

BaseB-TES
Problema 872

DemUY



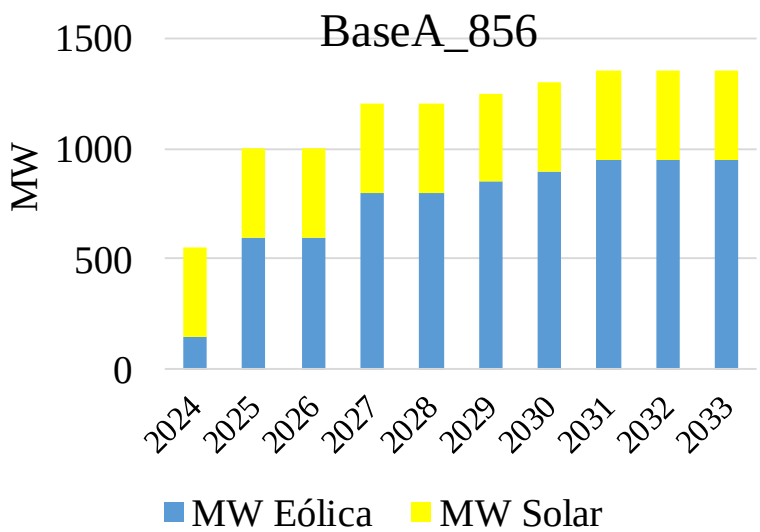
Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	0	74	74
2025	60	105	165
2026	60	105	165
2027	80	116	196
2028	80	136	216
2029	80	137	217
2030	80	137	217
2031	120	147	267
2032	159	168	327
2033	160	178	338
Prom	**102**	**140**	**243**
	42%	**58%**	**100%**

PEG6

BaseA-TES
Problema 856

DemUY

Dem
PLUS



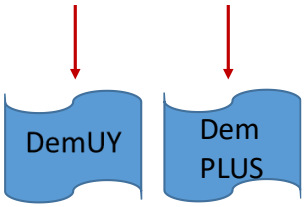
Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	60	84	144
2025	240	84	324
2026	240	84	324
2027	320	84	404
2028	320	84	404
2029	340	84	424
2030	360	84	444
2031	380	84	464
2032	380	84	464
2033	380	84	464
Prom	**340**	**84**	**424**
	80%	**20%**	**100%**

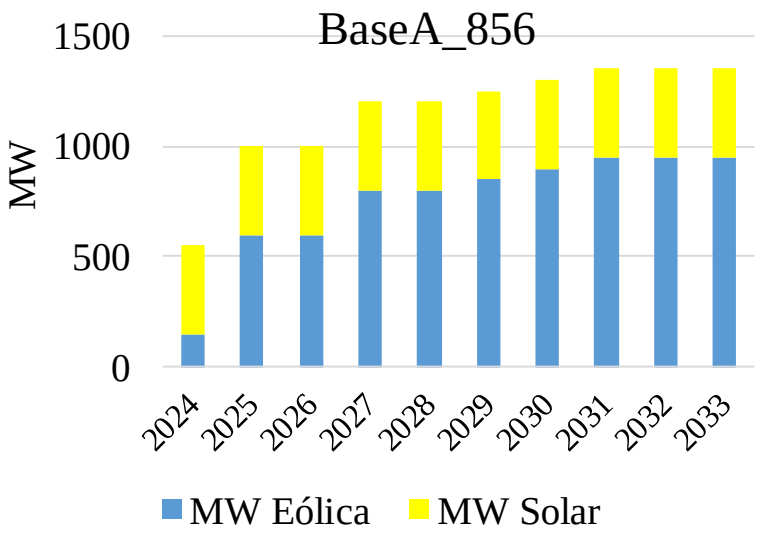
Expansiones de Eólica y Solar (1)

SimSEE

PEG6

BaseA-TES
Problema 856

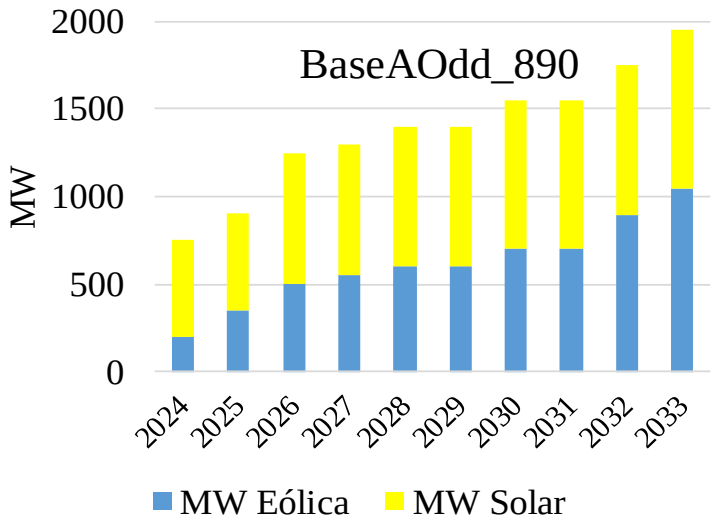




Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	60	84	144
2025	240	84	324
2026	240	84	324
2027	320	84	404
2028	320	84	404
2029	340	84	424
2030	360	84	444
2031	380	84	464
2032	380	84	464
2033	380	84	464
Prom	**340**	**84**	**424**
	80%	**20%**	**100%**

PEG10

BaseAOdd-TES
Problema 890



Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	80	116	196
2025	140	116	256
2026	200	158	358
2027	220	158	378
2028	240	168	407
2029	240	168	408
2030	280	179	459
2031	280	179	459
2032	358	179	537
2033	419	189	608
Prom	**280**	**172**	**451**
	62%	**38%**	**100%**

Archivo oddface_pig_inversiones.xlt

UI(0) x Co(0) x fo(0) x fa(0)
4 x 65.7 x 0.87 x 1 = 227.5

acumulado

TecnologÃ-a:	Eolica_Exp													
	etapa:	0	Fecha:	01/01/2024	deltaUnidades:	4	MontoporUI:	65.7	factorOperacionEfectiva:	0.87	factorActualizacionAlInicio:	1.00	MontoTotalInv:	227.5
	etapa:	1	Fecha:	01/01/2025	deltaUnidades:	3	MontoporUI:	63.8	factorOperacionEfectiva:	0.83	factorActualizacionAlInicio:	0.91	MontoTotalInv:	372.6
	etapa:	2	Fecha:	02/01/2026	deltaUnidades:	3	MontoporUI:	61.9	factorOperacionEfectiva:	0.80	factorActualizacionAlInicio:	0.83	MontoTotalInv:	495.5
	etapa:	3	Fecha:	03/01/2027	deltaUnidades:	1	MontoporUI:	60.1	factorOperacionEfectiva:	0.76	factorActualizacionAlInicio:	0.75	MontoTotalInv:	529.9
	etapa:	4	Fecha:	04/01/2028	deltaUnidades:	1	MontoporUI:	58.4	factorOperacionEfectiva:	0.72	factorActualizacionAlInicio:	0.68	MontoTotalInv:	558.7
	etapa:	6	Fecha:	05/01/2030	deltaUnidades:	2	MontoporUI:	55.0	factorOperacionEfectiva:	0.63	factorActualizacionAlInicio:	0.56	MontoTotalInv:	597.5
	etapa:	8	Fecha:	07/01/2032	deltaUnidades:	4	MontoporUI:	51.8	factorOperacionEfectiva:	0.51	factorActualizacionAlInicio:	0.47	MontoTotalInv:	646.9
	etapa:	9	Fecha:	07/01/2033	deltaUnidades:	3	MontoporUI:	50.3	factorOperacionEfectiva:	0.44	factorActualizacionAlInicio:	0.42	MontoTotalInv:	675.3
TecnologÃ-a:	Solar_Exp													
	etapa:	0	Fecha:	01/01/2024	deltaUnidades:	11	MontoporUI:	38.2	factorOperacionEfectiva:	0.78	factorActualizacionAlInicio:	1.00	MontoTotalInv:	1003.8
	etapa:	2	Fecha:	02/01/2026	deltaUnidades:	4	MontoporUI:	36.0	factorOperacionEfectiva:	0.72	factorActualizacionAlInicio:	0.83	MontoTotalInv:	1089.8
	etapa:	4	Fecha:	04/01/2028	deltaUnidades:	1	MontoporUI:	33.9	factorOperacionEfectiva:	0.65	factorActualizacionAlInicio:	0.68	MontoTotalInv:	1104.9
	etapa:	6	Fecha:	05/01/2030	deltaUnidades:	1	MontoporUI:	32.0	factorOperacionEfectiva:	0.57	factorActualizacionAlInicio:	0.56	MontoTotalInv:	1115.1
	etapa:	9	Fecha:	07/01/2033	deltaUnidades:	1	MontoporUI:	29.3	factorOperacionEfectiva:	0.40	factorActualizacionAlInicio:	0.42	MontoTotalInv:	1120.1

j

UI(j)

