

Planificación de la Expansión de la Generación de Sistemas Eléctricos

7 de abril de 2026
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)
- Ejemplos
 - Caso Uruguay
 - PEG 3 y 4 curso PEGSE
 - Industria Cogeneradora, Exp. ERNC, Baterías y TGs.
 - Expansión conjunta de Generación y Trasmisión (PEGT)

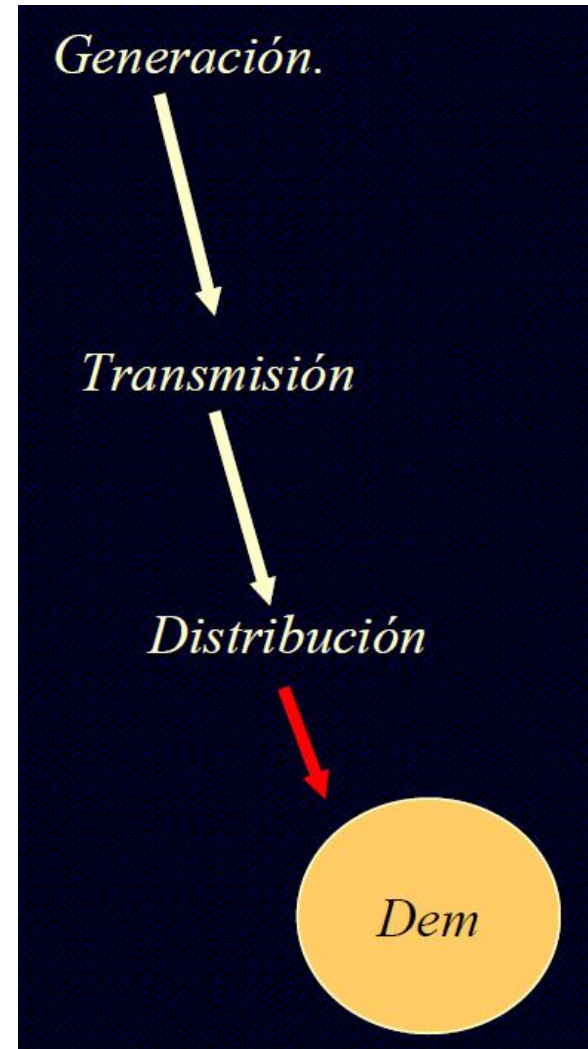
Sistema de Energía Eléctrica



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

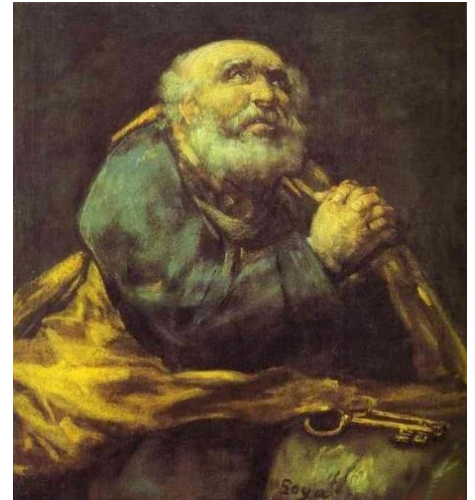
OPERADOR EN
DESPACHO
CENTRALIZADO

ESTUDIOS DE
MEDIANO Y
LARGO PLAZO

Escenarios e Hipótesis

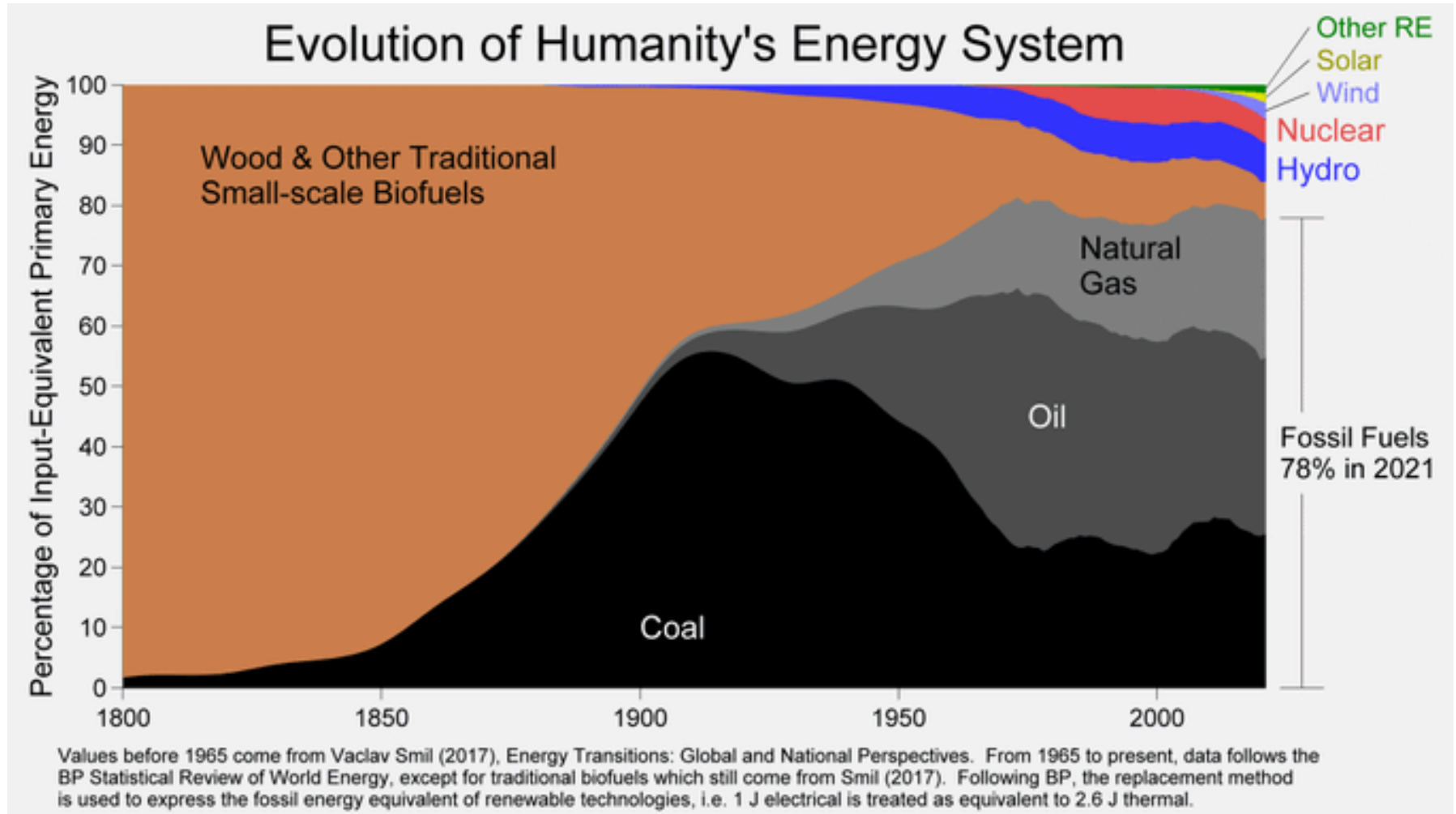
Planificar = Hipótesis y más hipótesis...

- 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

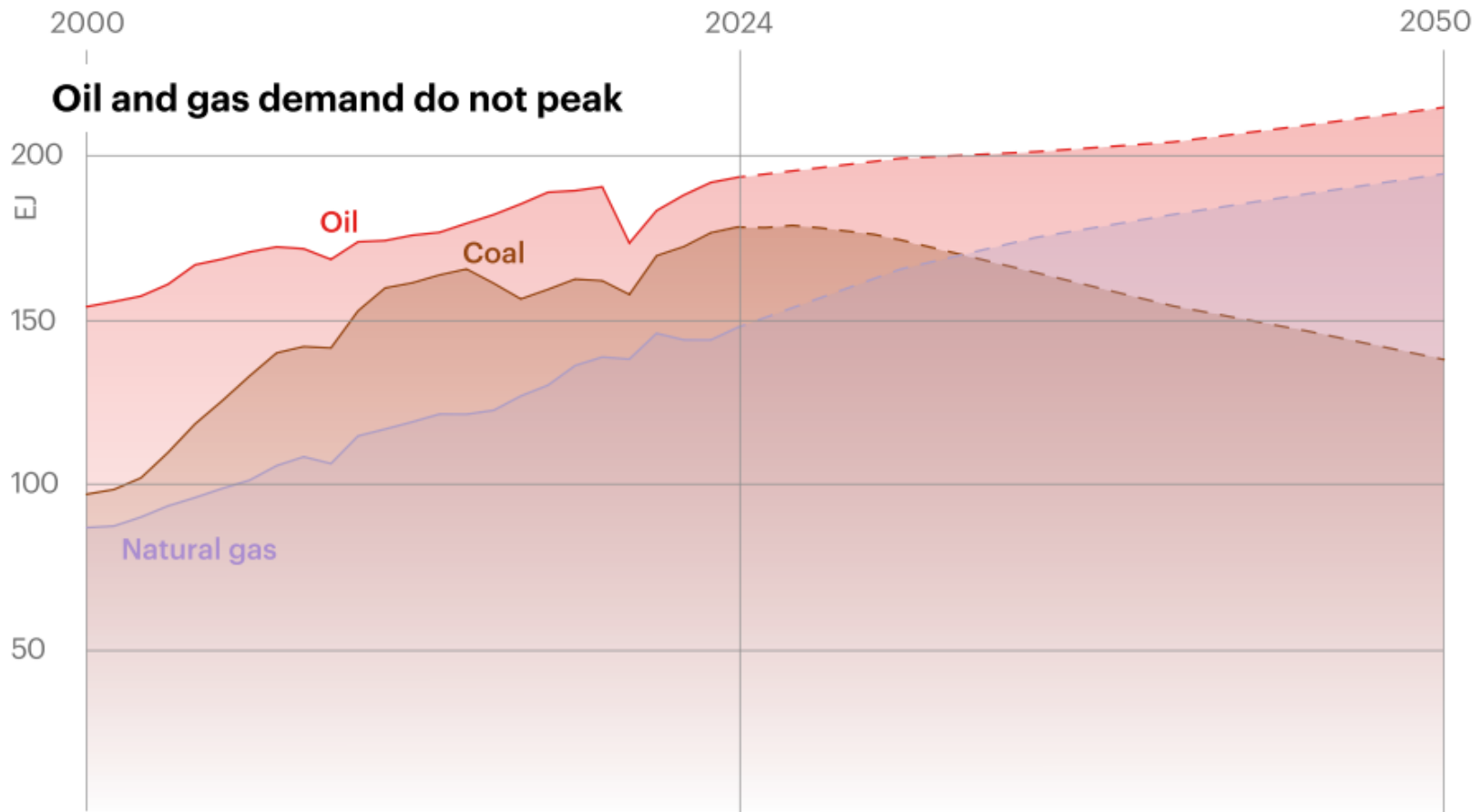
Perspectiva histórica: Recién empieza la Desarbonización...



<https://twitter.com/RArohde/status/1547181637326209024?t=jyzjI3r4txdZB3MpWCxtjw&s=08>

El fósil tiene para un buen rato.....

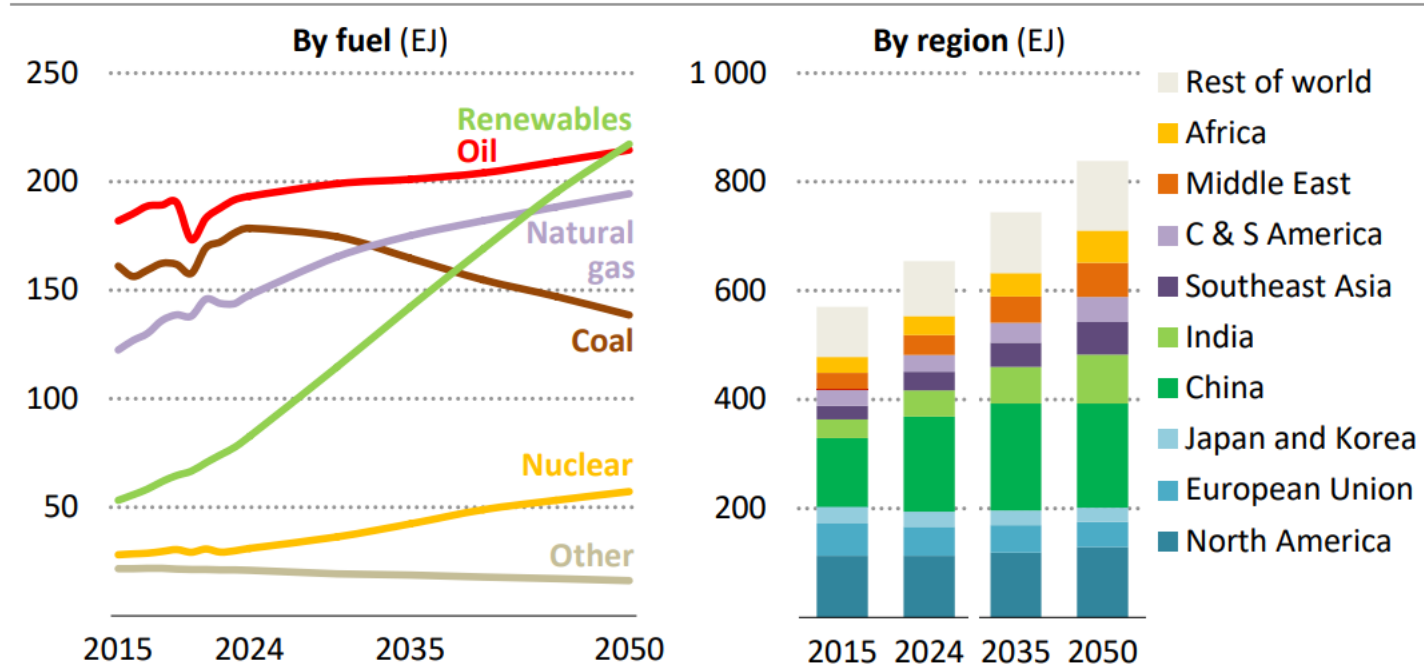
The Current Policies Scenario



<https://iea.blob.core.windows.net/assets/9753df19-0a71-422a-b725-012c555763b3/WorldEnergyOutlook2025.pdf>

Entendiendo las guerras...

Figure 3.1 ▶ Total energy demand by fuel and region in the CPS to 2050



IEA. CC BY 4.0.

Around 90% of global energy demand growth comes from emerging market and developing economies, and global oil and natural gas use rises through to 2050

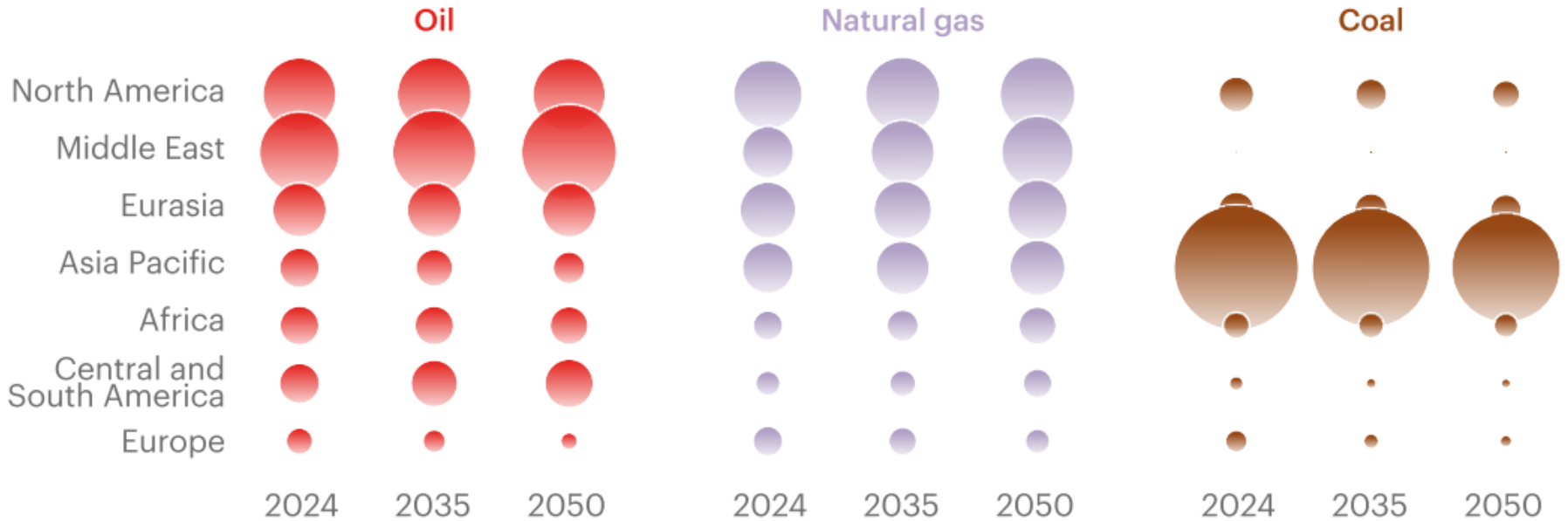
Notes: EJ = exajoule; C & S = Central and South America. Other includes traditional use of biomass and non-renewable waste.

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/9753df19-0a71-422a-b725-012c555763b3/WorldEnergyOutlook2025.pdf>

Entendiendo las guerras...

Established producers dominate fossil fuel supply through to 2050

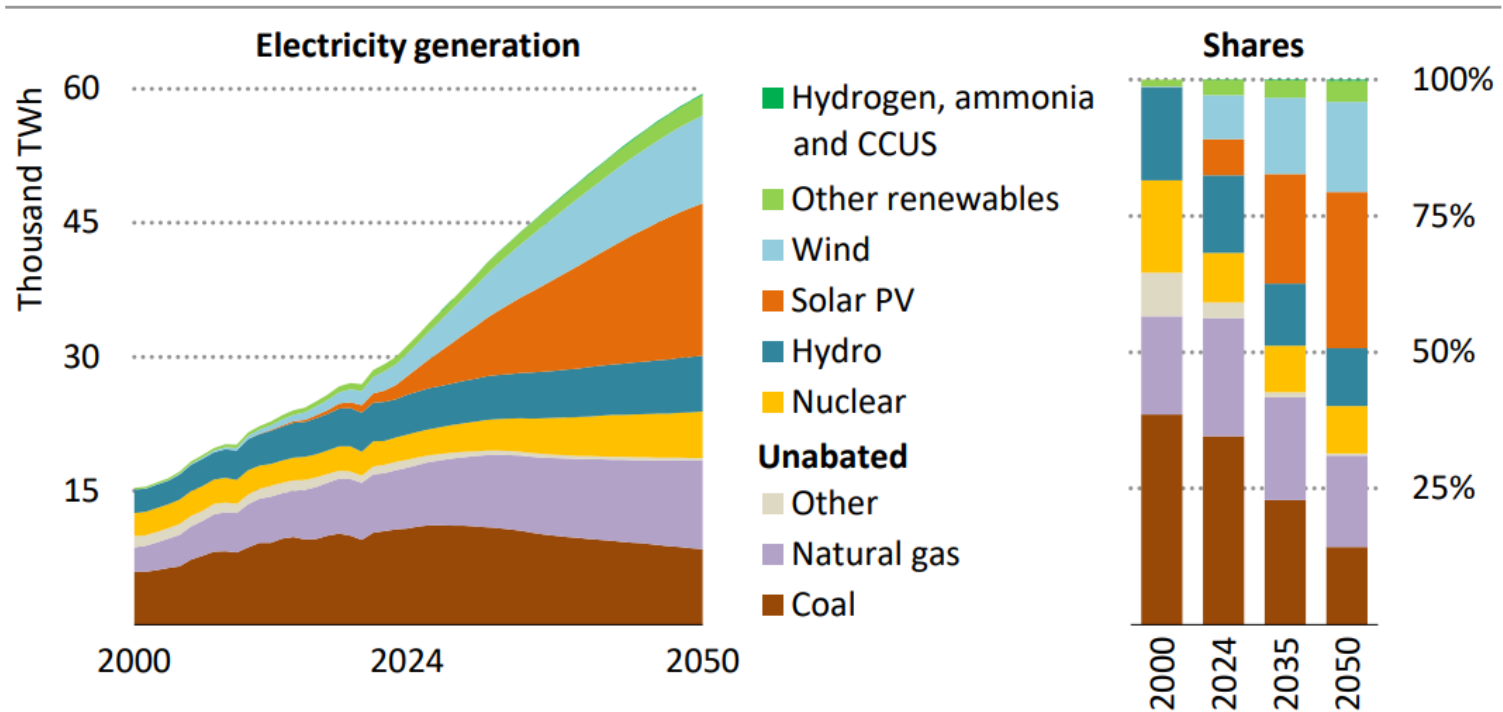
The United States remains the world's largest oil and gas producer through to 2050, but production in the Middle East grows robustly.