Co(j)

fo(j)

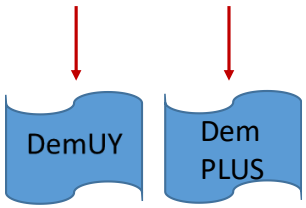
fa(j)=1/(1+a)^j

Monto a sumar en el CFVE = 1120.1 MUSD

La Demanda manda, el tiempo cuesta…

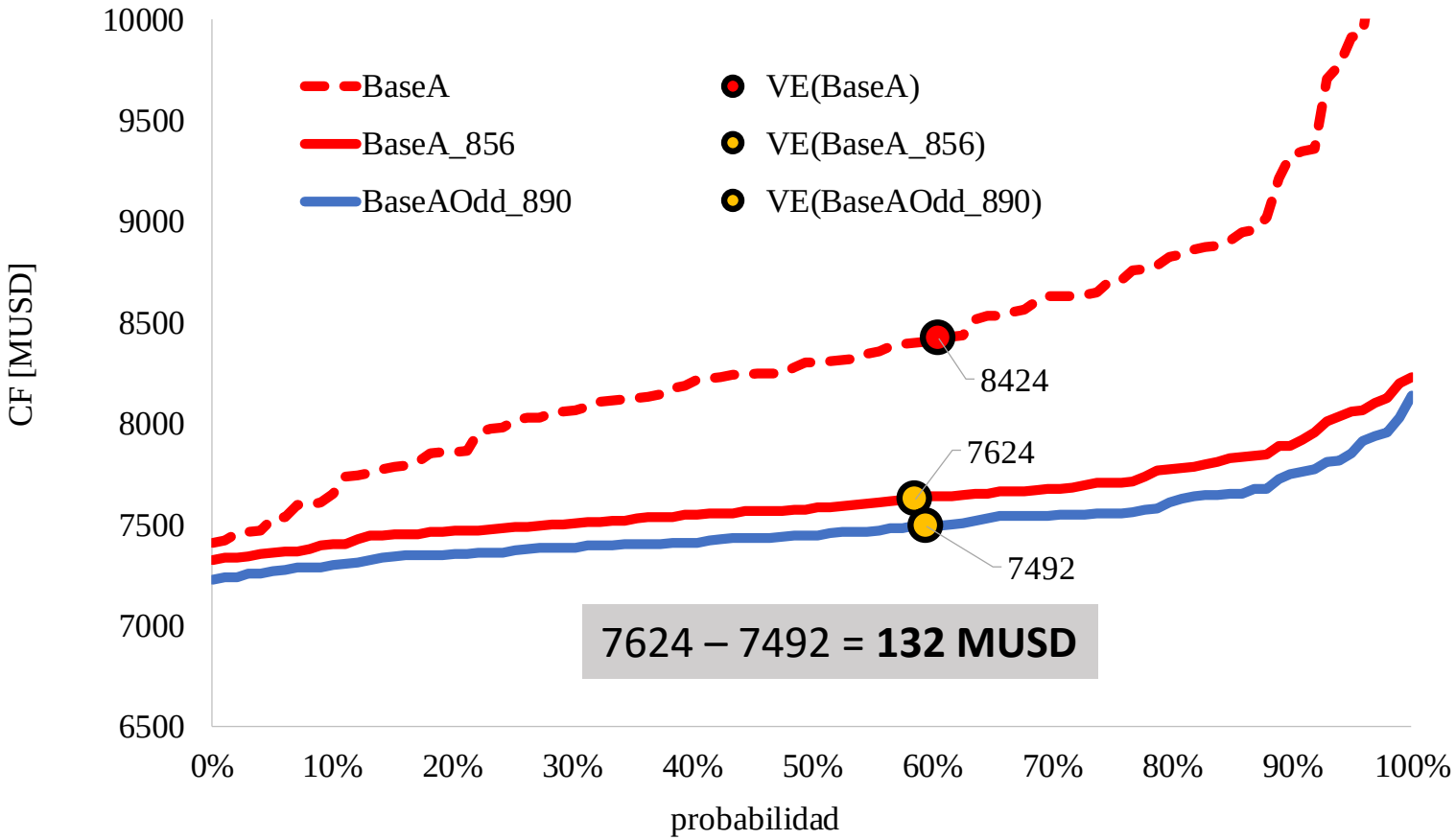
PEG6

BaseA-TES
Problema 856



PEG10

BaseAOdd-TES
Problema 890



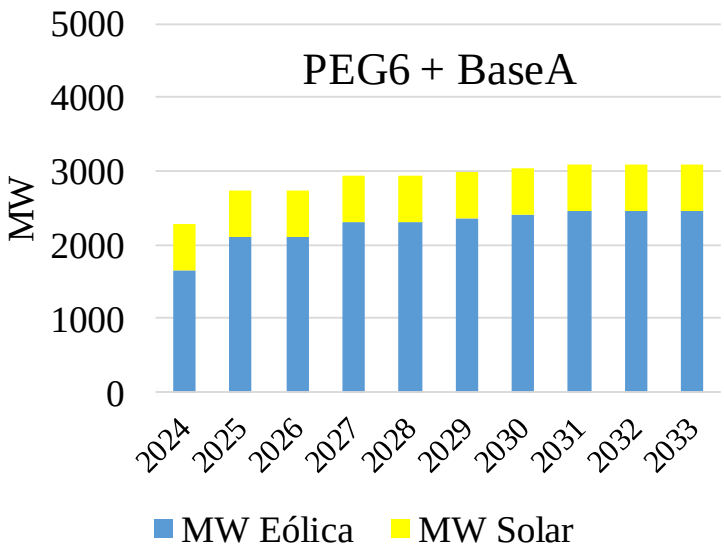
PEG 4 y PEG 6+BaseA

SimSEE

PEG6+ BaseA

DemUY

Dem PLUS



Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	660	132	792
2025	840	132	972
2026	840	132	972
2027	920	132	1052
2028	920	132	1052
2029	940	132	1072
2030	960	132	1092
2031	980	132	1112
2032	980	132	1112
2033	980	132	1112
Prom	**940**	**132**	**1072**
	88%	**12%**	**100%**