<https://iea.blob.core.windows.net/assets/9753df19-0a71-422a-b725-012c555763b3/WorldEnergyOutlook2025.pdf>

Sector eléctrico x 2 al 2050

Figure 3.18 ▶ Global electricity generation by source in the CPS to 2050



IEA. CC BY 4.0.

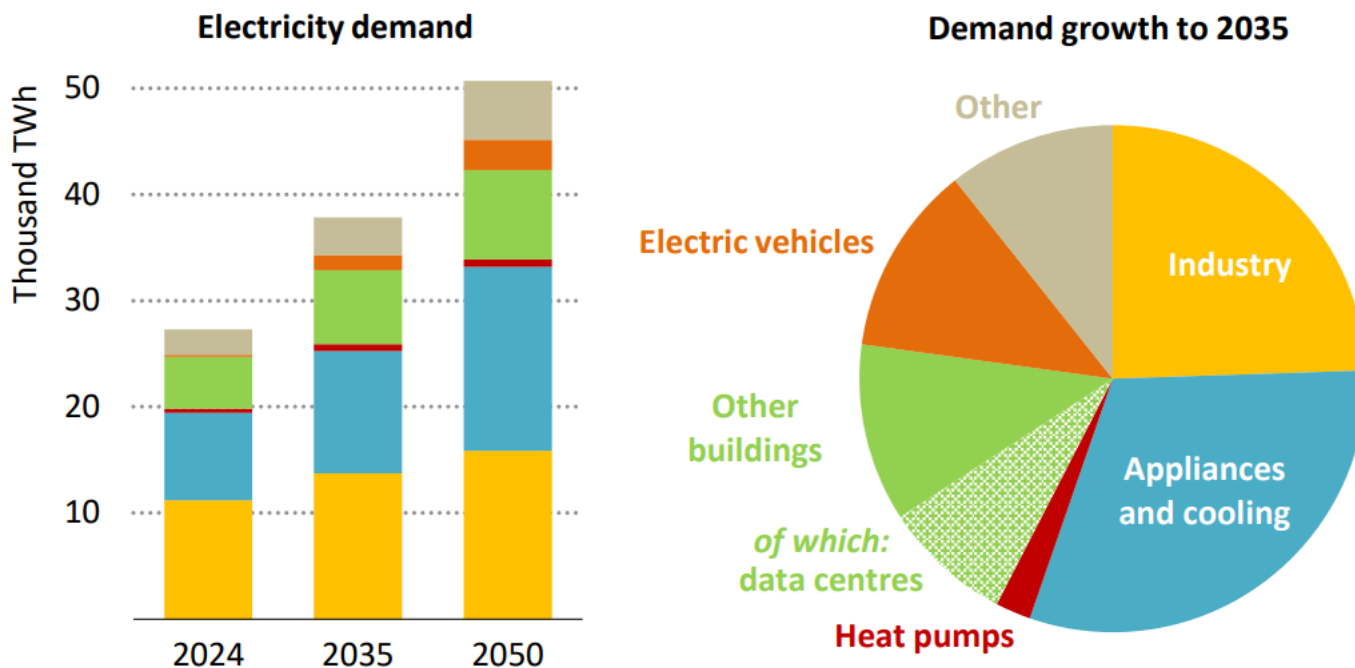
Coal and natural gas continue as the bedrock of global electricity supply into the 2030s, complemented by a nuclear comeback and fast deployment of renewables

Notes: TWh = terawatt-hour; CCUS = carbon capture, utilisation and storage. Other renewables include bioenergy and renewable waste, concentrating solar power, geothermal and marine. Other includes oil, non-renewable waste and other sources.

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/9753df19-0a71-422a-b725-012c555763b3/WorldEnergyOutlook2025.pdf>

El futuro es eléctrico...

Figure 3.16 ▶ Electricity demand by end-use, 2024-2050, and demand growth by end-use in the CPS to 2035



IEA. CC BY 4.0.

Electricity demand increases by almost 1 000 TWh each year, mostly driven by appliances, cooling and industry

Notes: Other buildings include electric space and water heating excluding heat pumps, lighting, cooking, desalination and data centres. Other includes agriculture, non-road transport and other energy sector.

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/9753df19-0a71-422a-b725-012c555763b3/WorldEnergyOutlook2025.pdf>

Las fuerzas de cambio

Para el 2050, la población del mundo necesitará 100 % más energía eléctrica que hoy.

Cada región tiene contextos muy diferentes y compiten entre sí

China, India y Japón

Medio Oriente

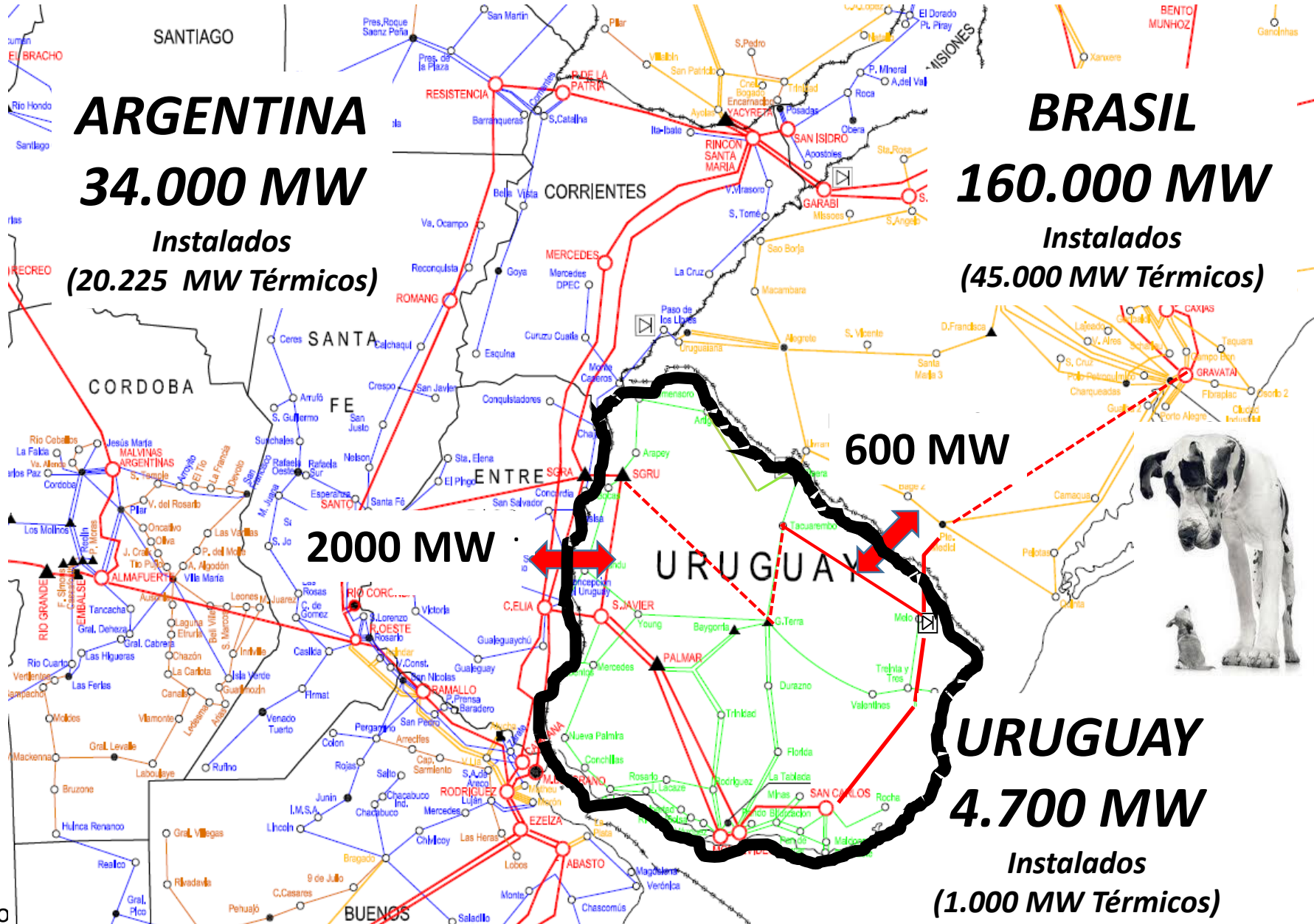
África

Latino América

América del Norte y Europa



Integración vs. Riesgo y Soberanía



ARGENTINA
34.000 MW
 Instalados
 (20.225 MW Térmicos)

BRASIL
160.000 MW
 Instalados
 (45.000 MW Térmicos)

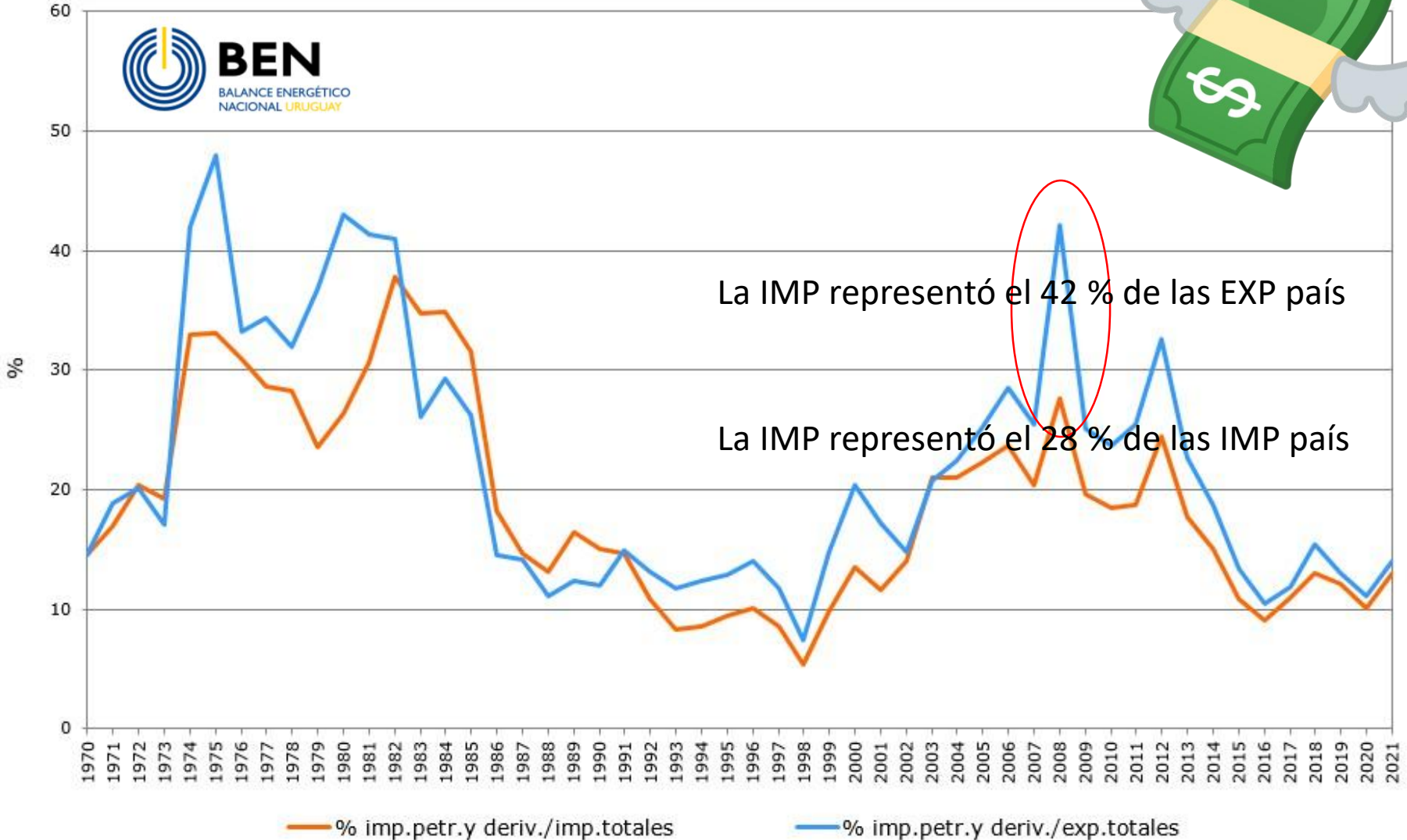
2000 MW

600 MW

URUGUAY
4.700 MW
 Instalados
 (1.000 MW Térmicos)



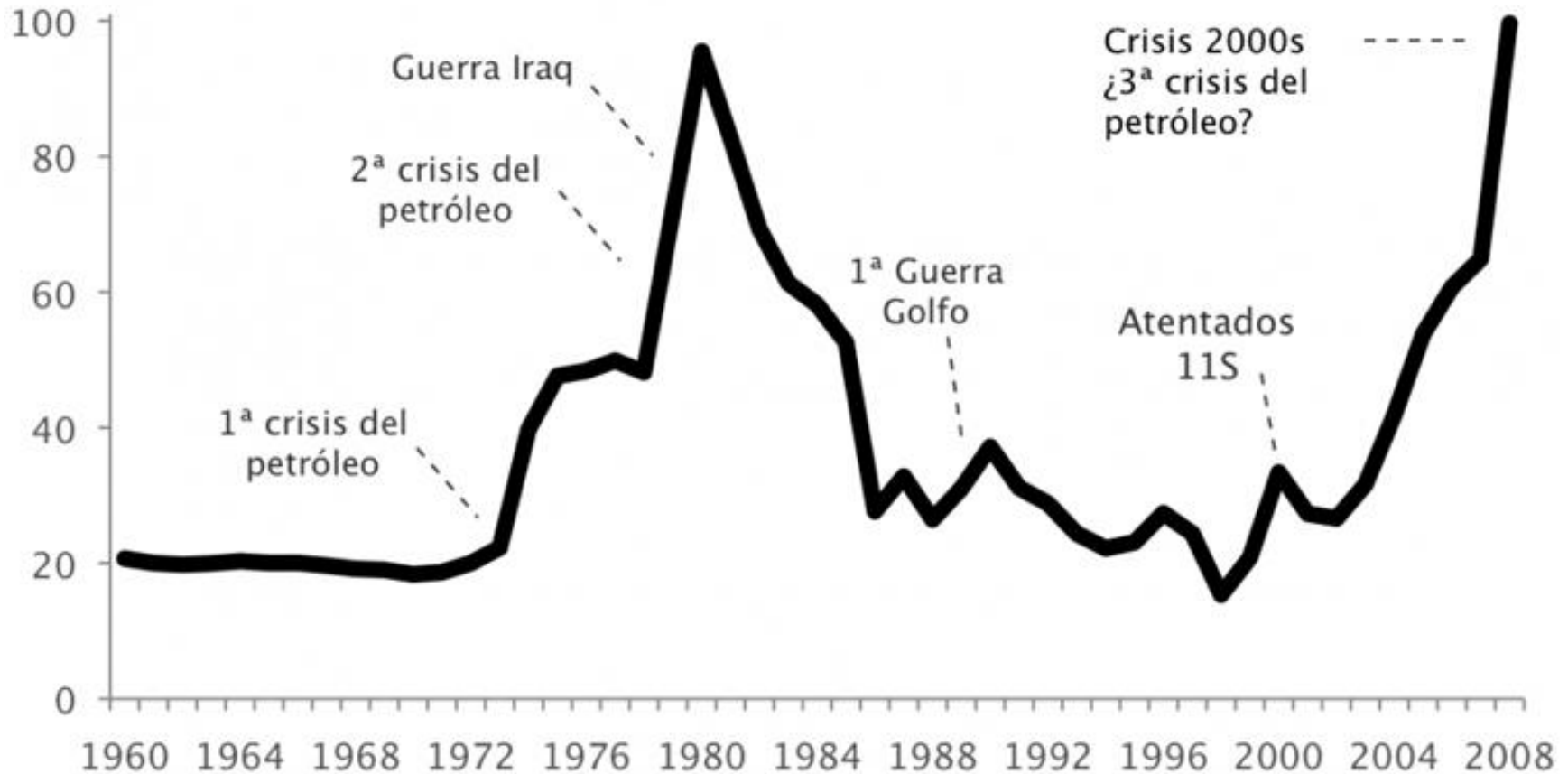
Uruguay y el racionamiento de energía eléctrica...



Vulnerabilidad a las variabilidades...

Precio del Petróleo — Perspectiva Histórica

Barril Texas (dólares de 2007)



Vulnerabilidad a las variabilidades...

El petróleo crudo Brent reacciona en momentos de inestabilidad global

Los precios tienden a caer cuando la economía se desacelera y a subir cuando el suministro de petróleo se reduce o está en riesgo.

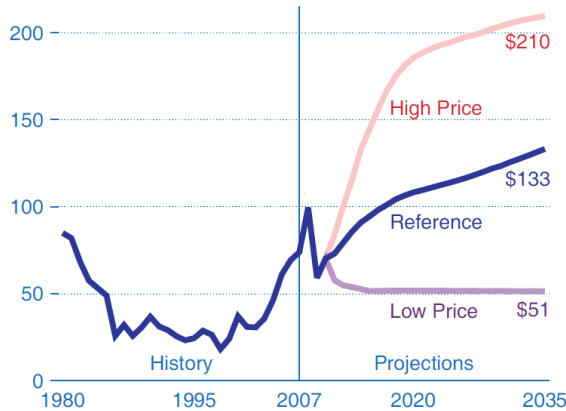
Precio mensual por barril, de enero de 2006 a marzo de 2026



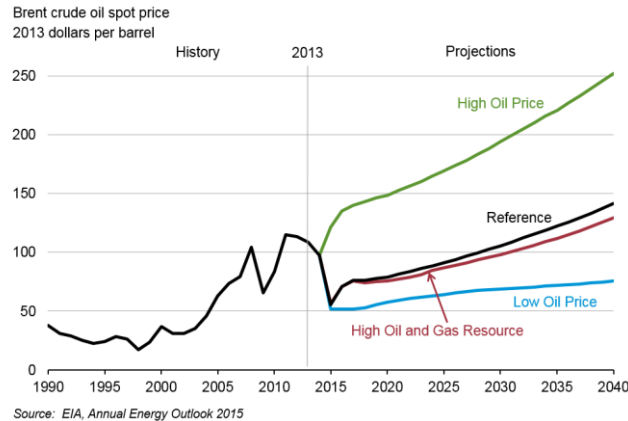
- ① **Septiembre de 2008** Inicio de la crisis financiera global
- ② **Marzo de 2020** Inicio de la pandemia de covid-19
- ③ **Febrero de 2022** Rusia inicia la invasión a gran escala de Ucrania
- ④ **Febrero de 2026** Israel y EE.UU. comienzan ataques contra Irán

Modelado del costo de los fósiles

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

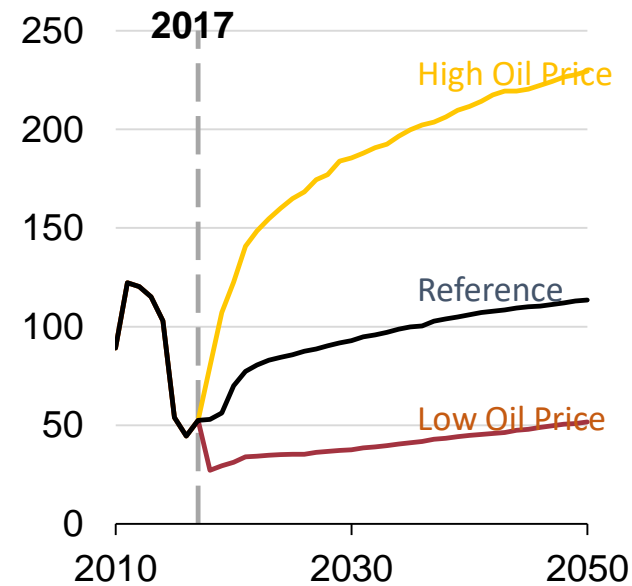


AEO2015 explores scenarios that encompass a wide range of future crude oil price paths