1120 MW

+TGs por 580 MW

+CC de 540 MW

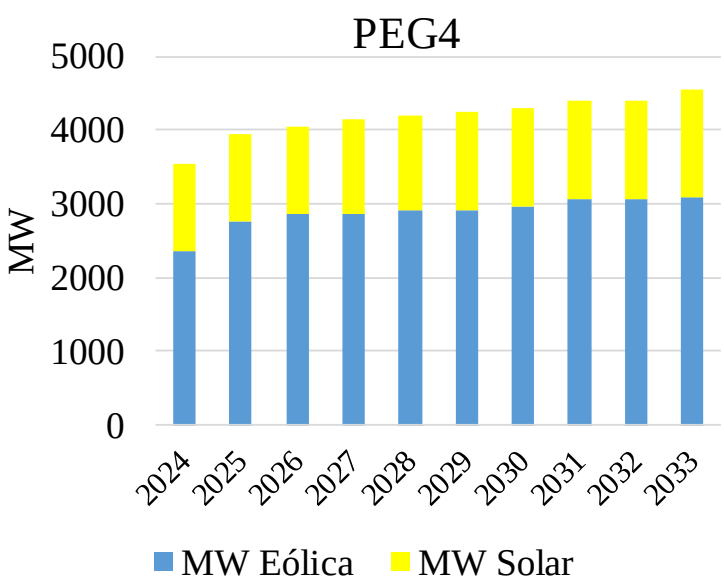
+Biomasa de 310 MW con 80 % de fd

250 MW-m

1322 MW-m

PEG4

BaseAsinTESuy-TES
Problema 871



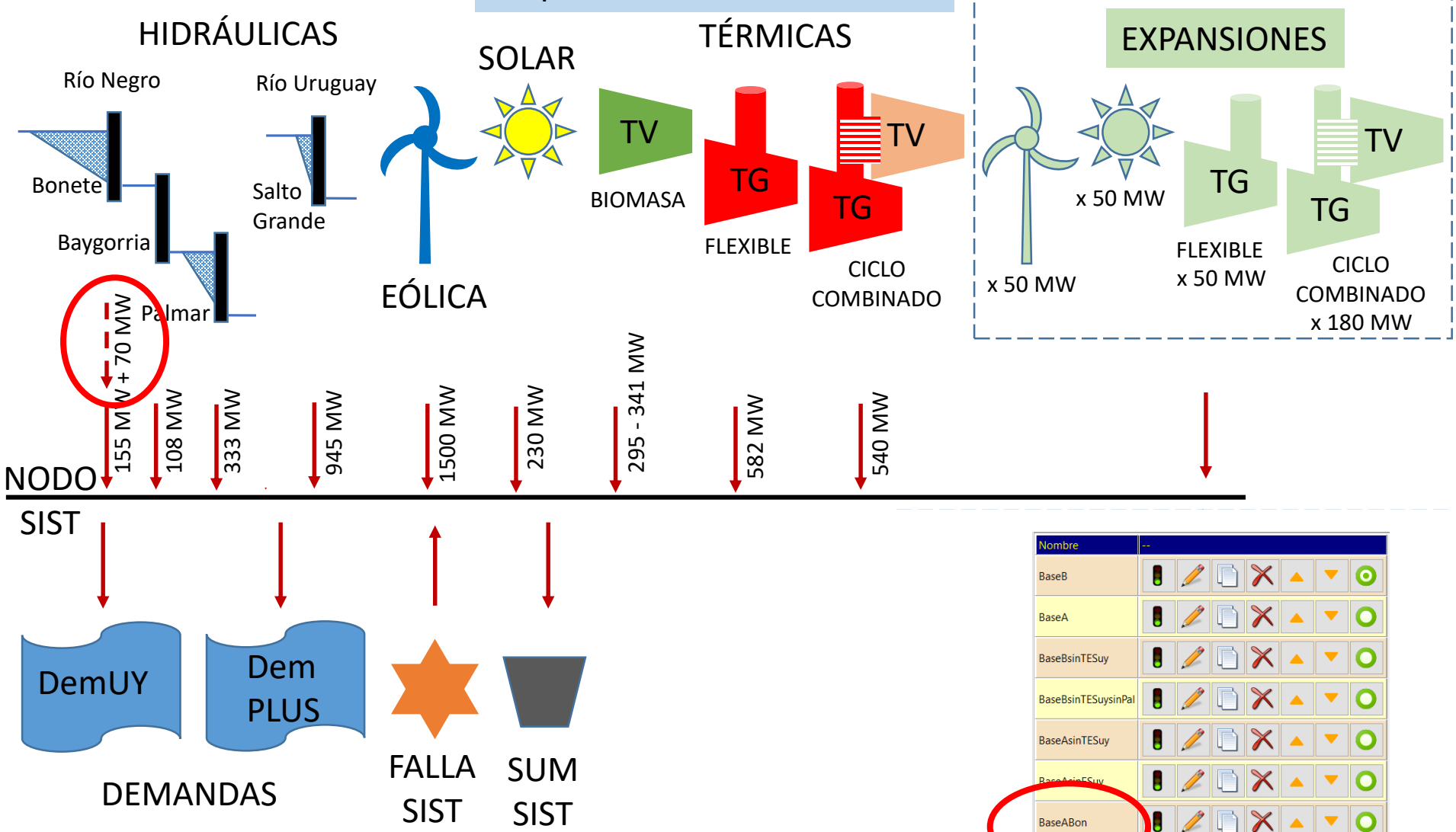
Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	940	252	1192
2025	1100	252	1352
2026	1140	252	1392
2027	1140	273	1413
2028	1160	273	1433
2029	1160	283	1443
2030	1180	284	1464
2031	1220	284	1504
2032	1220	284	1504
2033	1240	304	1544
Prom	**1182**	**279**	**1462**
	81%	**19%**	**100%**

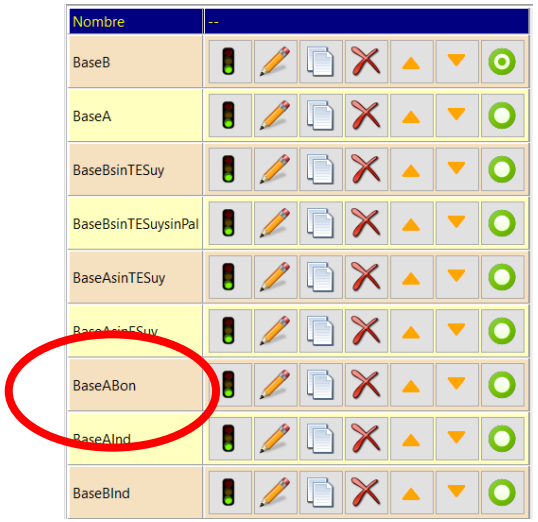
+TGs por 900 MW

PEG 7: Eólica, Solar y Térmica

SimSEE

Ampliación Bonete en el 2028



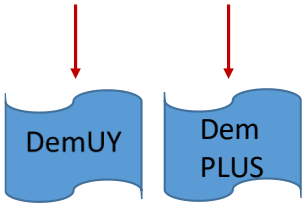


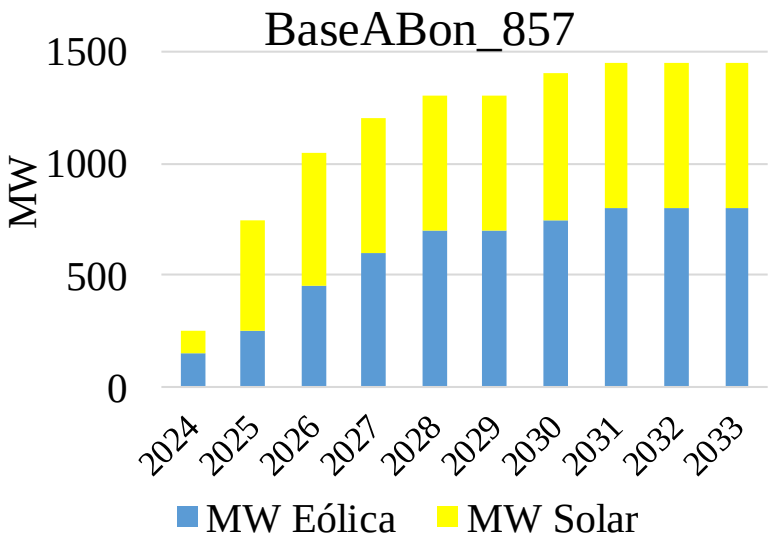
Expansiones de Eólica y Solar (1)

SimSEE

PEG7

BaseABon-TES
Problema 857

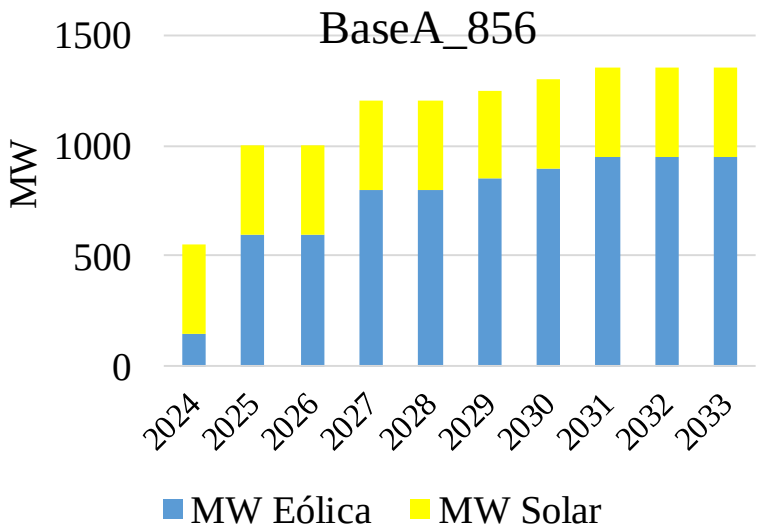




Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	60	21	81
2025	100	105	205
2026	180	126	306
2027	240	126	366
2028	279	126	405
2029	280	126	406
2030	300	137	437
2031	320	137	457
2032	320	137	457
2033	320	137	457
	280	**131**	**411**
	68%	**32%**	**100%**

PEG6

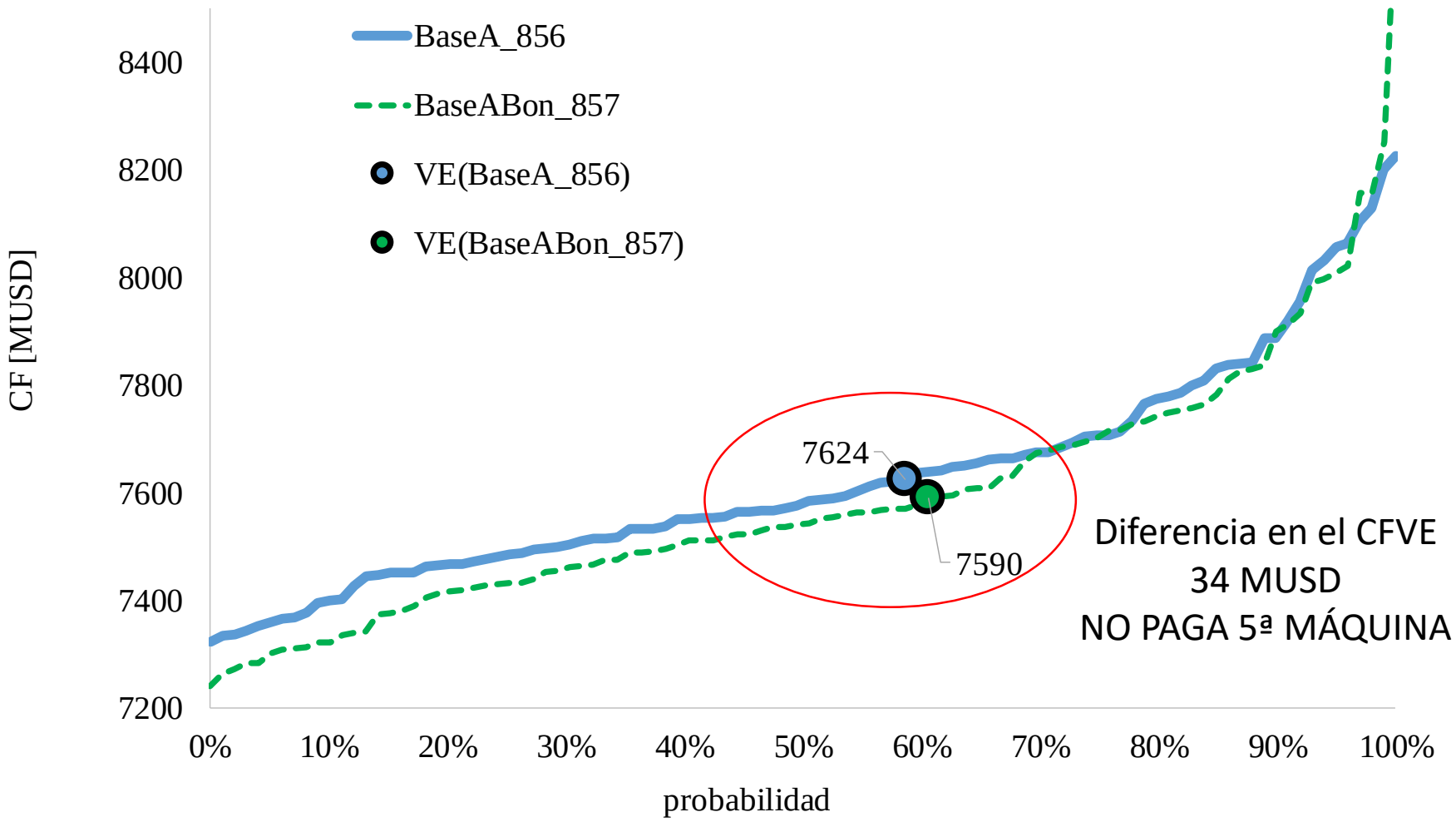
BaseA-TES
Problema 856



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
Prom	**340**	**84**	**424**
	80%	**20%**	**100%**

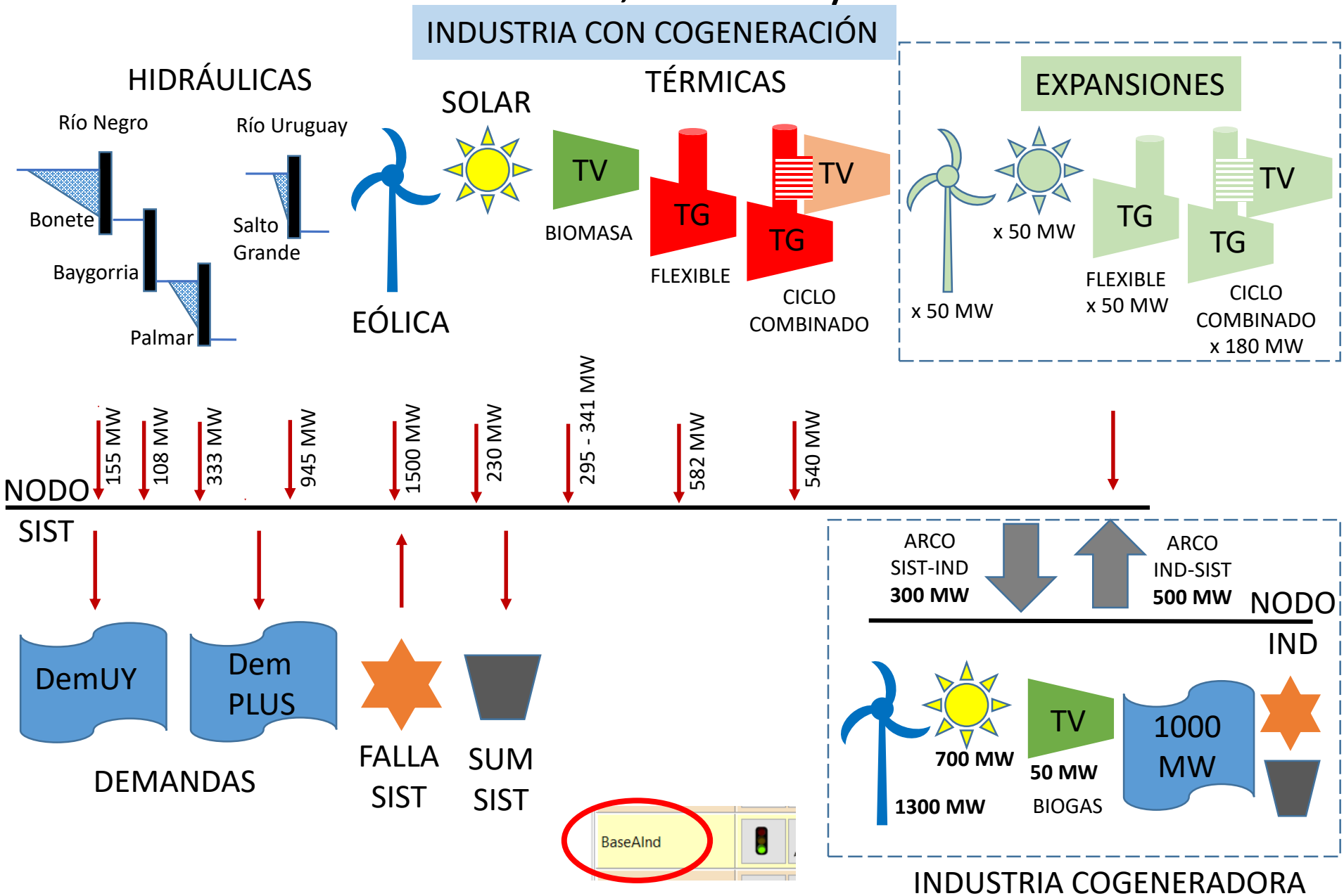
Más potencia para empuntar => mejora la participación de la solar