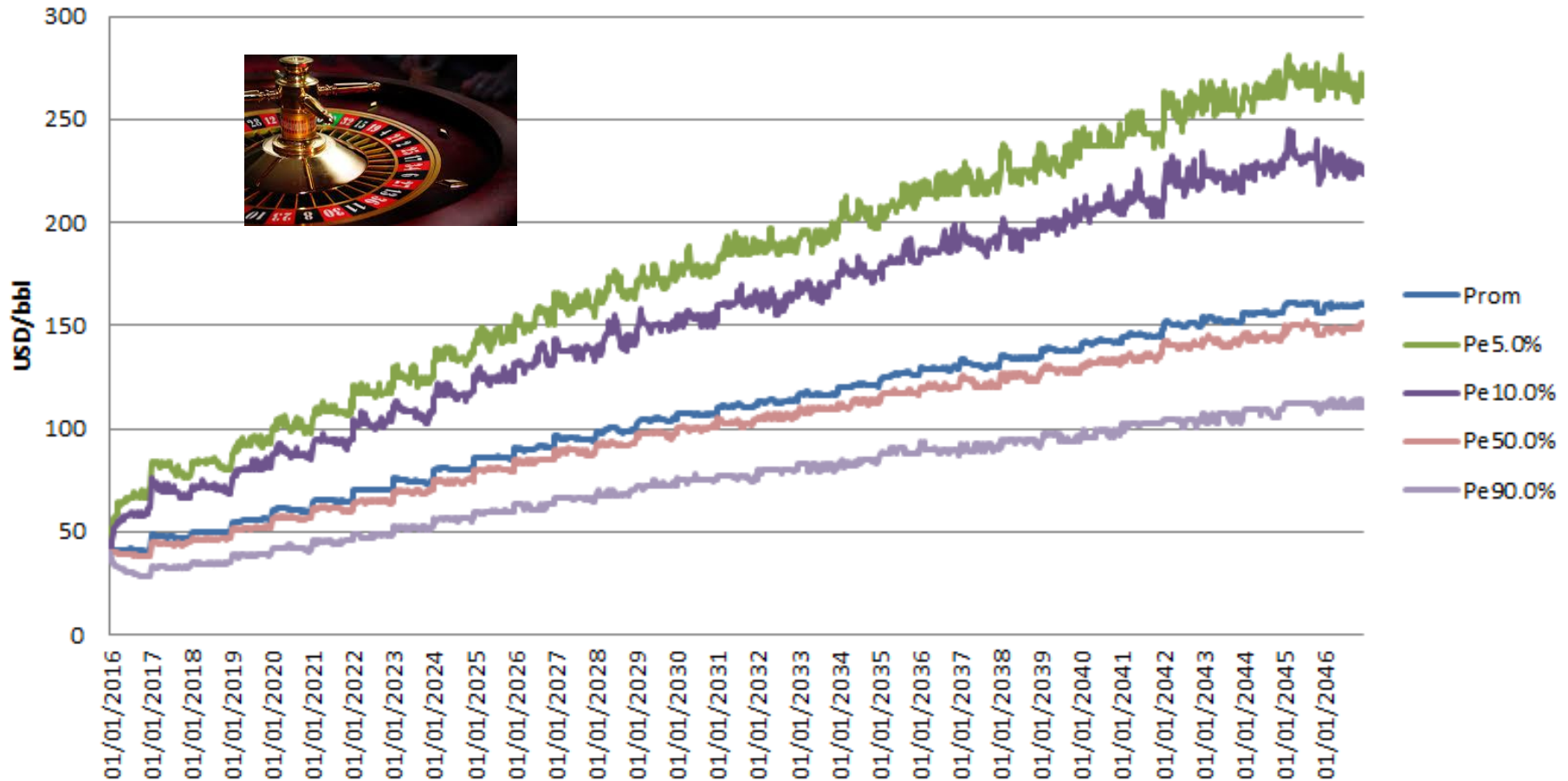
Source: EIA, Annual Energy Outlook 2015

North Sea Brent oil price 2017 dollars per barrel

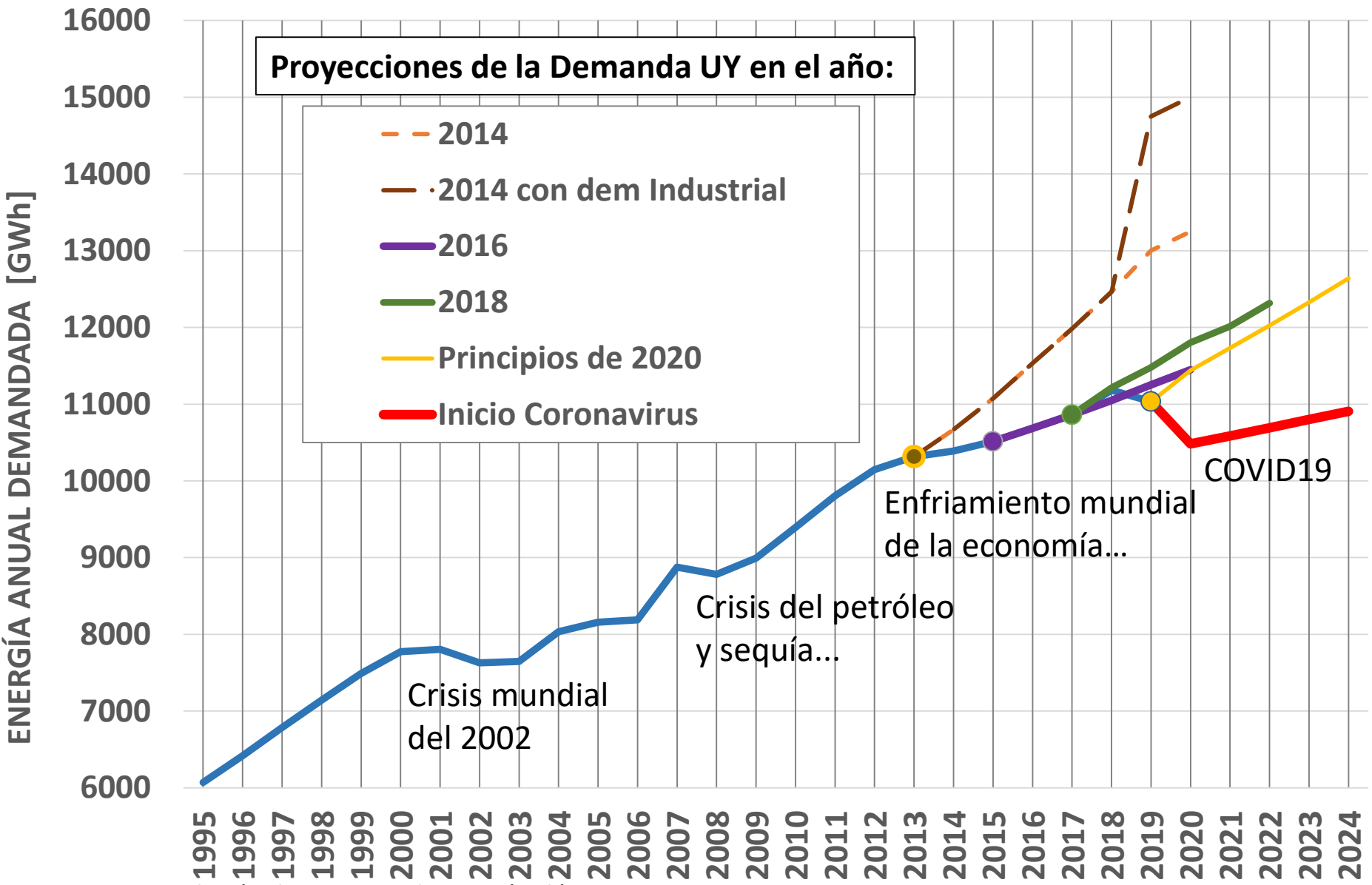


El petróleo es una fuente aleatoria más...

Variación del Precio del Petróleo - Caso Base

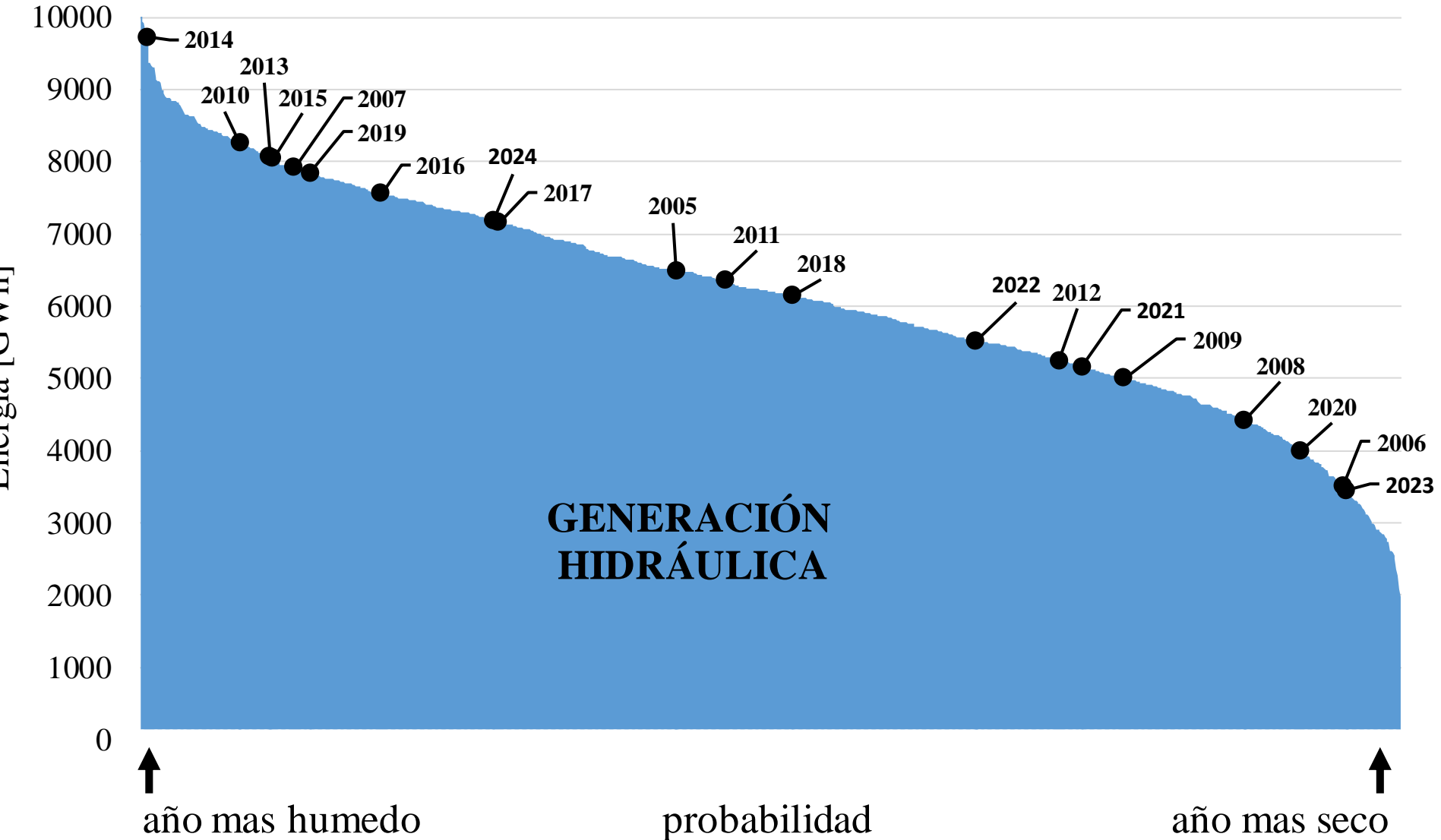


La que *Manda* es la *Demanda*



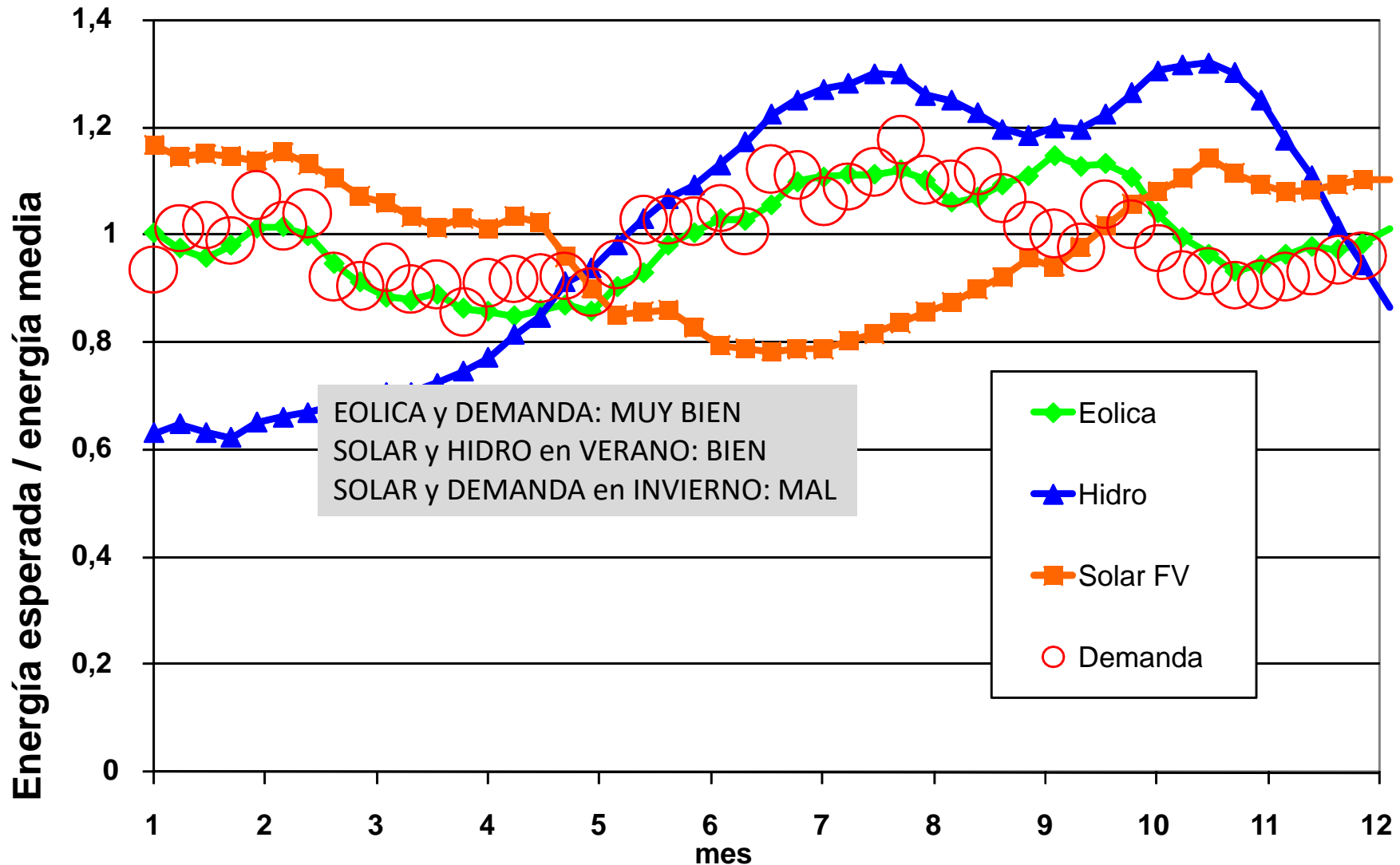
Conocimiento de los Recursos

Histórico de Generación Hidráulica de Uruguay

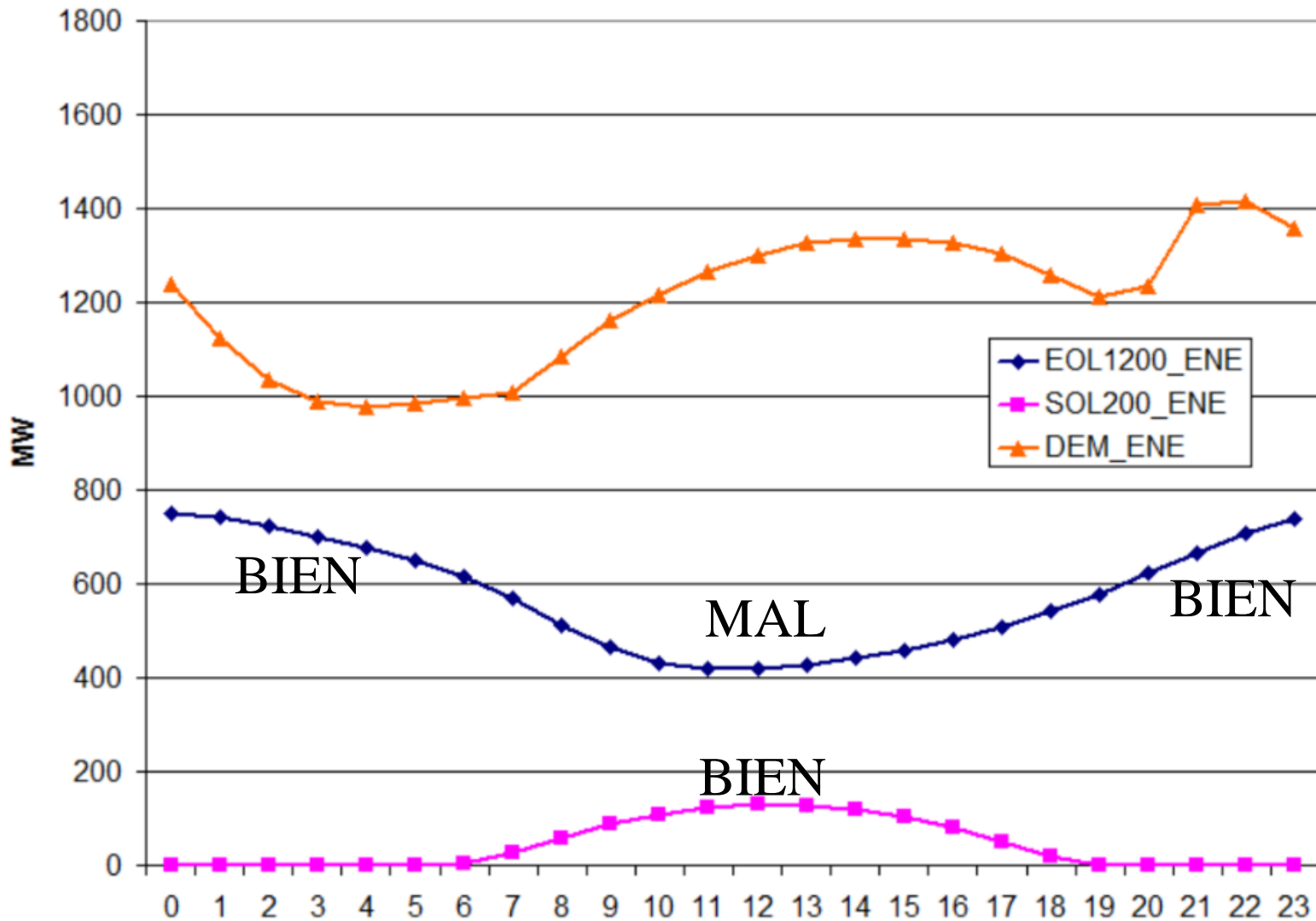


La importancia de las Correlaciones

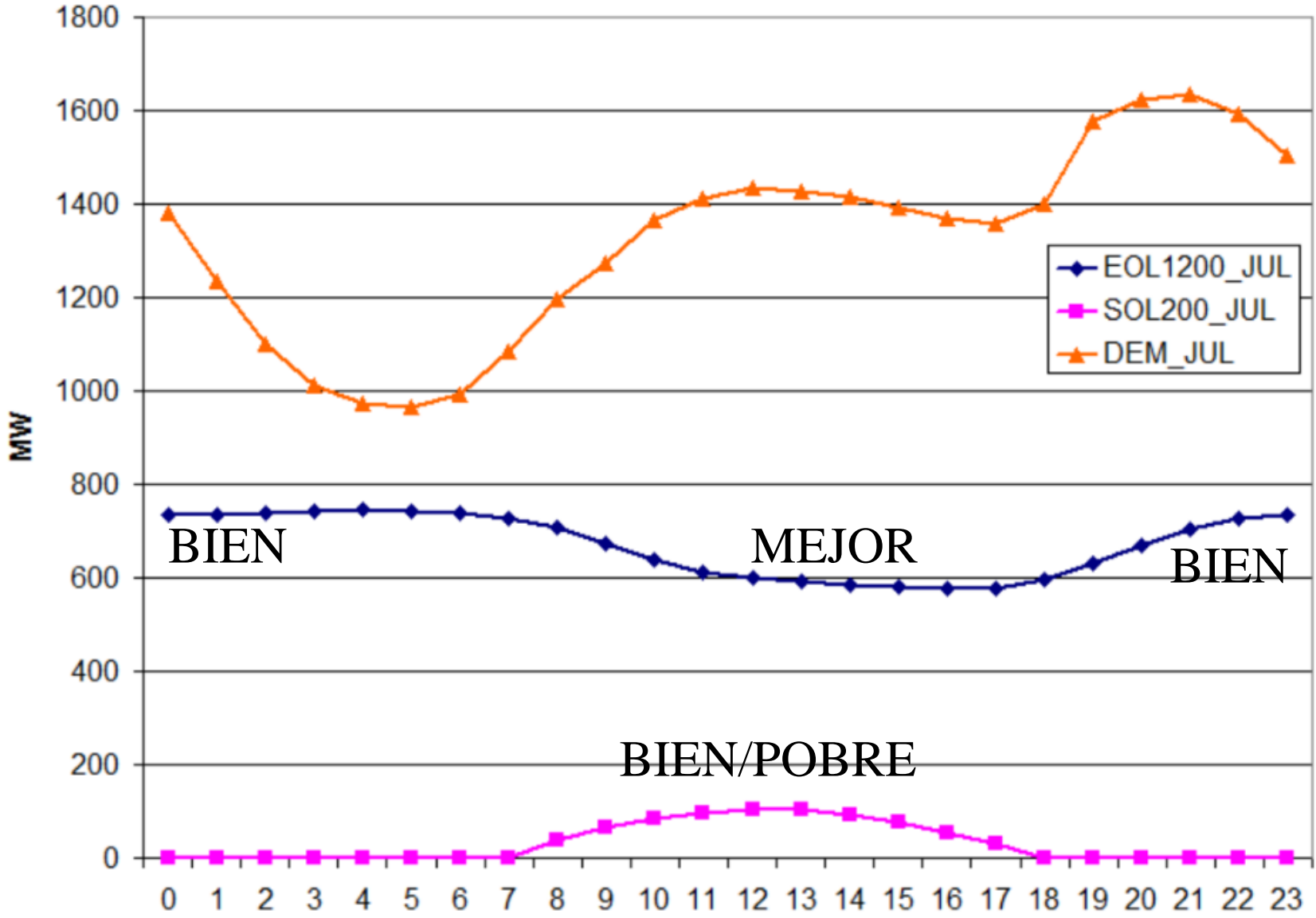
Por ejemplo en Uruguay Demanda y recursos están muy bien correlacionados