PEG7: Ampliación de Bonete no se paga…

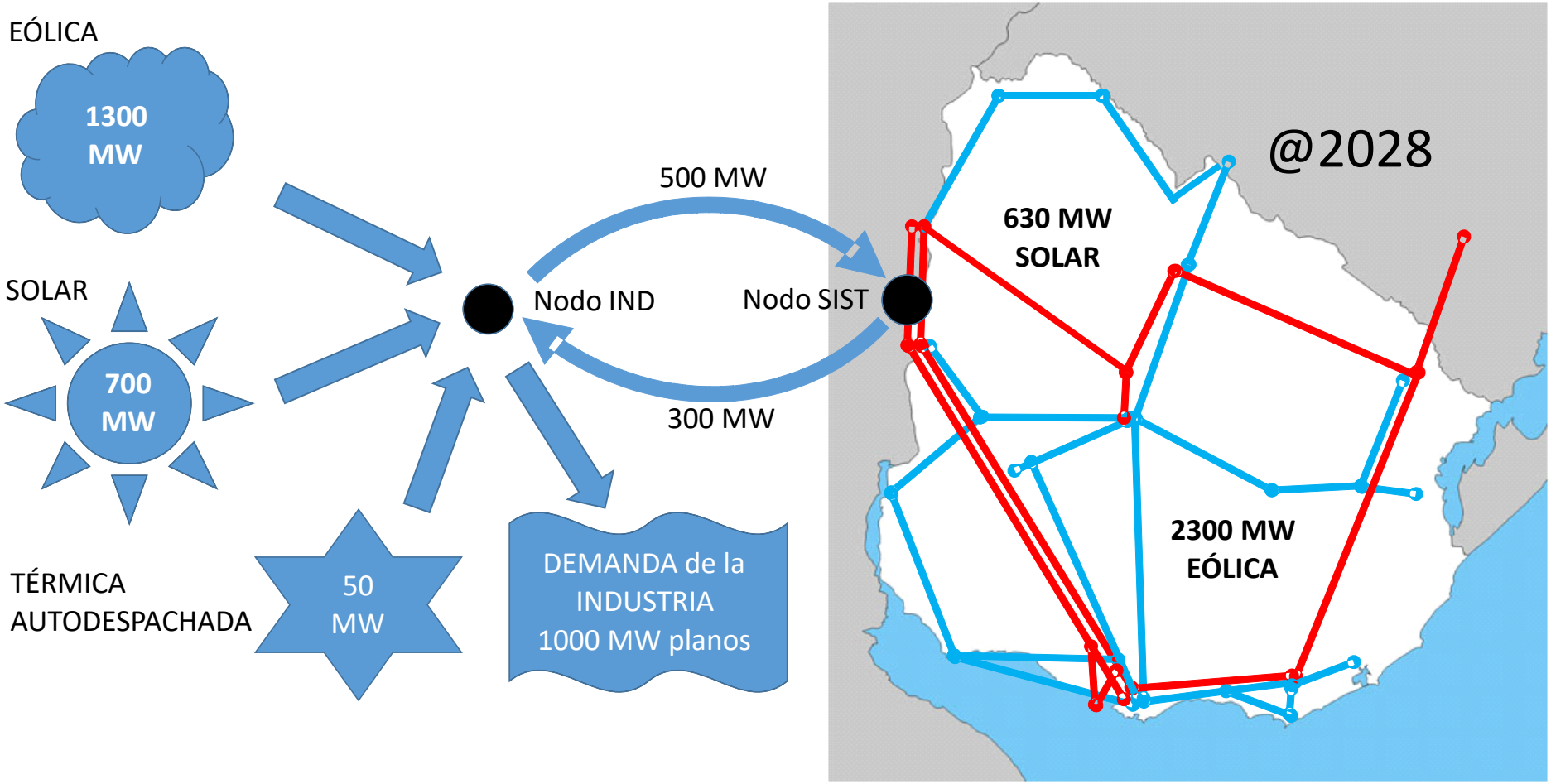


PEG 8: Eólica, Solar y Térmica

SimSEE

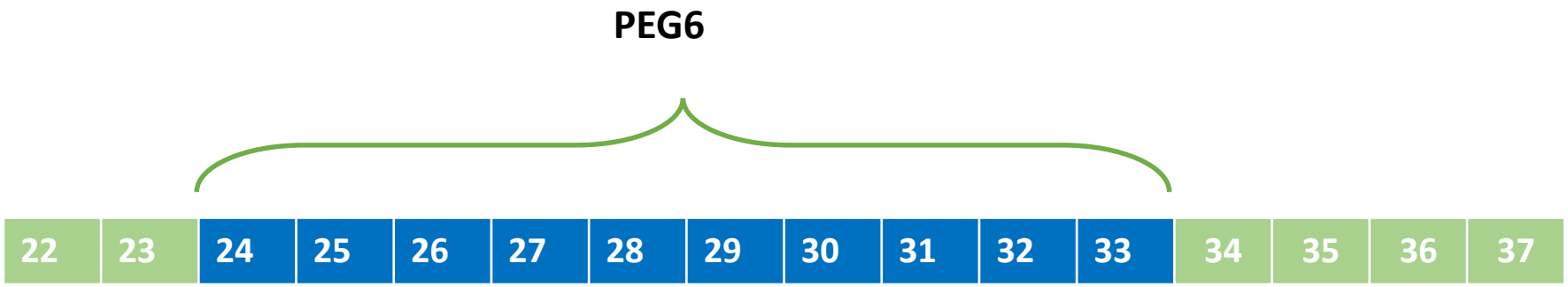


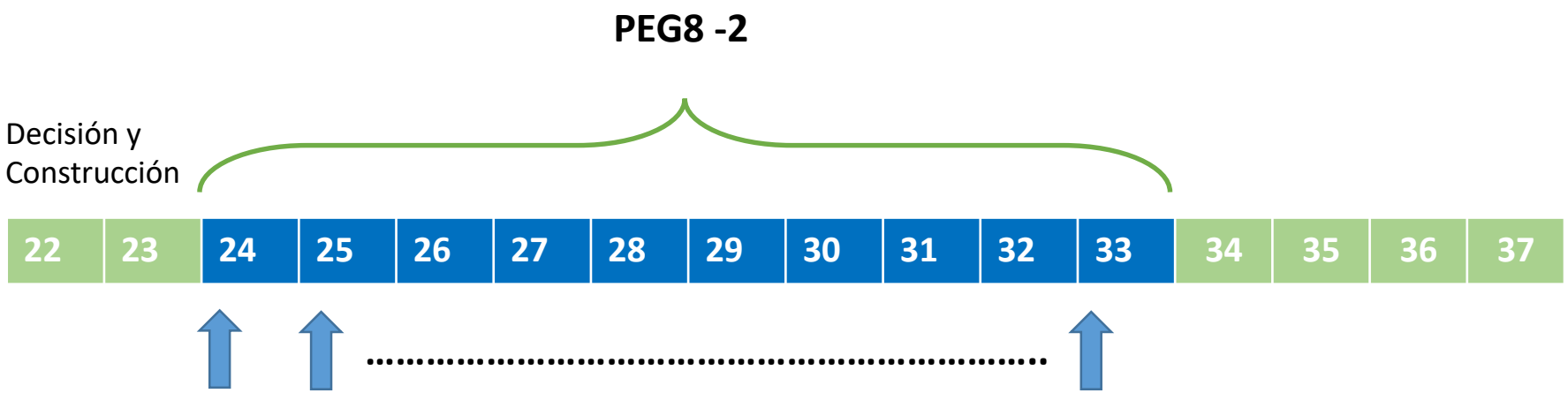
Proyecto Industrial de gran porte



¡Y falta la EXPANSIÓN ÓPTIMA por el agregado de la eventual nueva "Demanda"!

PEG 8 – 2
Expansion incremental a la PEG6



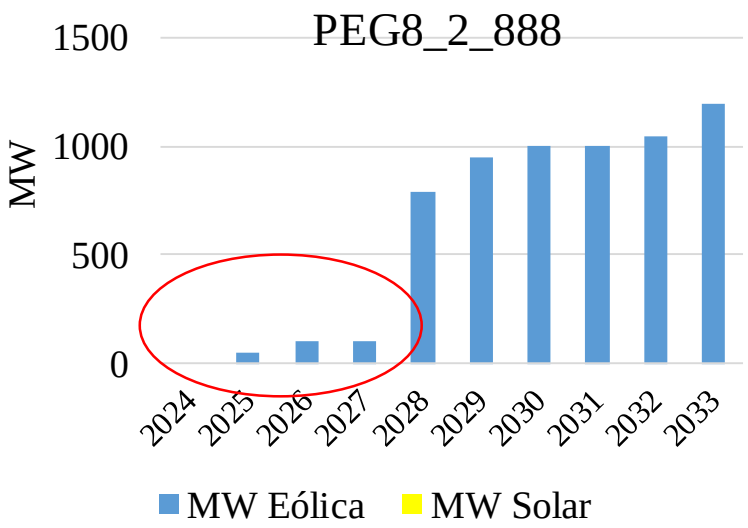


Expansiones de Eólica y Solar (1)