Perfil diario Valor Esperado VERANO



Perfil diario Valor Esperado INVIERNO



No todo sirve para todo

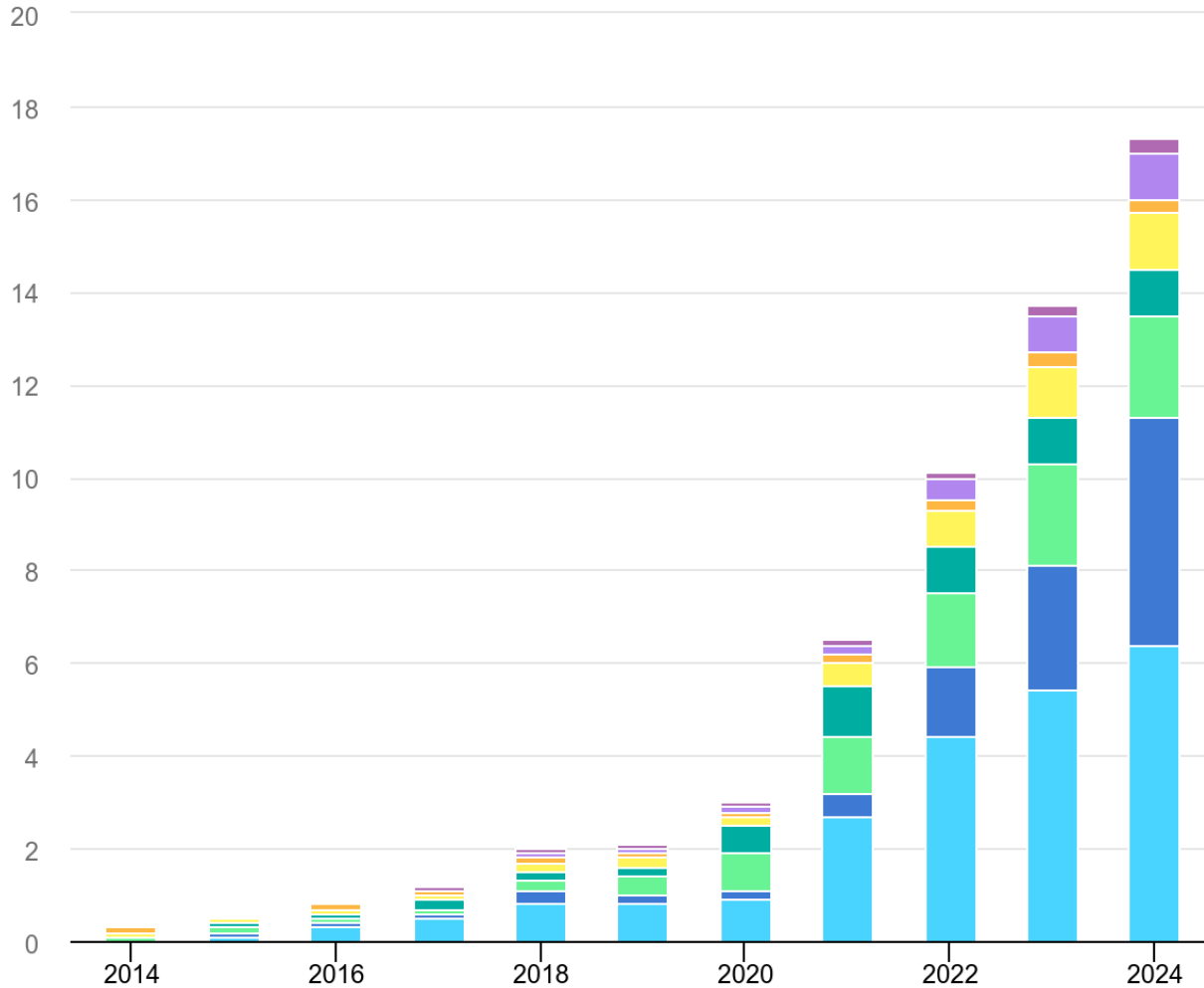
Energy Resources—Matrix of Applications

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 ⁽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		✓	✓

Trends in electric car markets



Source: IEA.
International Energy Agency
Website: www.iea.org

Revised version, July 2025
Information notice found at:
www.iea.org/corrections



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

La demanda anual de energía aumentaría **500 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**

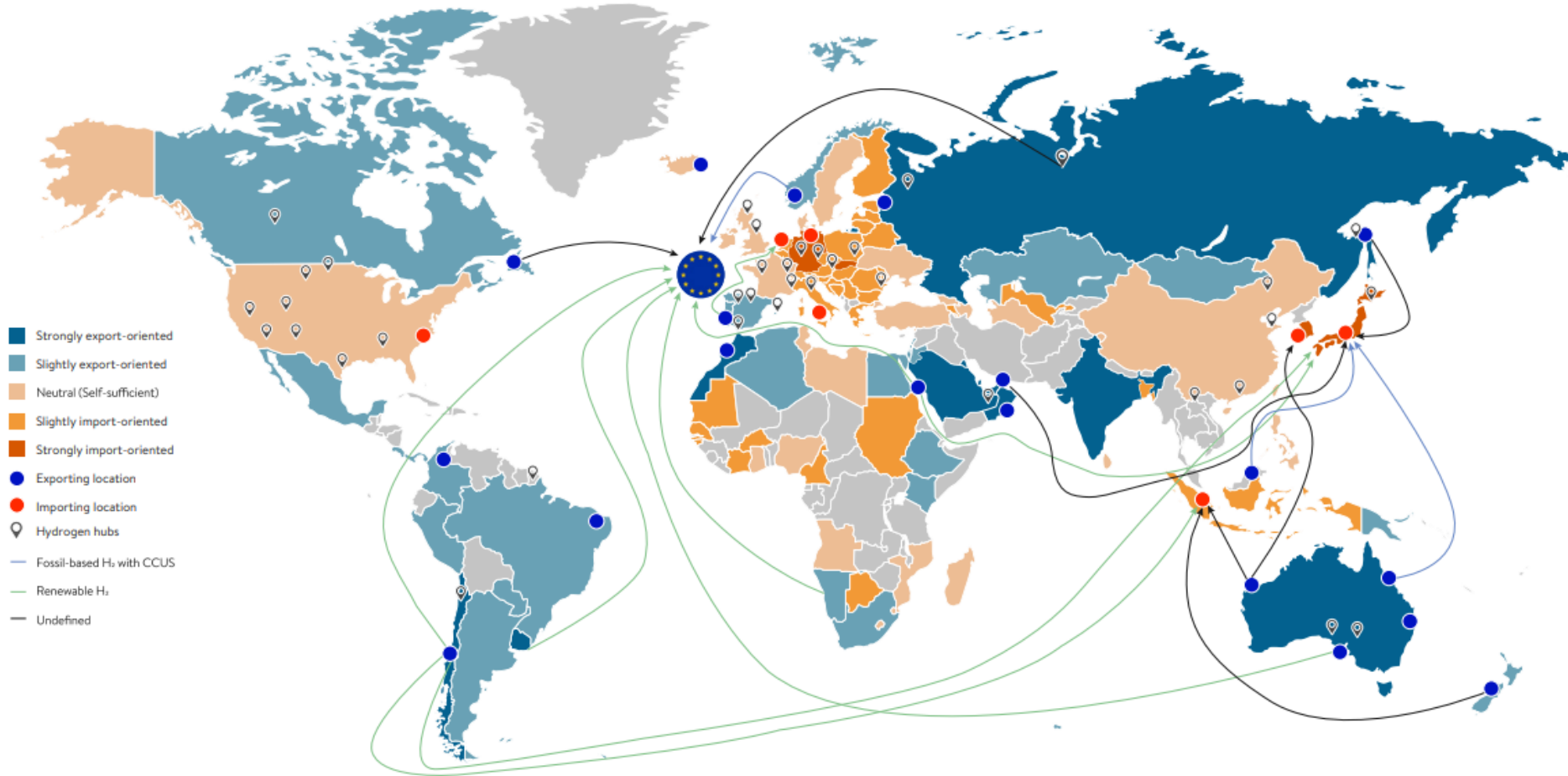


La demanda de Uruguay en 2032 sería de 14.000 GWh

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

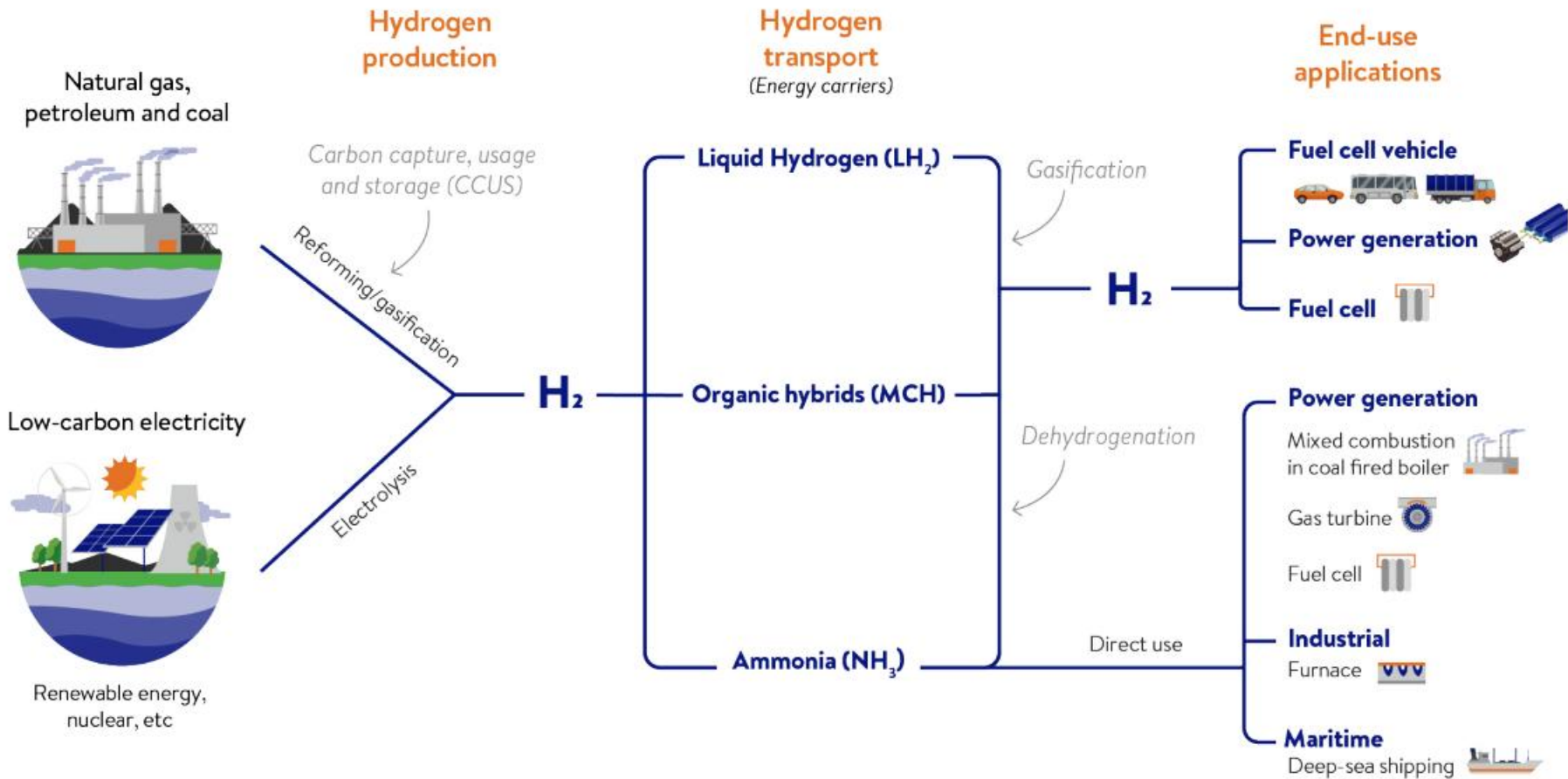


Source: World Energy Council

https://www.worldenergy.org/assets/downloads/World_Energy_Insights_Working_Paper_Regional_insights_into_low-carbon_hydrogen_scale_up.pdf

Para la PEG es un insumo más...

Figure 10. Hydrogen supply chain



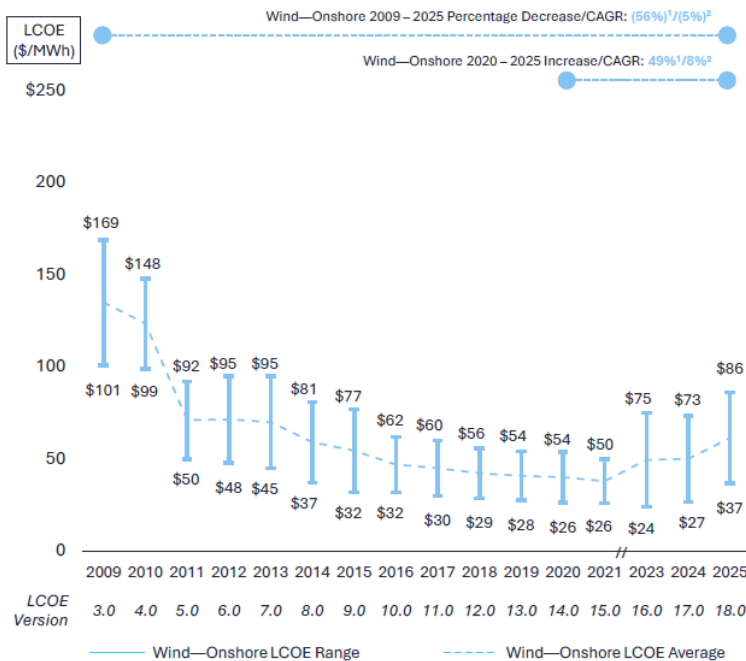
Source: World Energy Council

Esperamos o lo hacemos ahora...

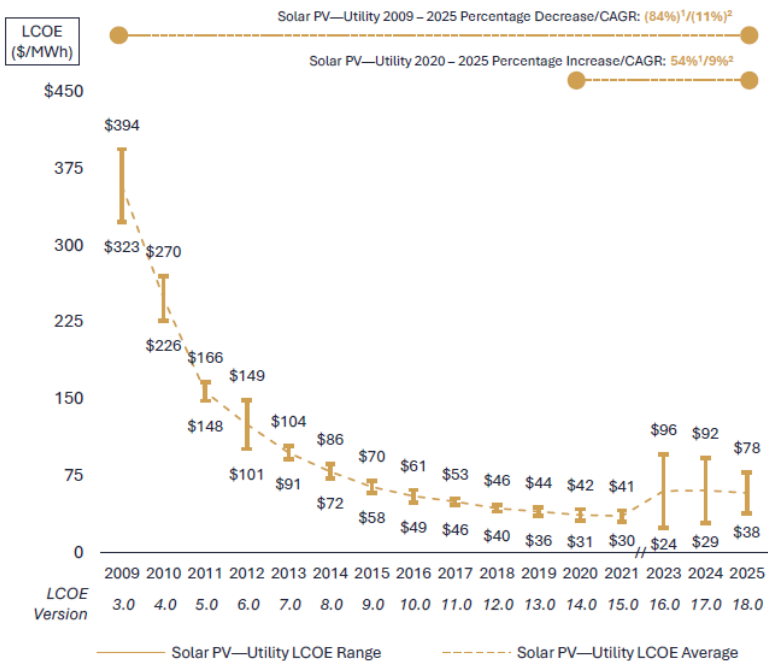
Levelized Cost of Energy Comparison—Historical Renewable Energy LCOE

This year's analysis shows a divergence in trends between wind and solar with solar costs declining slightly and wind costs increasing, likely reflecting the difference in supply chain conditions across each technology

Wind—Onshore



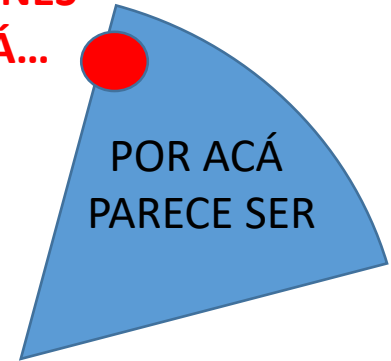
Solar PV—Utility



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 tiene 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 Biomosas)
 - Salarios del personal permanente
 - Anualidades de la compra
 - Mantenimiento
 - Insumos fijos...etc.
- HIDRÁULICAS
 - ídem
 - Compra de tierra, compensaciones a rivereros...
 - 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.

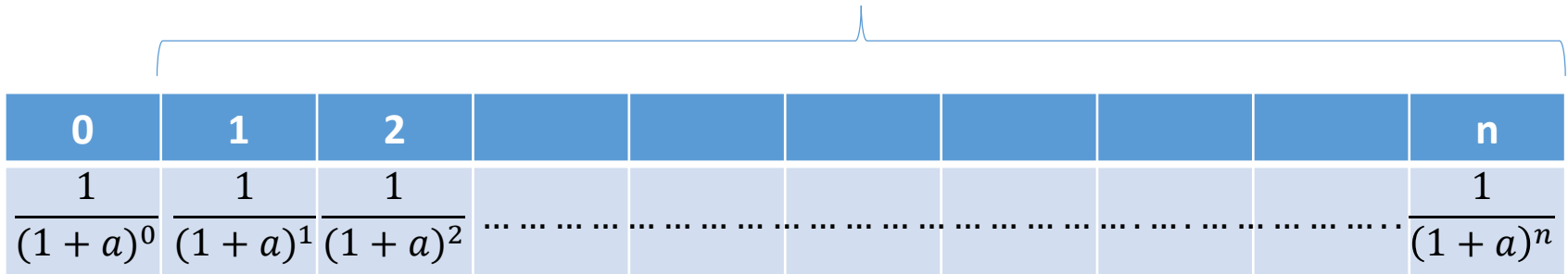
Financiamiento e Impuestos

- 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:

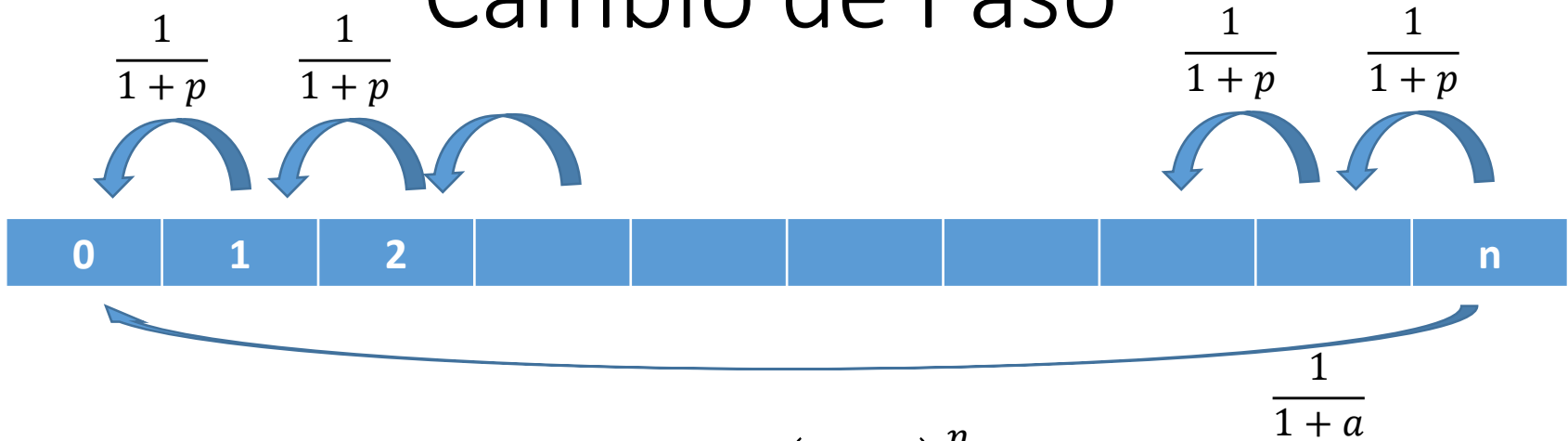
pago/gasto n períodos hacia adelante



0	1	2							n
1	1	1							1
$\frac{1}{(1+a)^0}$	$\frac{1}{(1+a)^1}$	$\frac{1}{(1+a)^2}$	$\frac{1}{(1+a)^n}$

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

Cambio de Paso



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

Defino
Actualizadores:

Del período

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

De paso

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



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

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

Lo usual en SimSEE

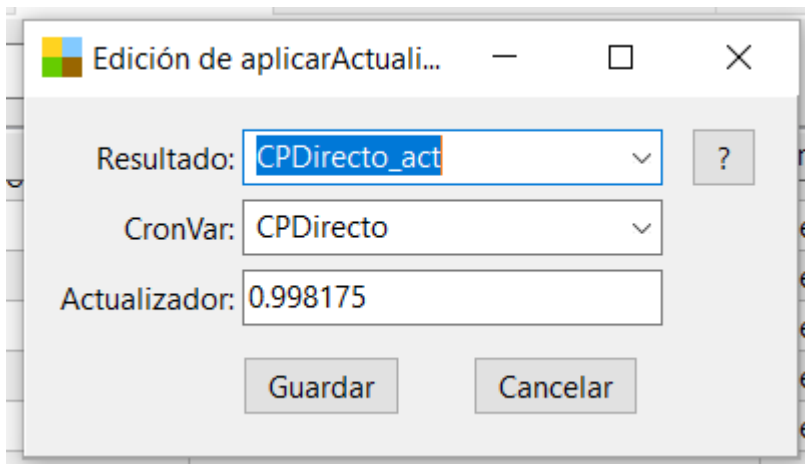
Ejemplo: Tasa anual $a = 10\%$

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) ²		1/(1+a) ⁿ

- **Ingresos**

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

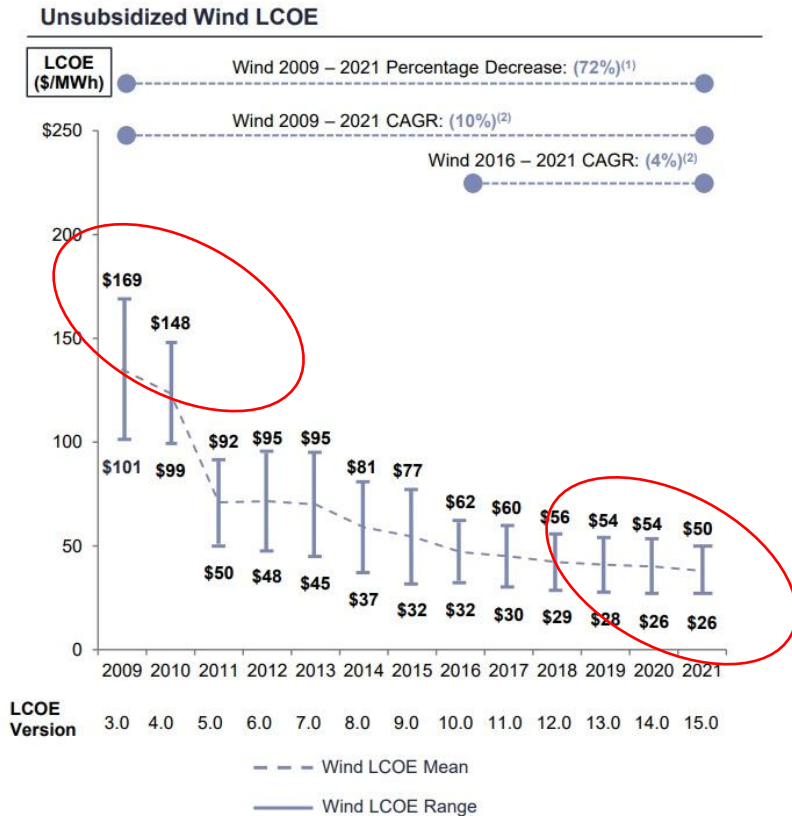
Año	0	1	2		n
Energía (n)	0	E(1)	E(2)	---	E(n)
Valorización de la E		LCOE	LCOE		LCOE
Actualizador(n)	1	1/(1+a)	1/(1+a) ²		1/(1+a) ⁿ

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

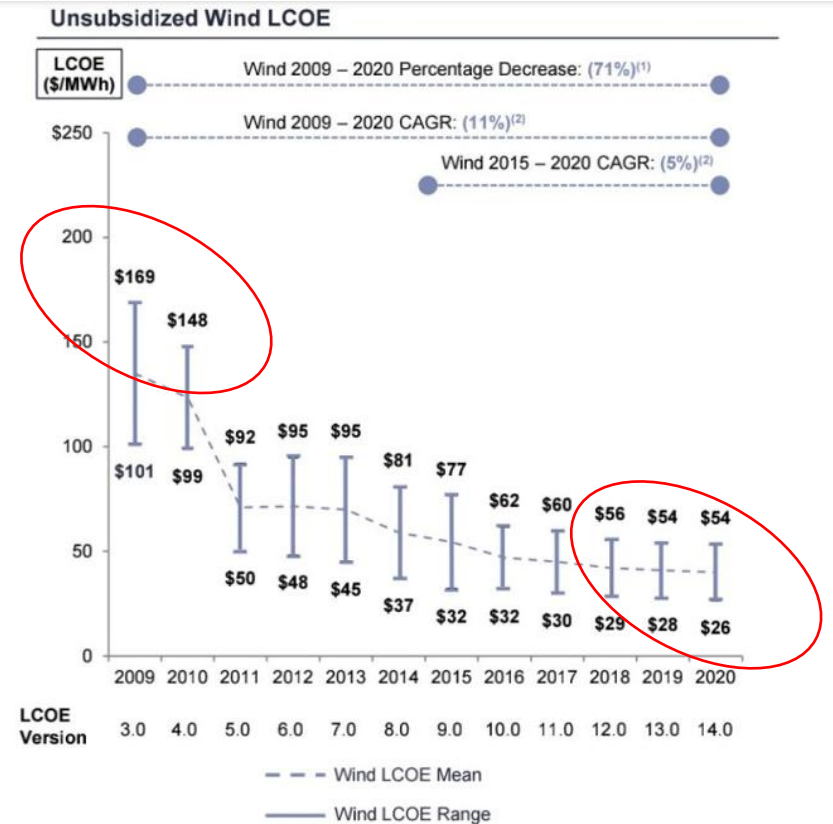
- **Gastos = Ingresos =>**

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

Los valores de Lazard son Corrientes



V15 de 2022



V14 de 2021

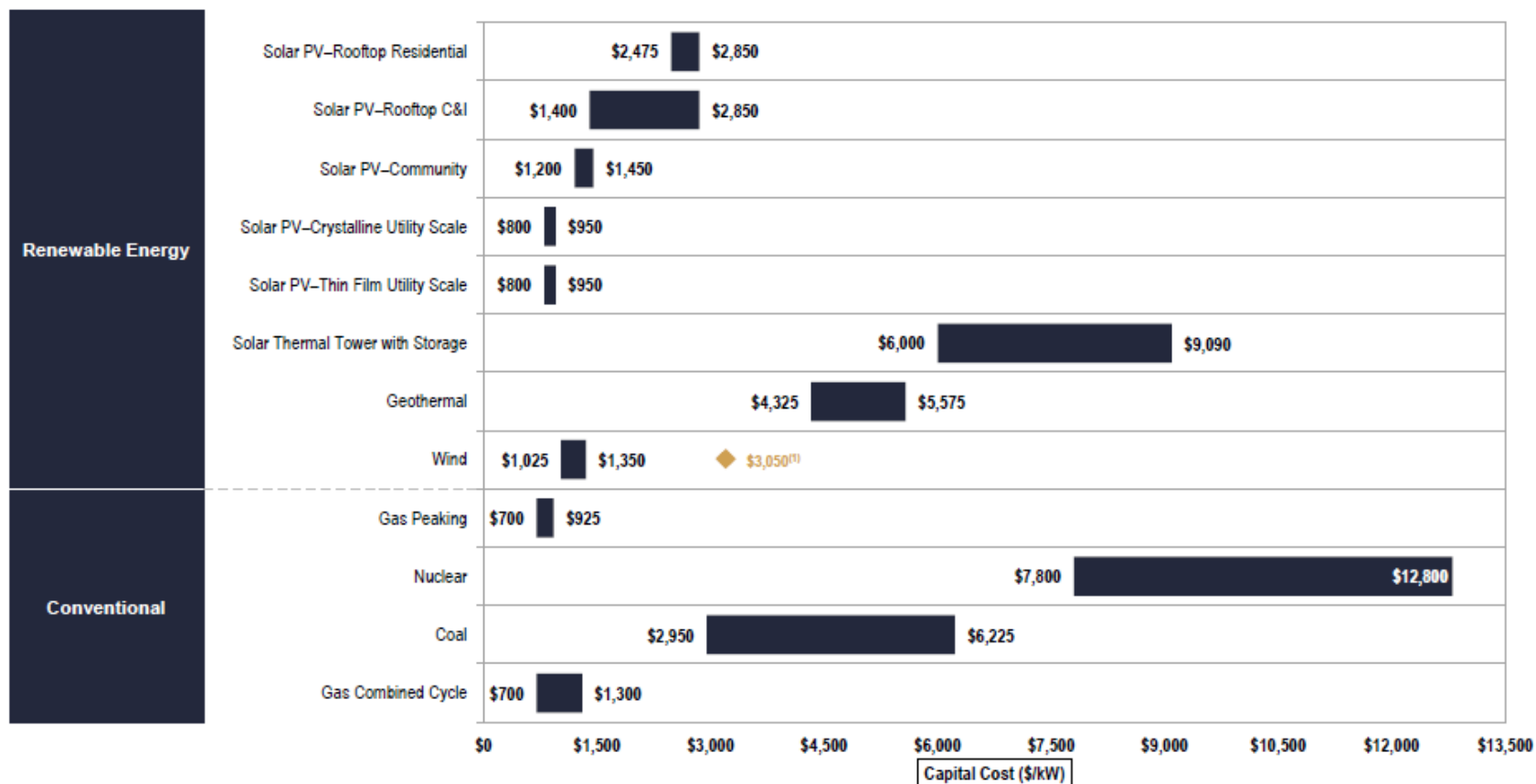
Costo de Capital de las tecnologías

LAZARD

LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS—VERSION 15.0

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

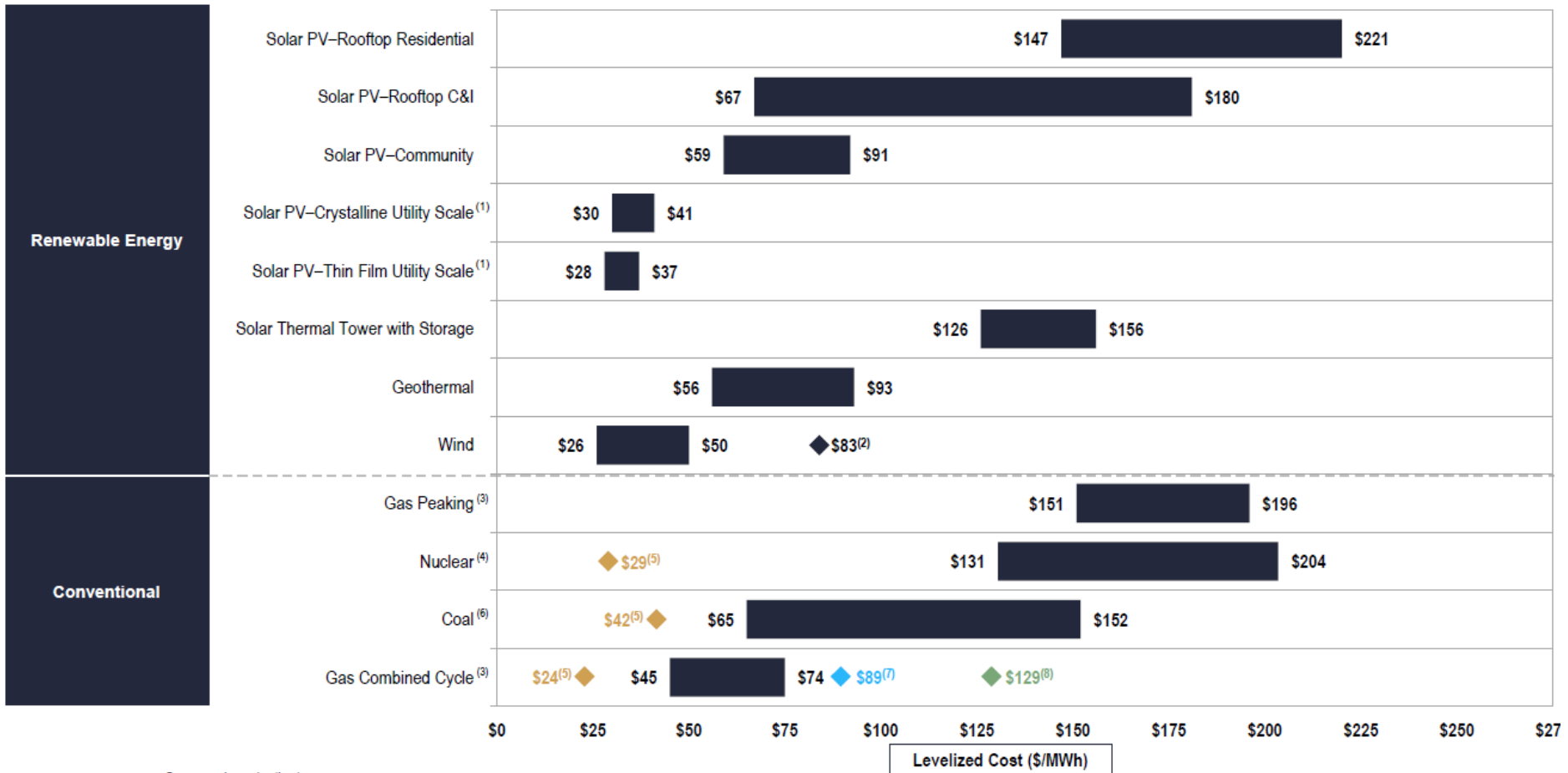


<https://www.lazard.com/media/sptlfats/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>

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 ⁽¹⁾		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
Levelized Energy Cost (\$/M Wh)	(D)	\$49.9	\$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	\$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 e	(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%					

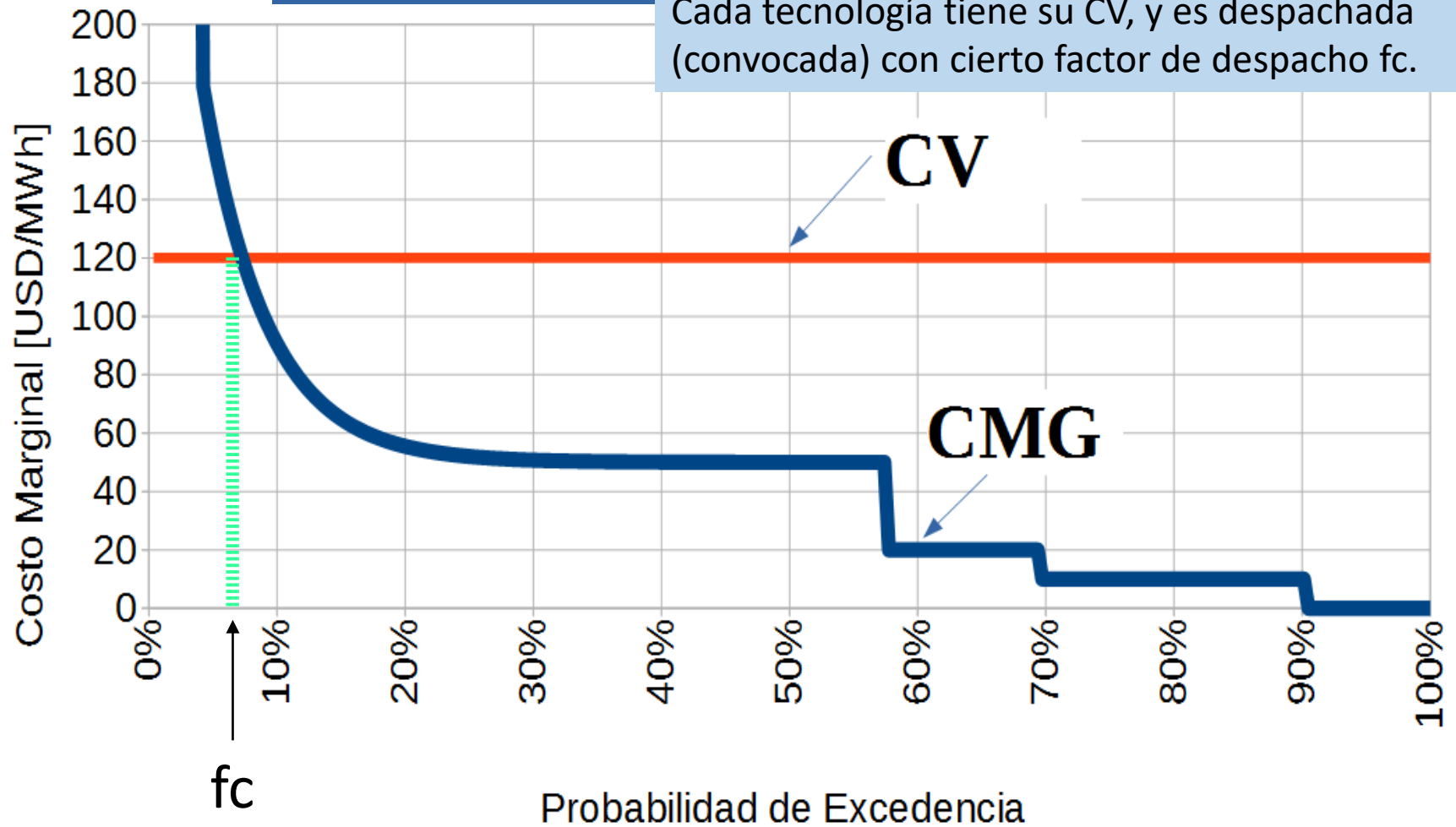
Key Assumptions ⁽⁴⁾	
Capacity (MW)	175
Capacity Factor	38%
Fuel Cost (\$/MMBtu)	\$0.00
Heat Rate (Btu/kWh)	0
Fixed O&M (\$/kW-year)	\$36.0
Variable O&M (\$/MWh)	\$0.0
O&M Escalation Rate	2.25%
Capital Structure	
Debt	60.0%
Cost of Debt	8.0%
Equity	40.0%
Cost of Equity	12.0%
Taxes and Tax Incentives:	
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

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.