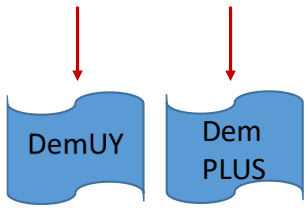
SimSEE

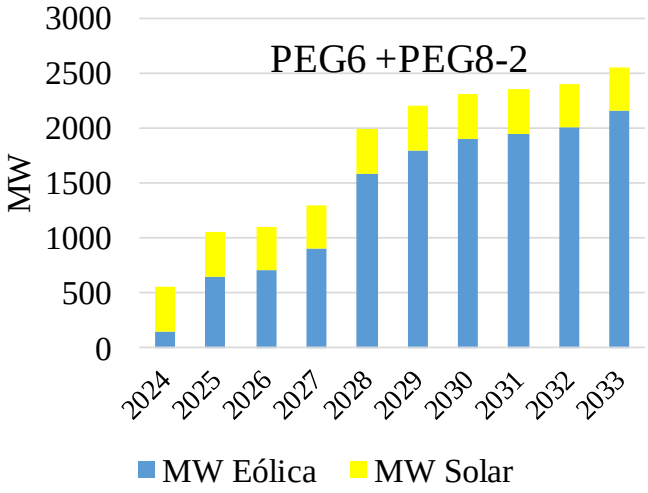
PEG8 -2

BaseAInd_856-TES
Problema 888



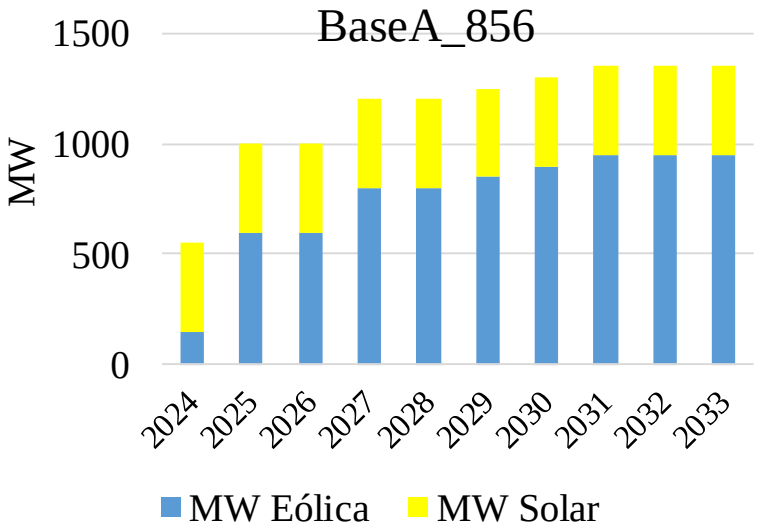
mmm…algo instala
de 2024 a 2026



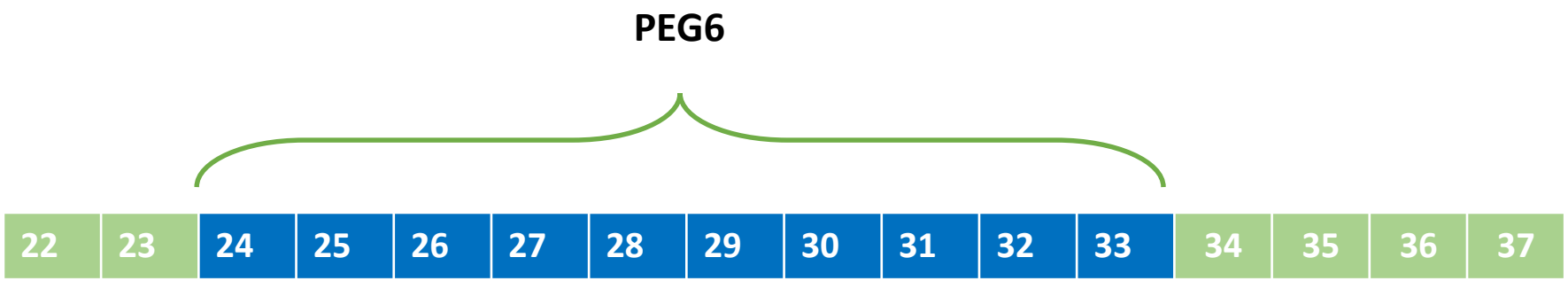


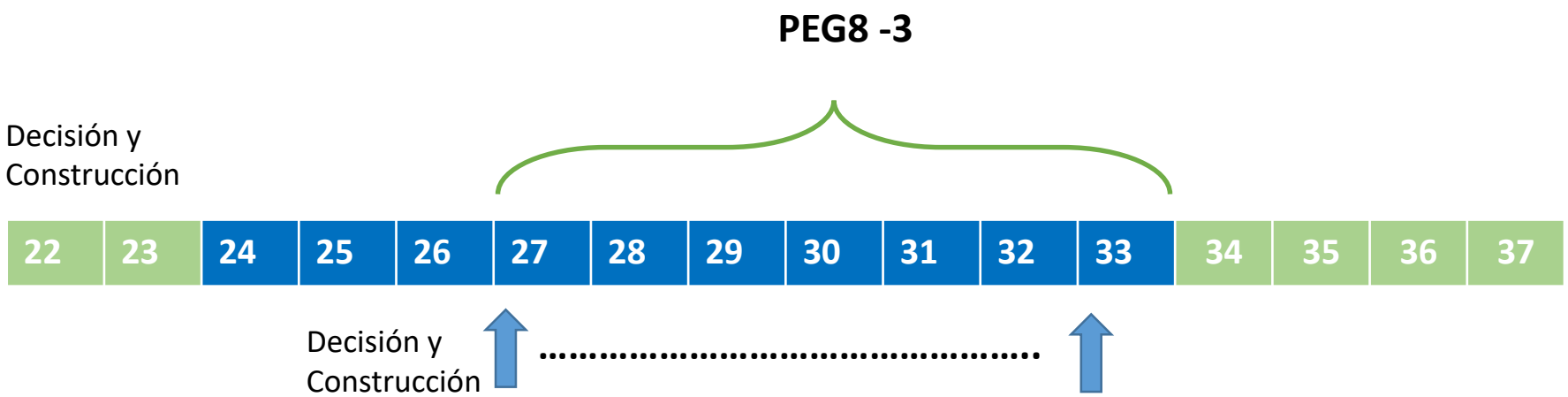
PEG6

BaseA-TES
Problema 856



PEG 8 – 3
Expansion de la PEG6 del 2027 al 2033



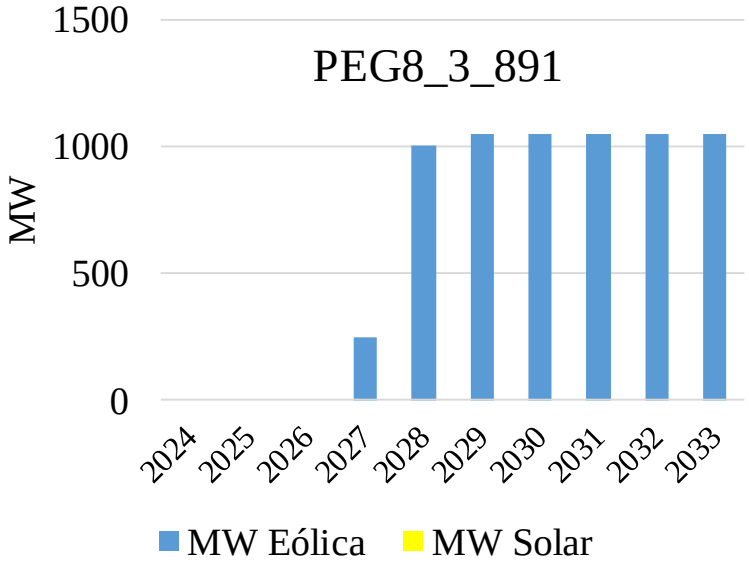


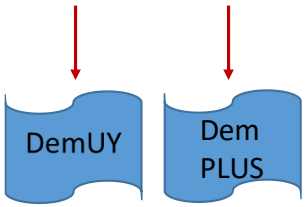
Expansiones de Eólica y Solar (1)