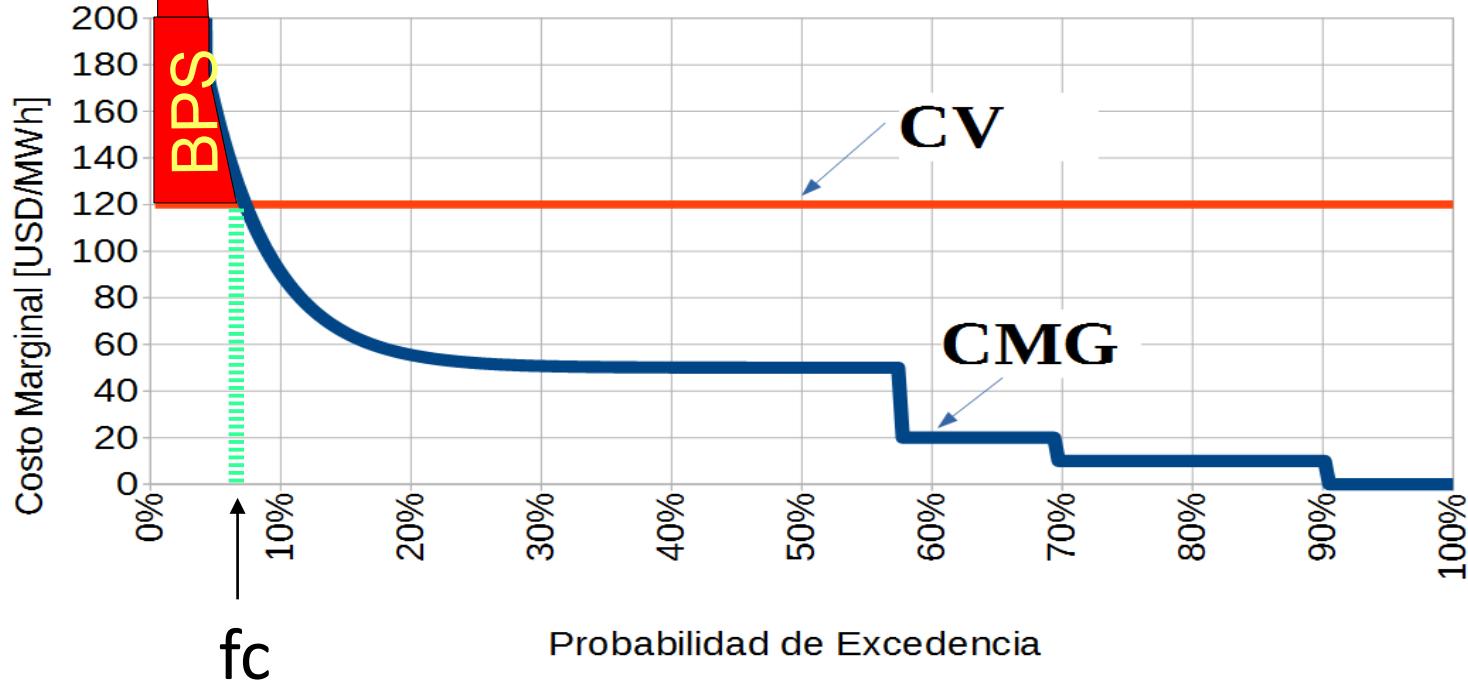
■ Technology-dependent
 ■ Levelized

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

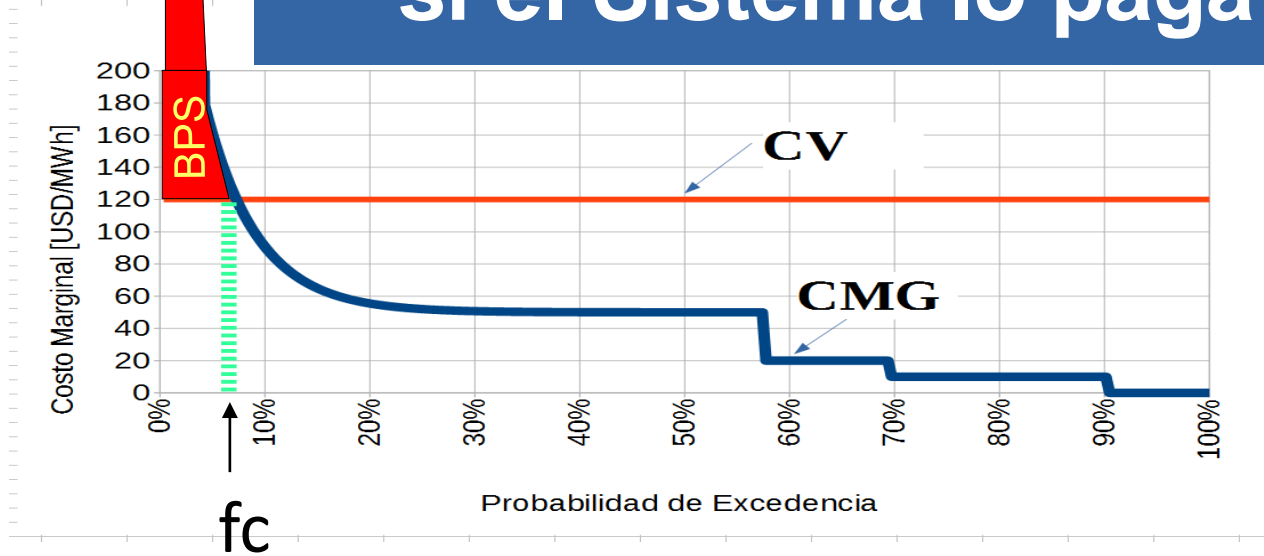
Pago por Disponibilidad

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.

$$GI = BMS - PP - PE$$

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.

$$BMG = E(cm_g - cv)$$

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” en 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.

$$gi = \frac{BMS - PP - PE}{PP}$$

ec.(3) Gradiente de Inversión en por unidad de los costos fijos..

Editor - SimSEE - v_iie90.238 (GPLv3, IIE-FING) - PEGSE_semanal_2022_v10.ese

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.

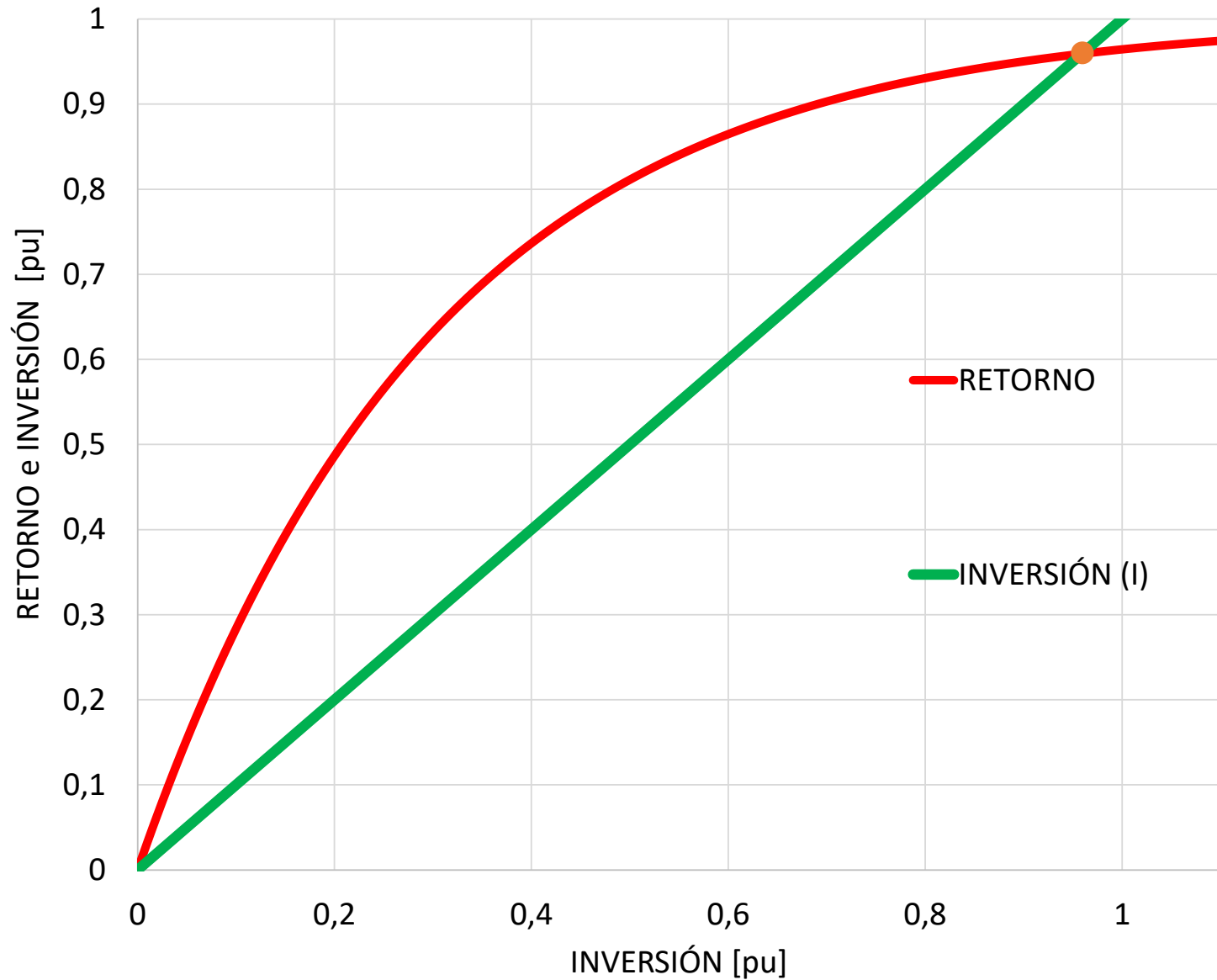
Fuente indexación:

Borne indexación:

Economía Básica

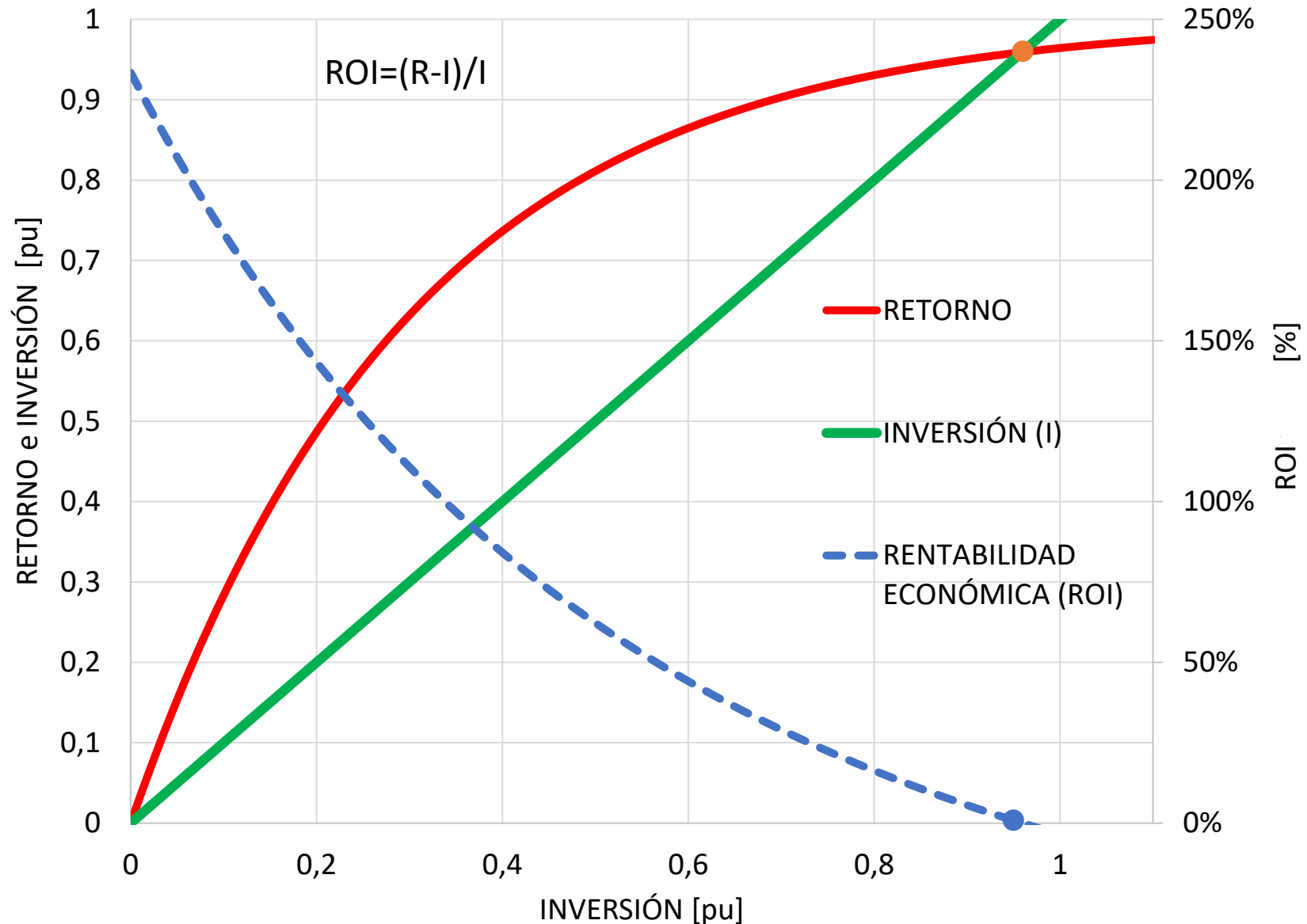
- I = INVERSIÓN. En general se asocia a los costos FIJOS que pueden ser la inversión inicial pero también los costos de operación y mantenimiento.
- R = RETORNO (asociado a la inversión I). Por ejemplo el BPS es el retorno obtenido al sustituir el costo marginal con un costo VARIABLE menor. También se 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

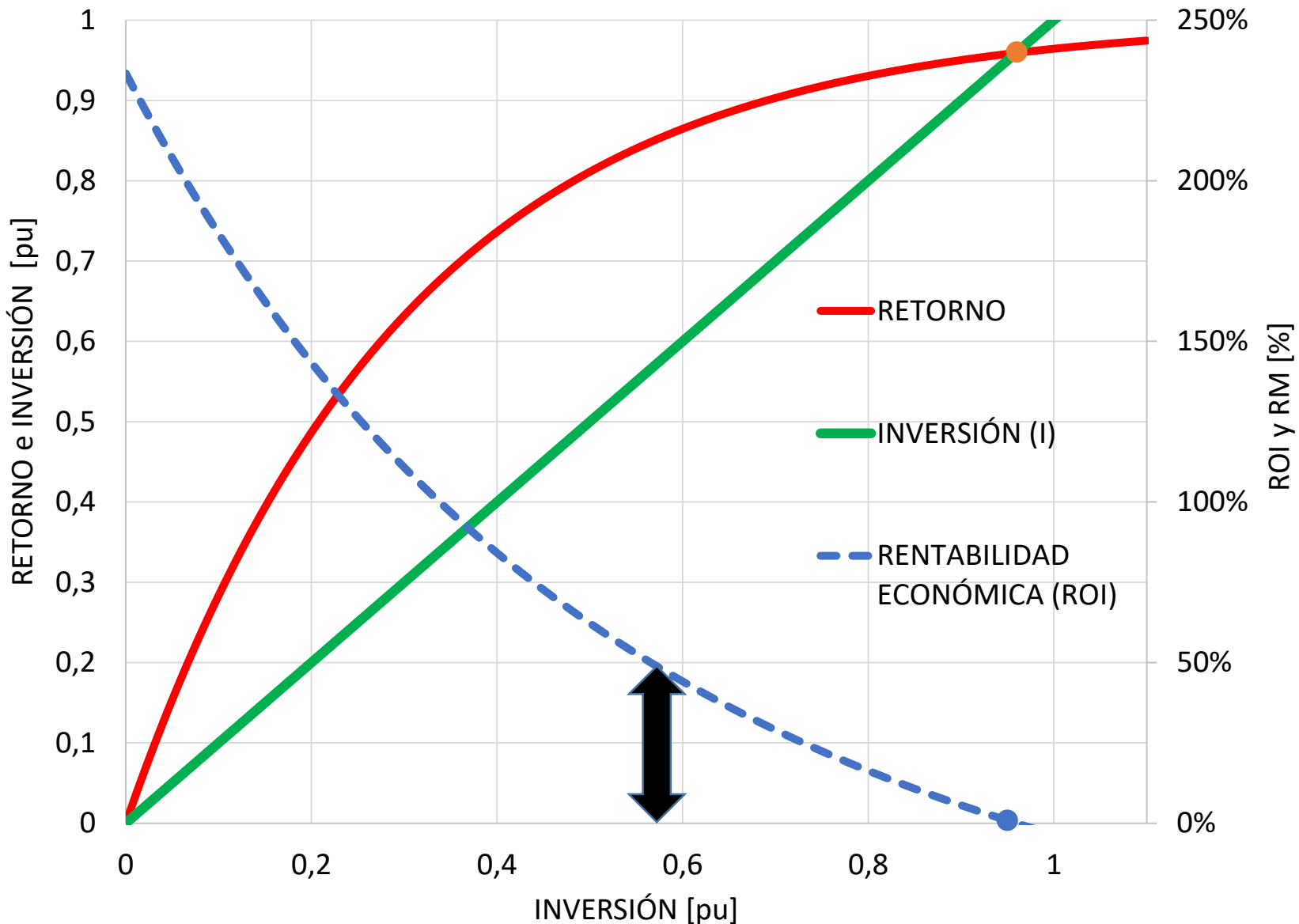


Error 1: Maximizar el Retorno

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

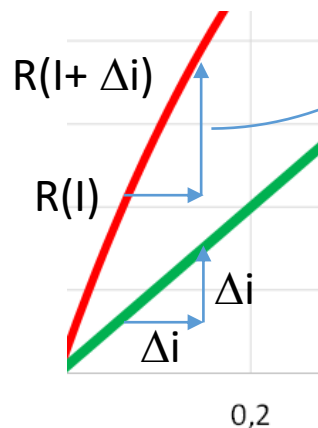


Economía Básica del Curso (2)

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.