SimSEE

PEG8 -3

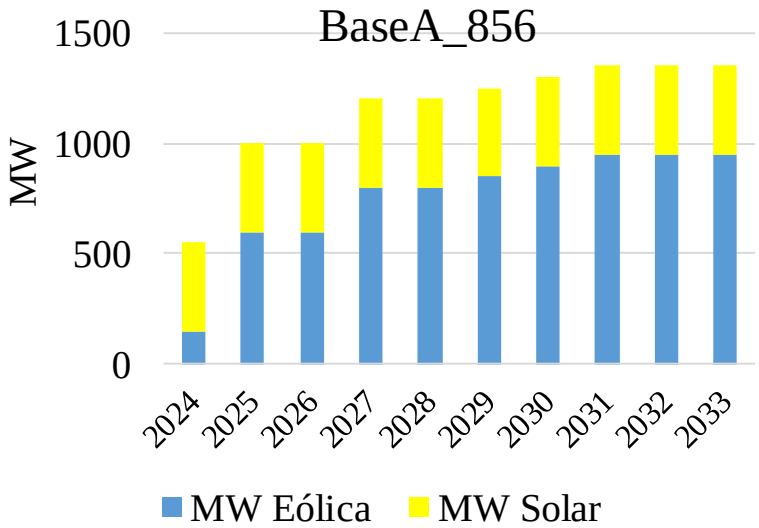
BaseAInd_856-TES
Problema 891

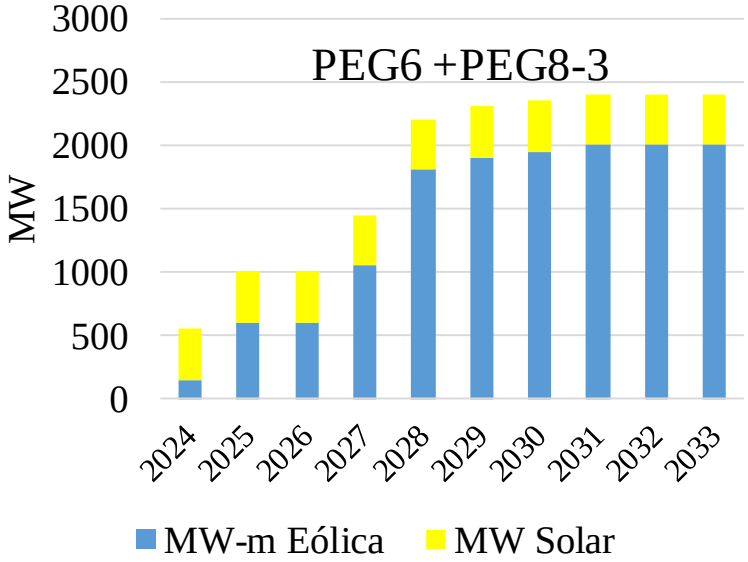




PEG6

BaseA-TES
Problema 856

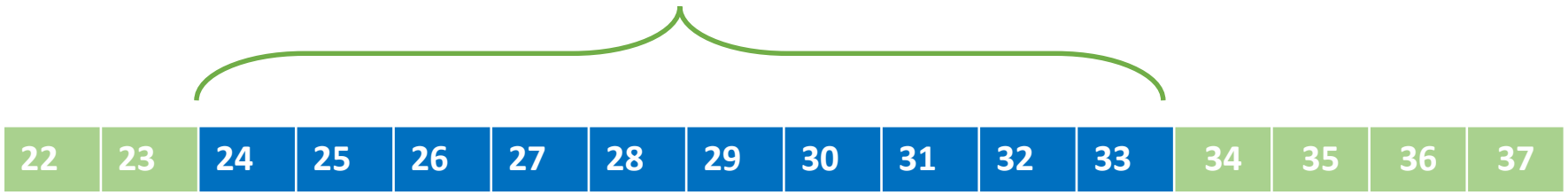




PEG 8 – 4
Expansion de la PEG6 del 2027 al 2033, Petroleo Bajo, ERNC altas y sale una TG en 2027

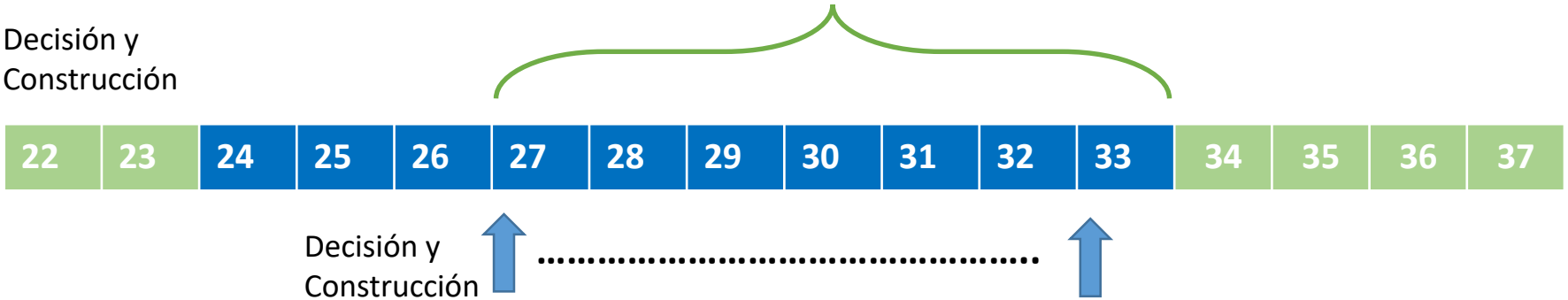
50 USD/MWh
de Eólica y Solar

PEG6



PEG8 -4

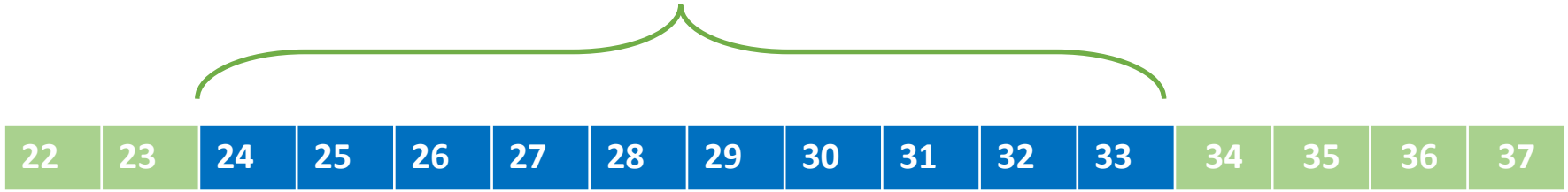
Decisión y
Construcción



PEG 8 – 5
Expansion de la PEG6 del 2027 al 2033, Petroleo Bajo, ERNC altas y salen dos TGs en 2027