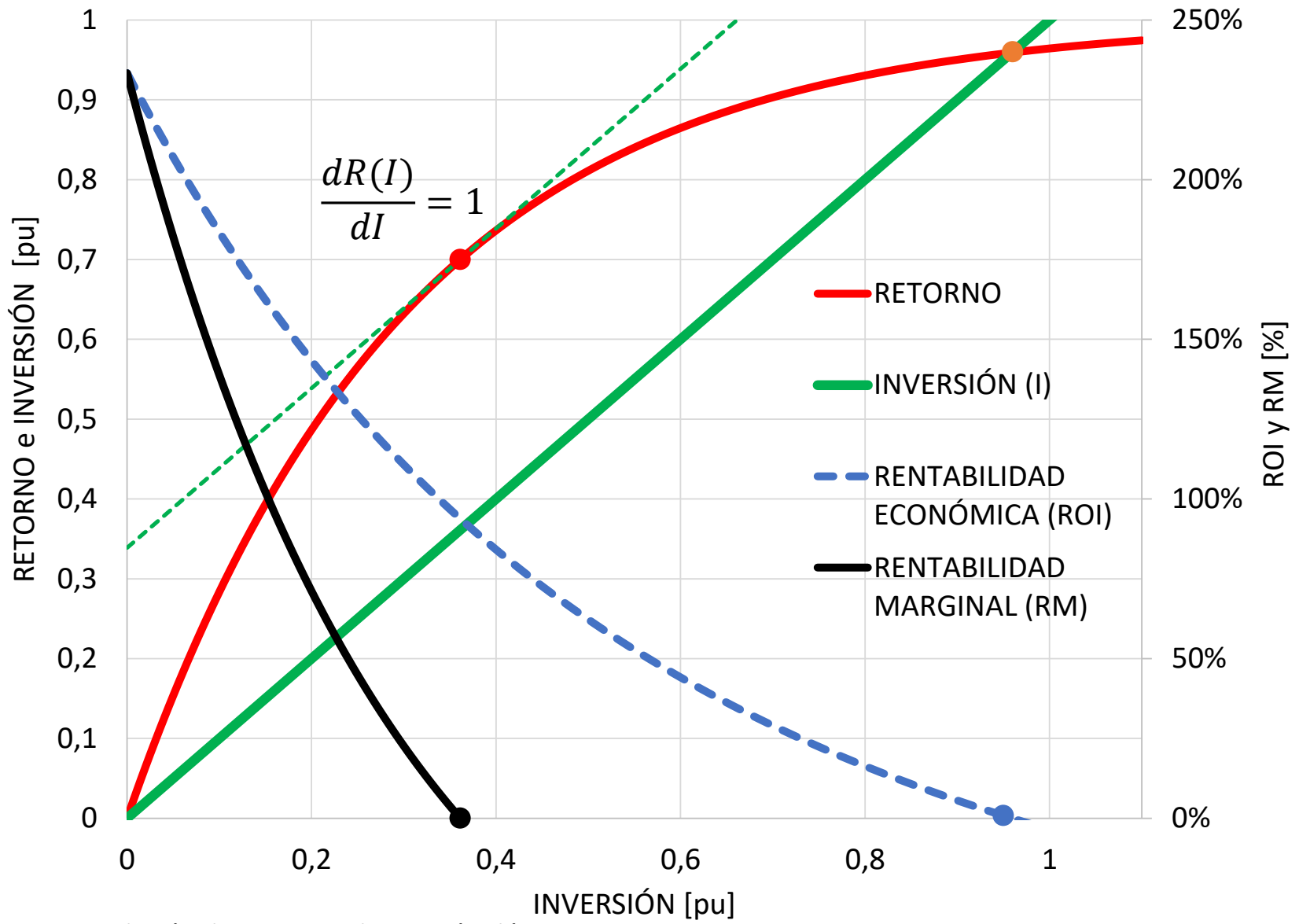
En Economía se define al ROI de la última etapa de una inversión como la RENTABILIDAD MARGINAL (RM). Por tanto recordando que $ROI=(R-I)/I$ sería:

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

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

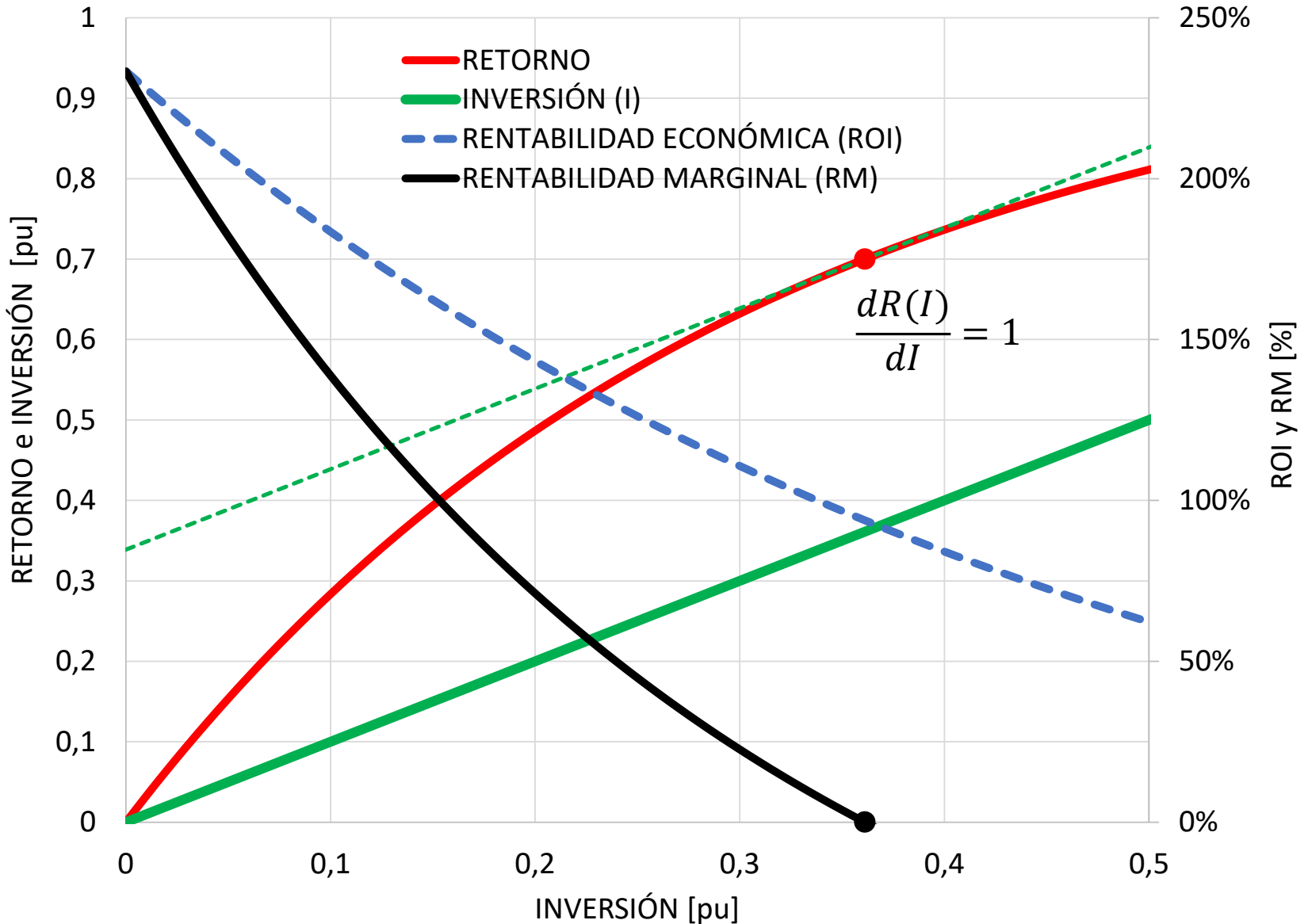
$$\frac{dR(I)}{dI} = 1$$

Costo marginal de la Inversión equiparado al Retorno marginal



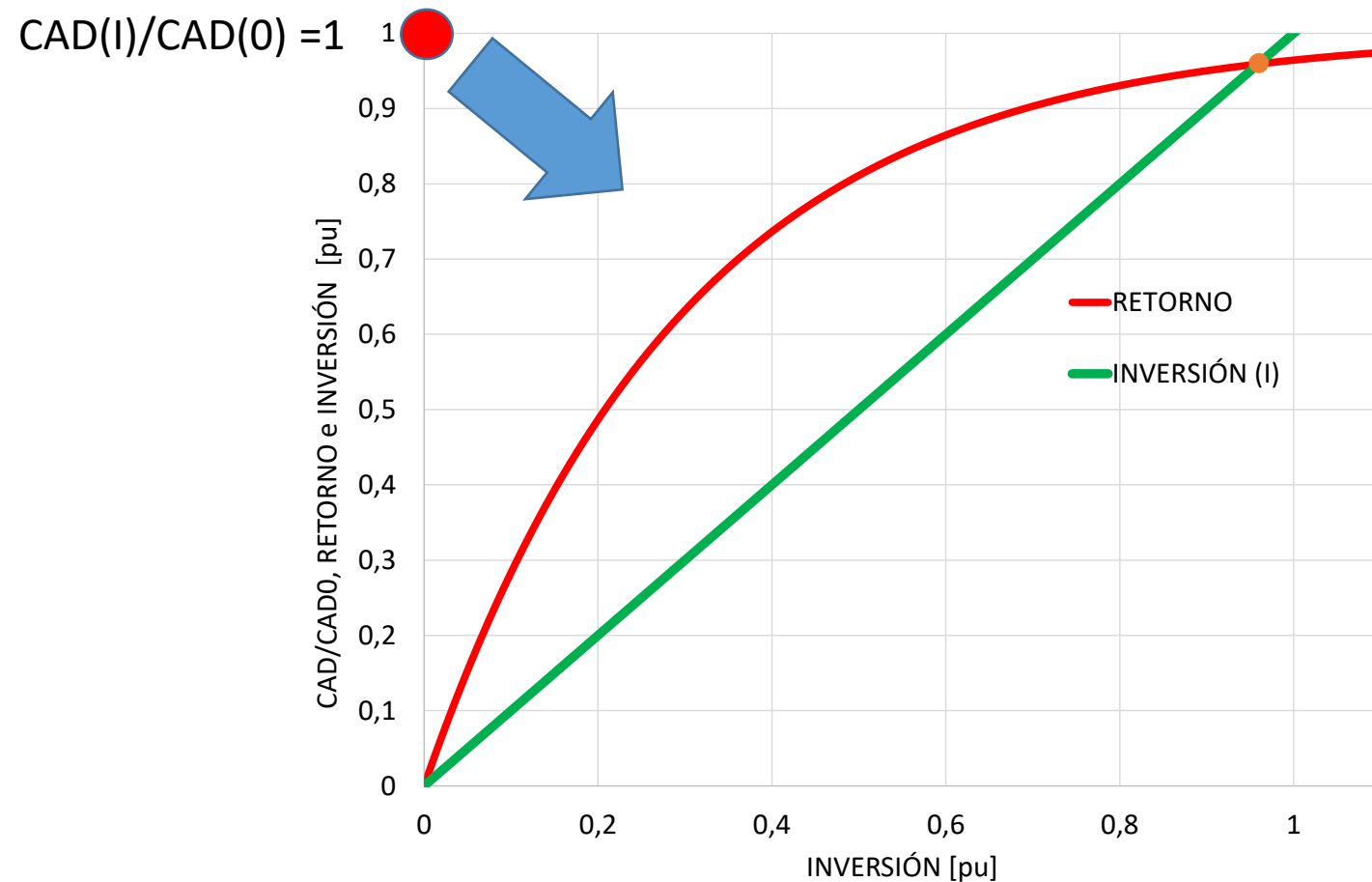
¿Para que instalo esa última unidad si no gano nada?

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



PEG -> Bajar el CAD

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

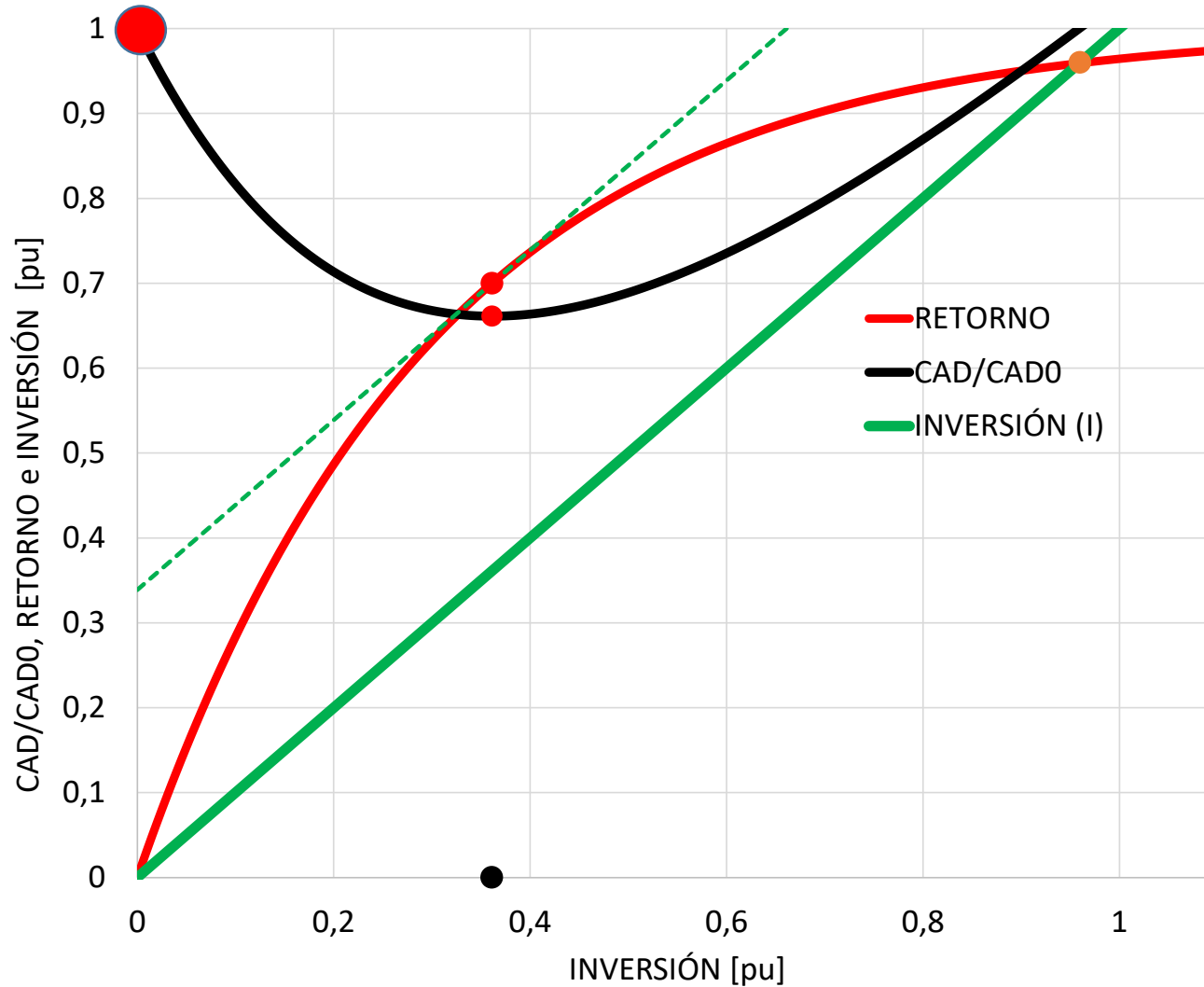


$$CAD(I) = CAD(0) - R(I) + I(I)$$

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

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

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

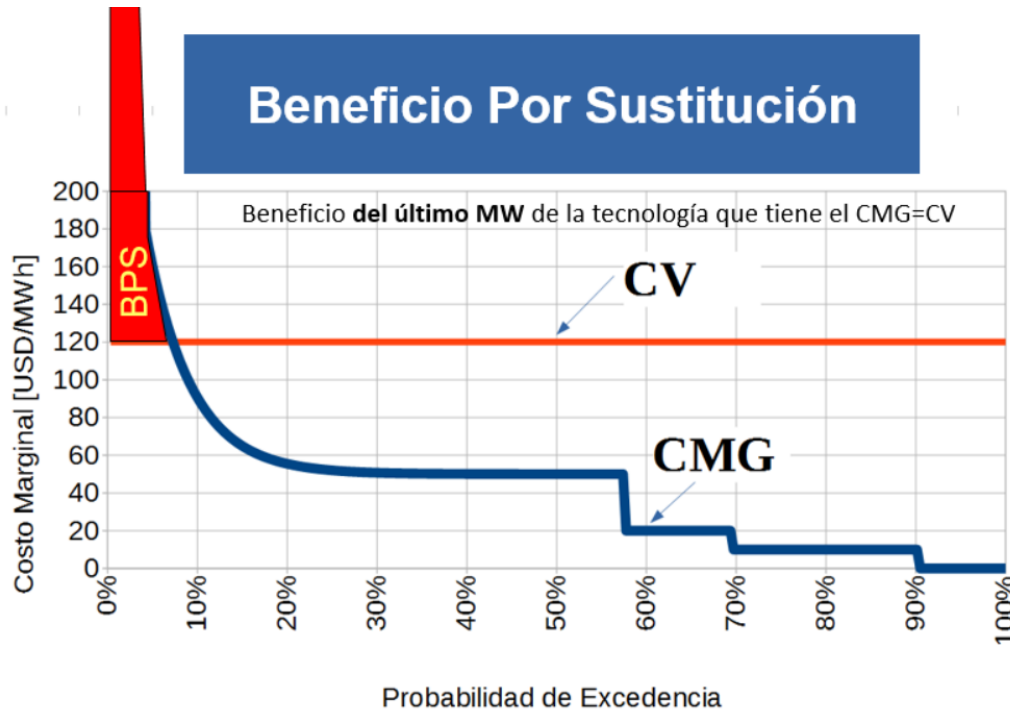


Lo que se corresponde con la mirada MARGINALISTA:

Todas son formas de ver la Teoría Marginalista

Beneficio Por Sustitución

Gradiente de Inversión



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

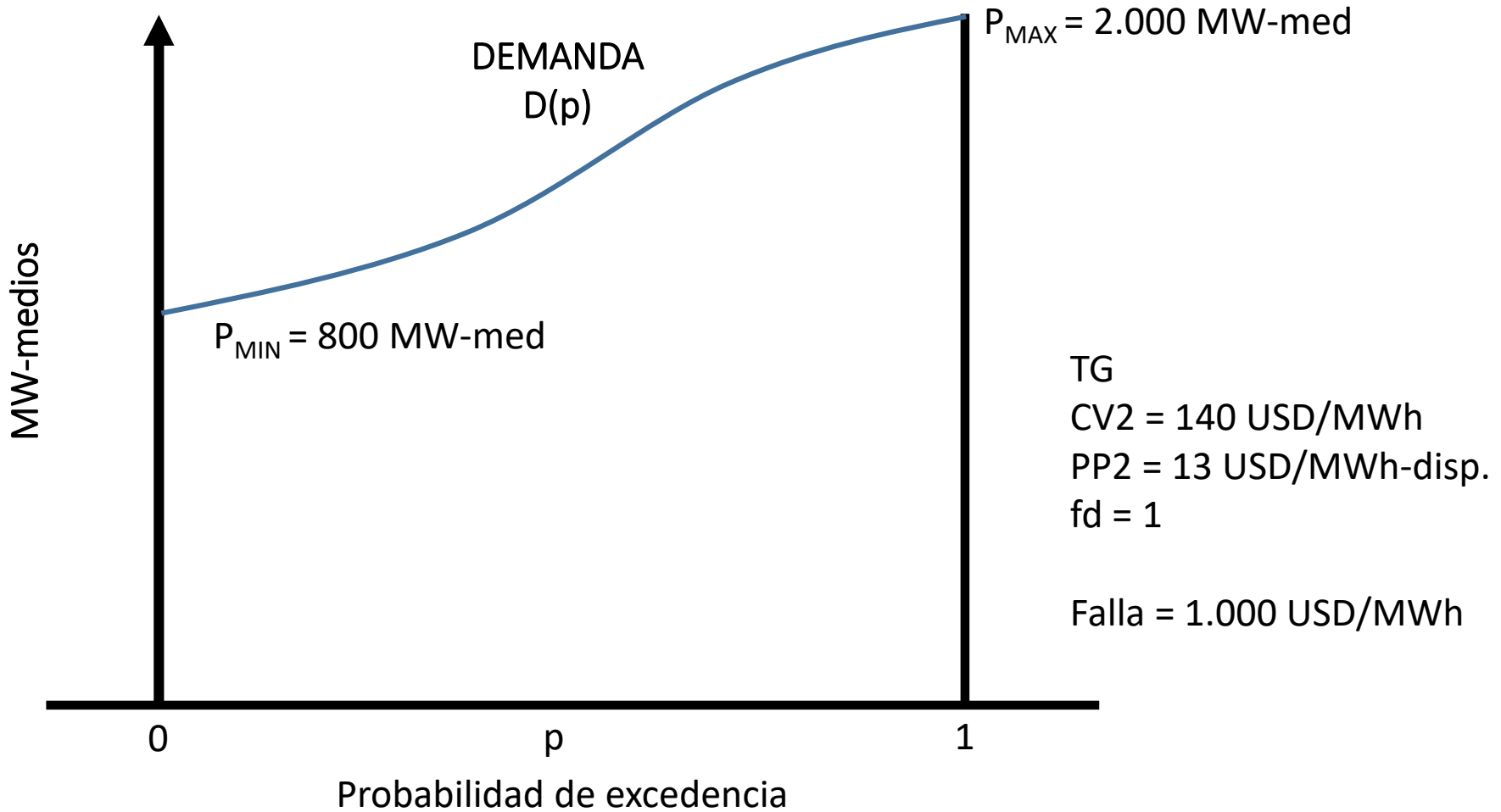
La tecnología más eficiente marca la expansión hasta que su GI = 0.