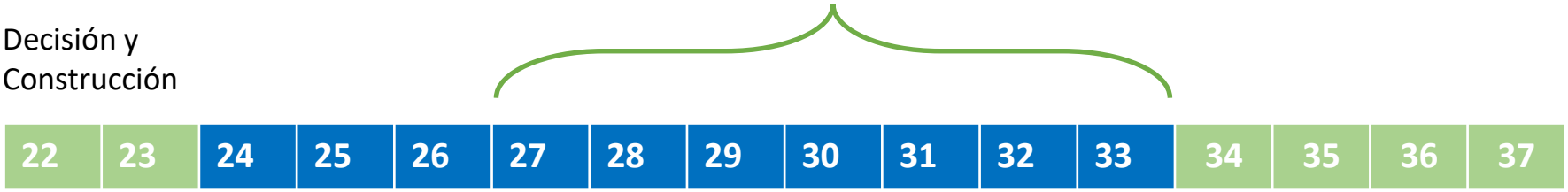
50 USD/MWh
de Eólica y Solar

PEG6



PEG8 -5

Decisión y
Construcción



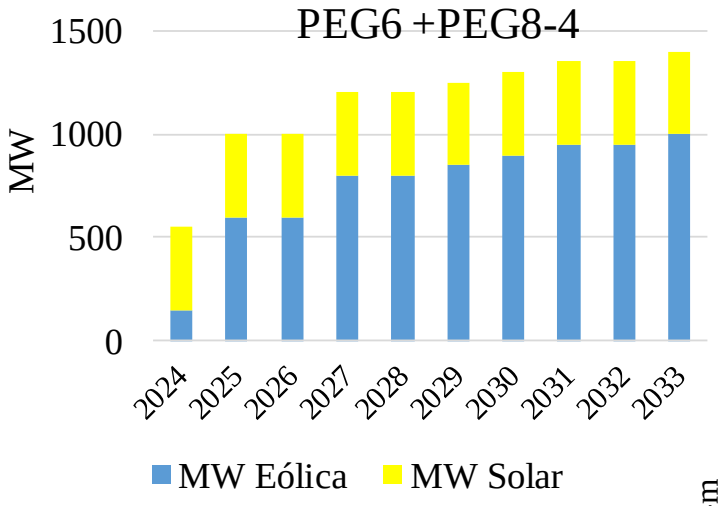
Decisión y
Construcción

Expansiones de Eólica y Solar PEG8 4 y 5

SimSEE

PEG6+ PEG8-4

Problema 893

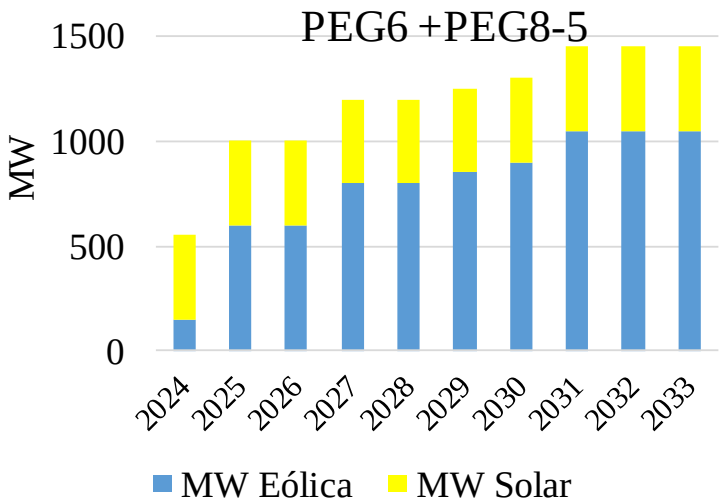


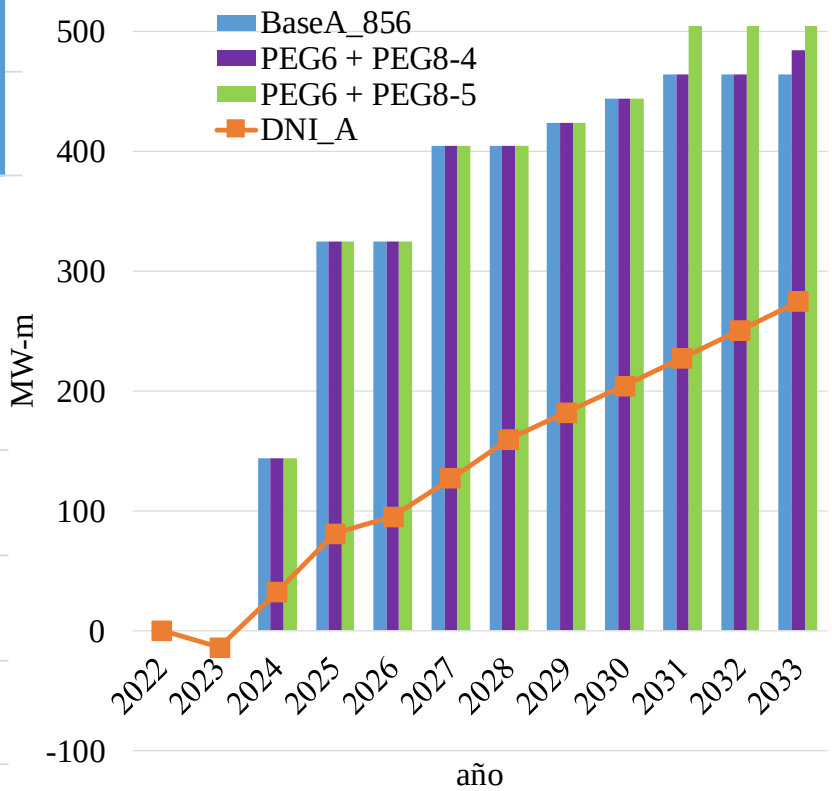
DemUY

Dem PLUS

PEG6+ PEG8-5

Problema 894



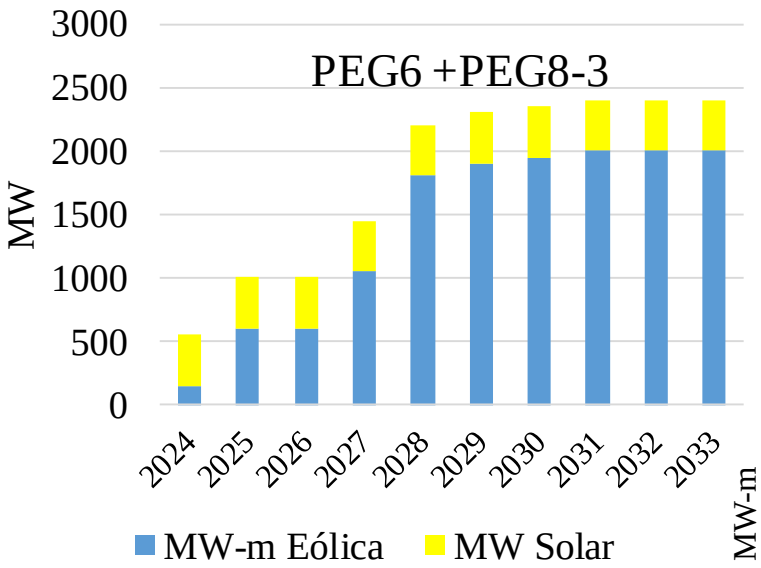


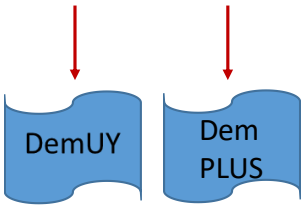
Expansiones de Eólica y Solar PEG8 3 y 5

SimSEE

PEG6+ PEG8-3

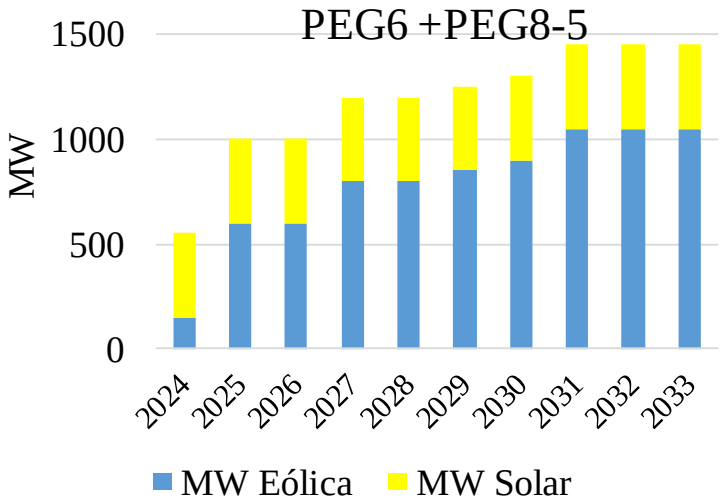
Problema 891

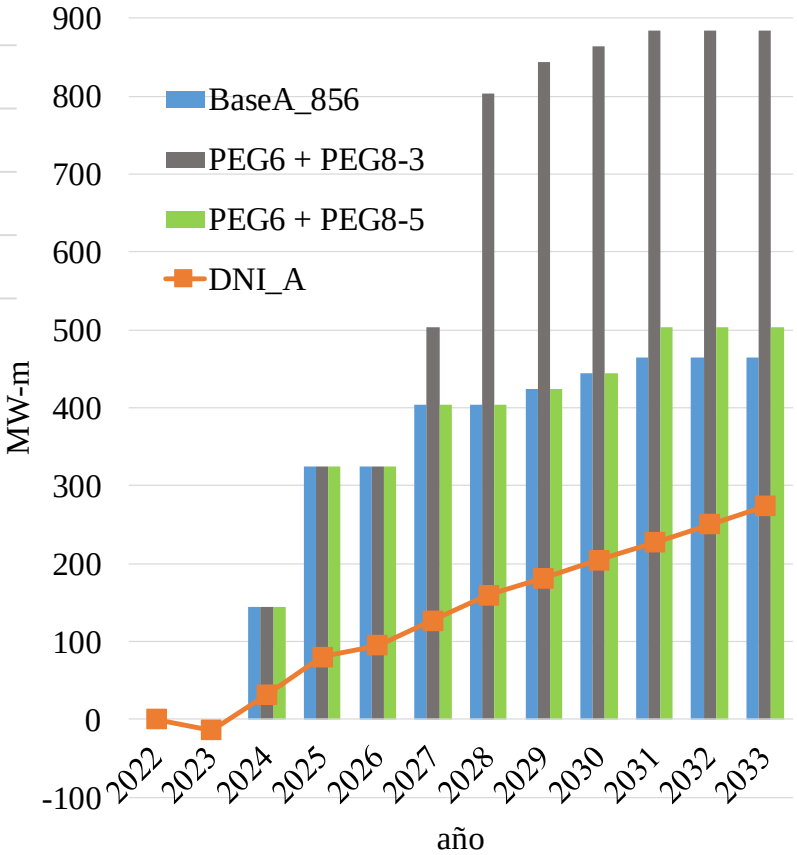




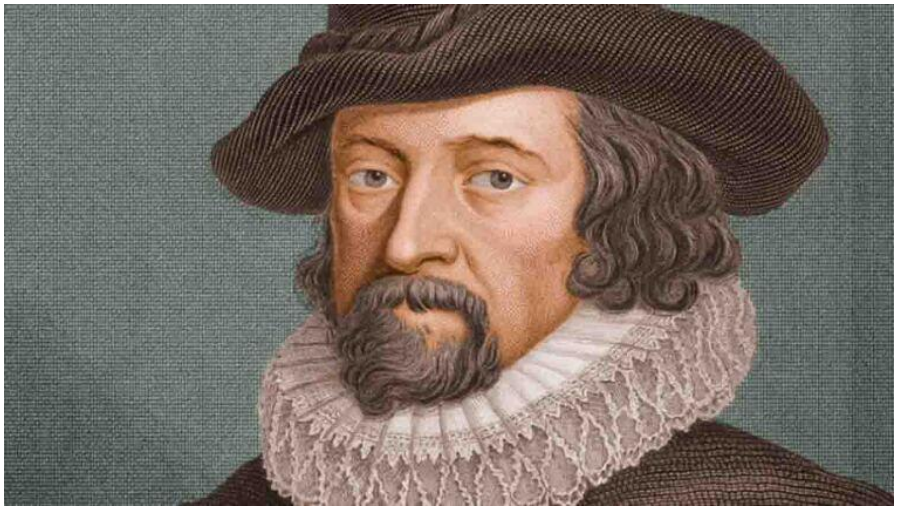
PEG6+ PEG8-5

Problema 894





“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