Optimizar el CAD

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

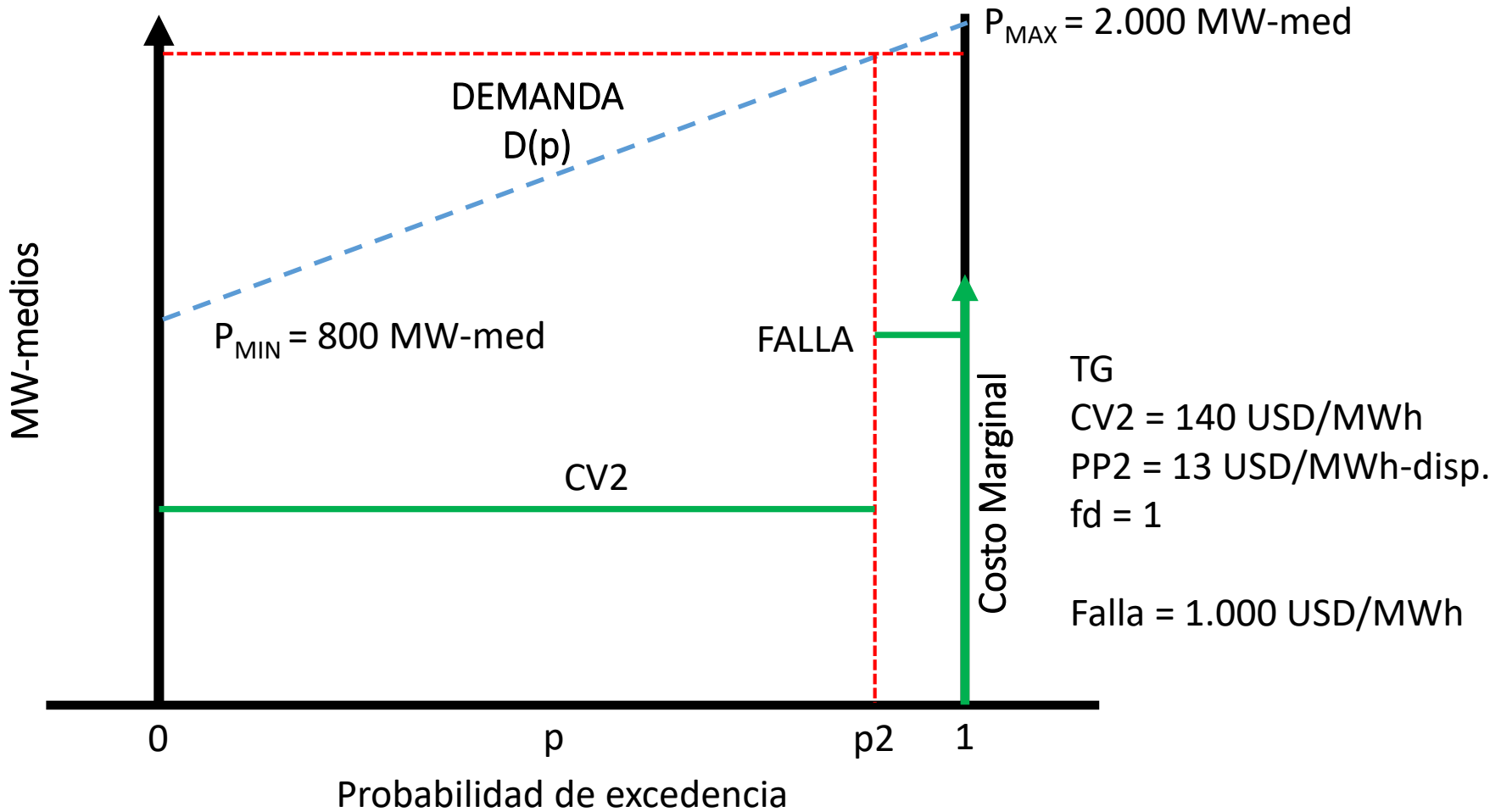
Ejercicio: Determine las Potencia a instalar de TGs

Es un análisis puramente ENERGETICO 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_{MIN} se instalan TGs.
 Sea P_{TG} la potencia de TGs a instalar. Esto define $p2$.
 Por encima de $D(p2)$ se despacha FALLA.

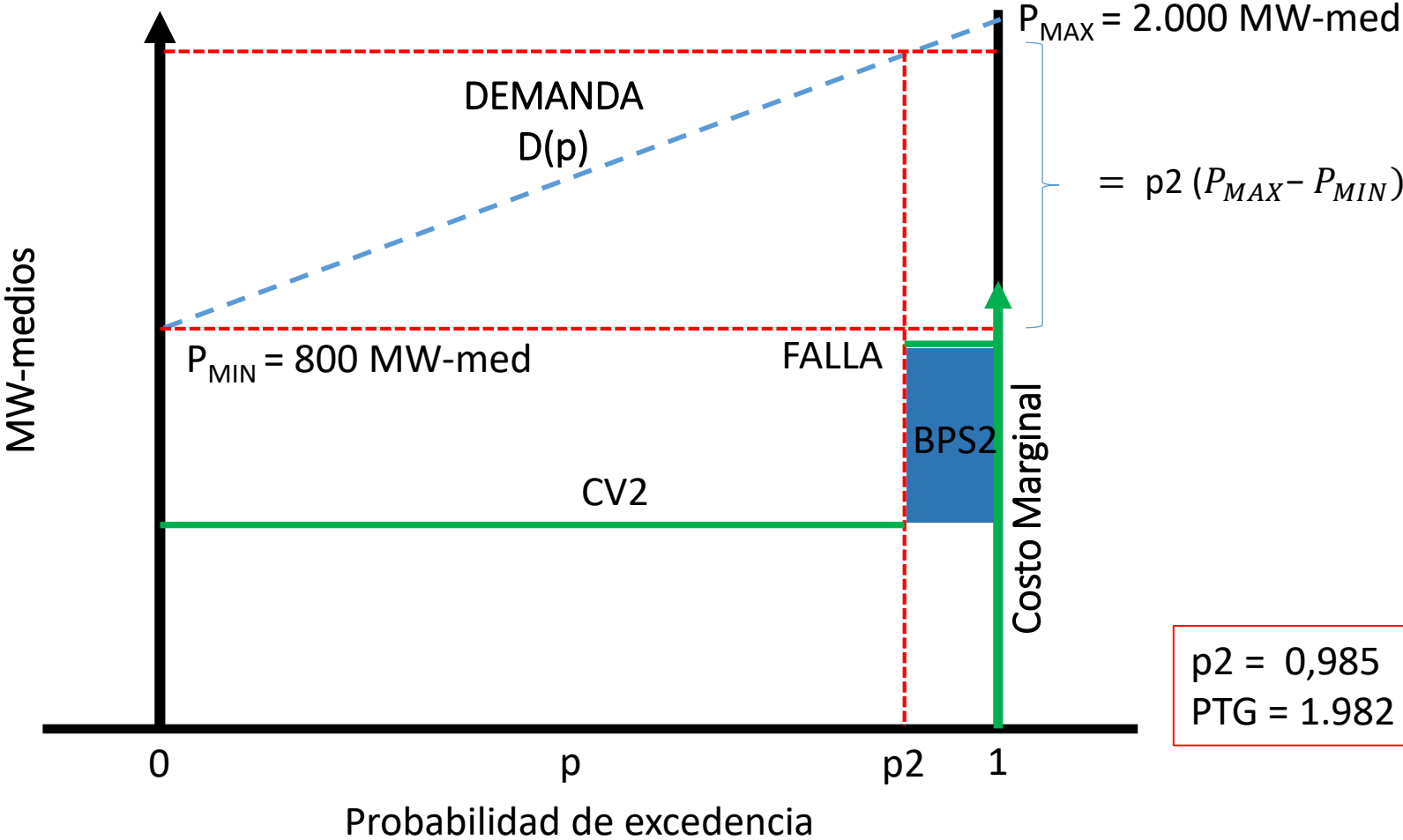


Ejercicio:

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

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

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

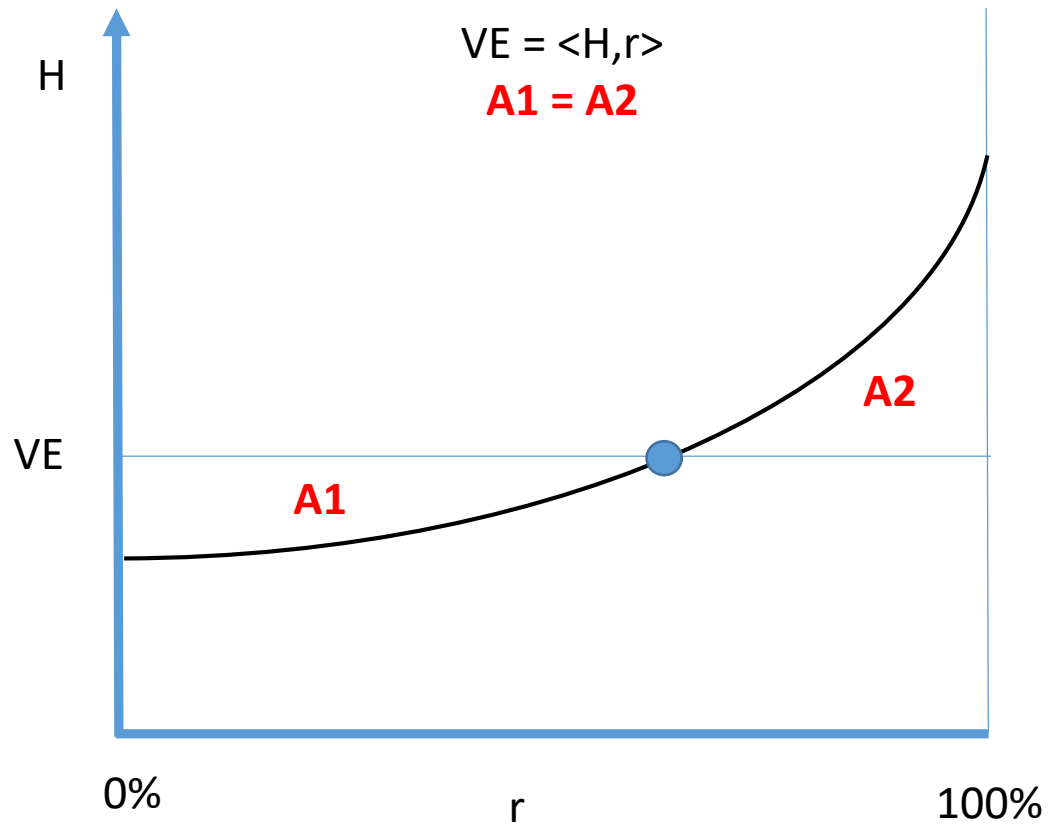


$$p2 = 0,985$$

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

Valore Esperado (valor medio)

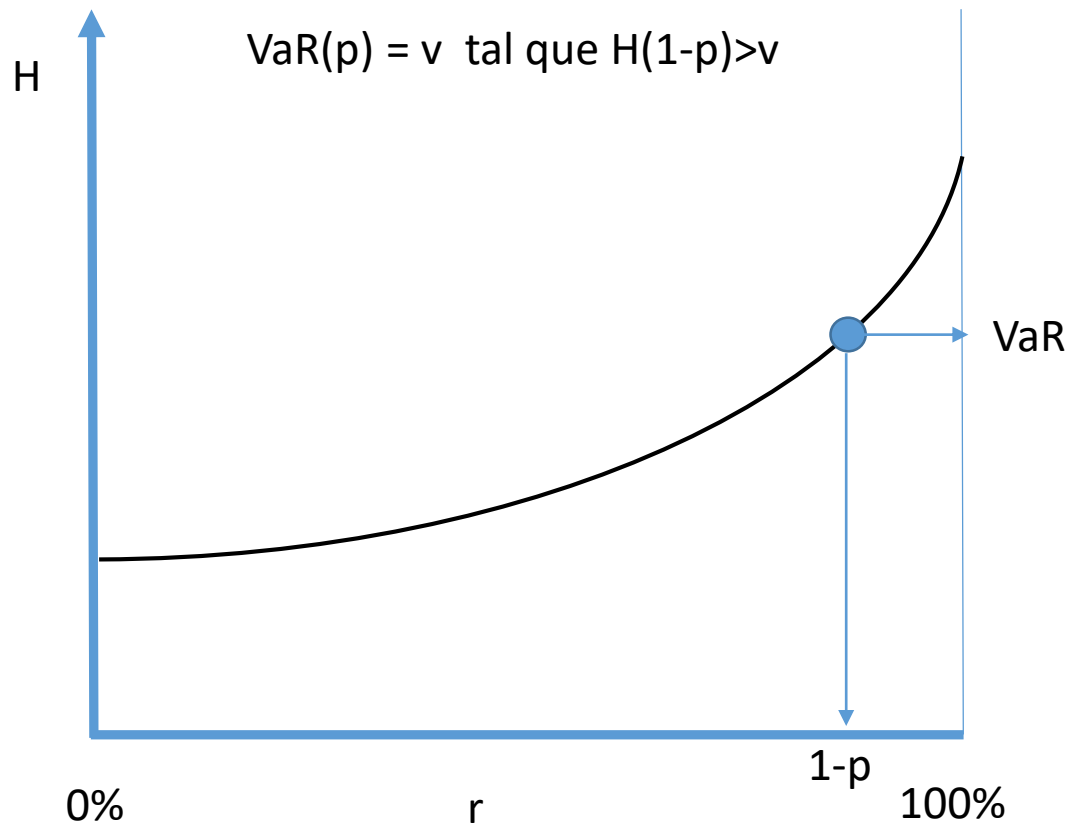
Histograma, Curva de Densidad de Probabilidad, Curva de Permanencia



Valor en Riesgo

Histograma o Curva de Densidad de Probabilidad

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

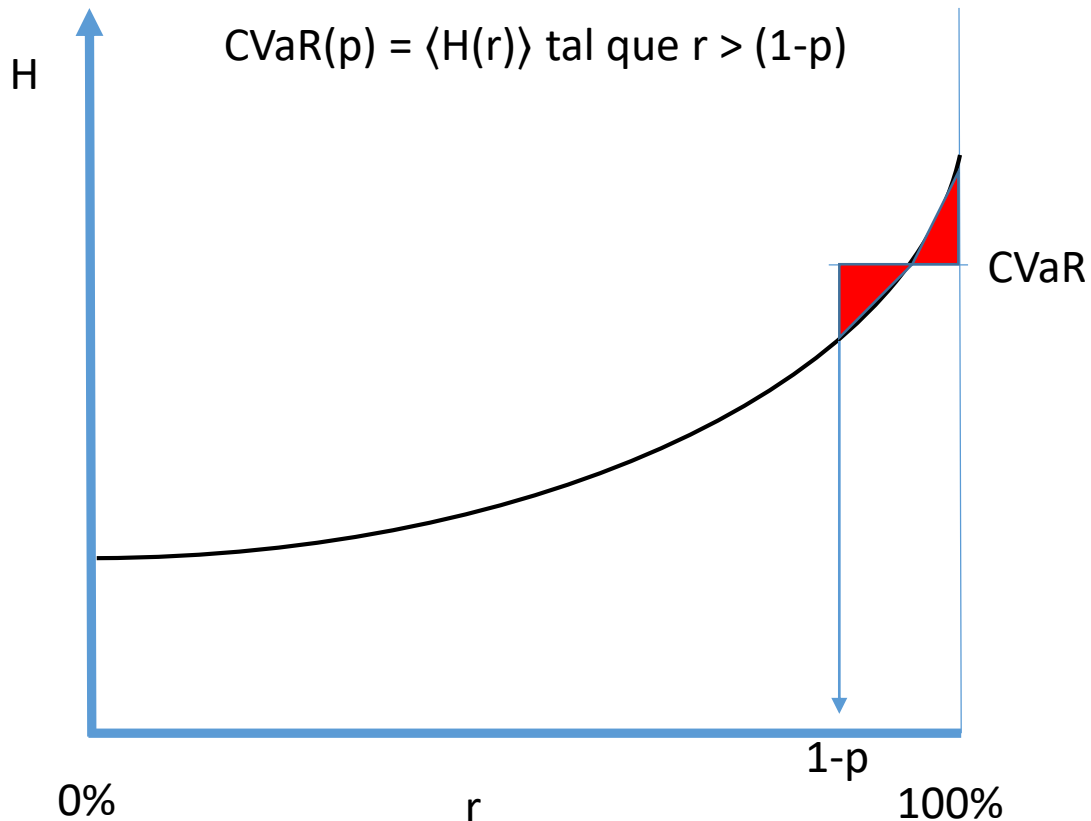


Ej: VaR(5%) = 100
“Con una probabilidad de 5% puedo perder más de 100 pesos”

Valor Condicionado de Riesgo

Histograma o Curva de Densidad de Probabilidad

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

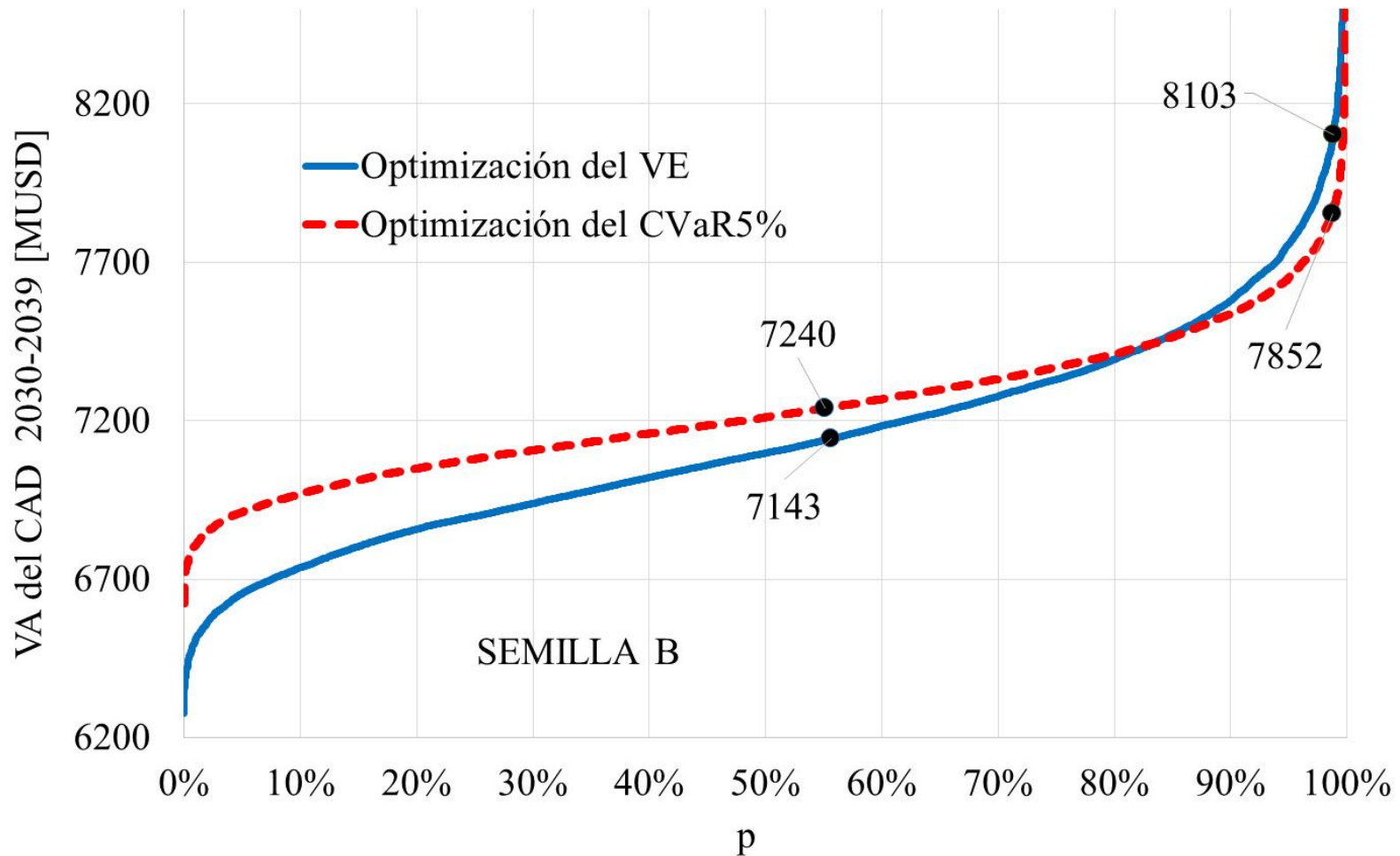


Ej: CVaR(5%) = 100
“Con una probabilidad de 5% puedo perder en promedio 100 pesos”

Hay que Optimizar el VE

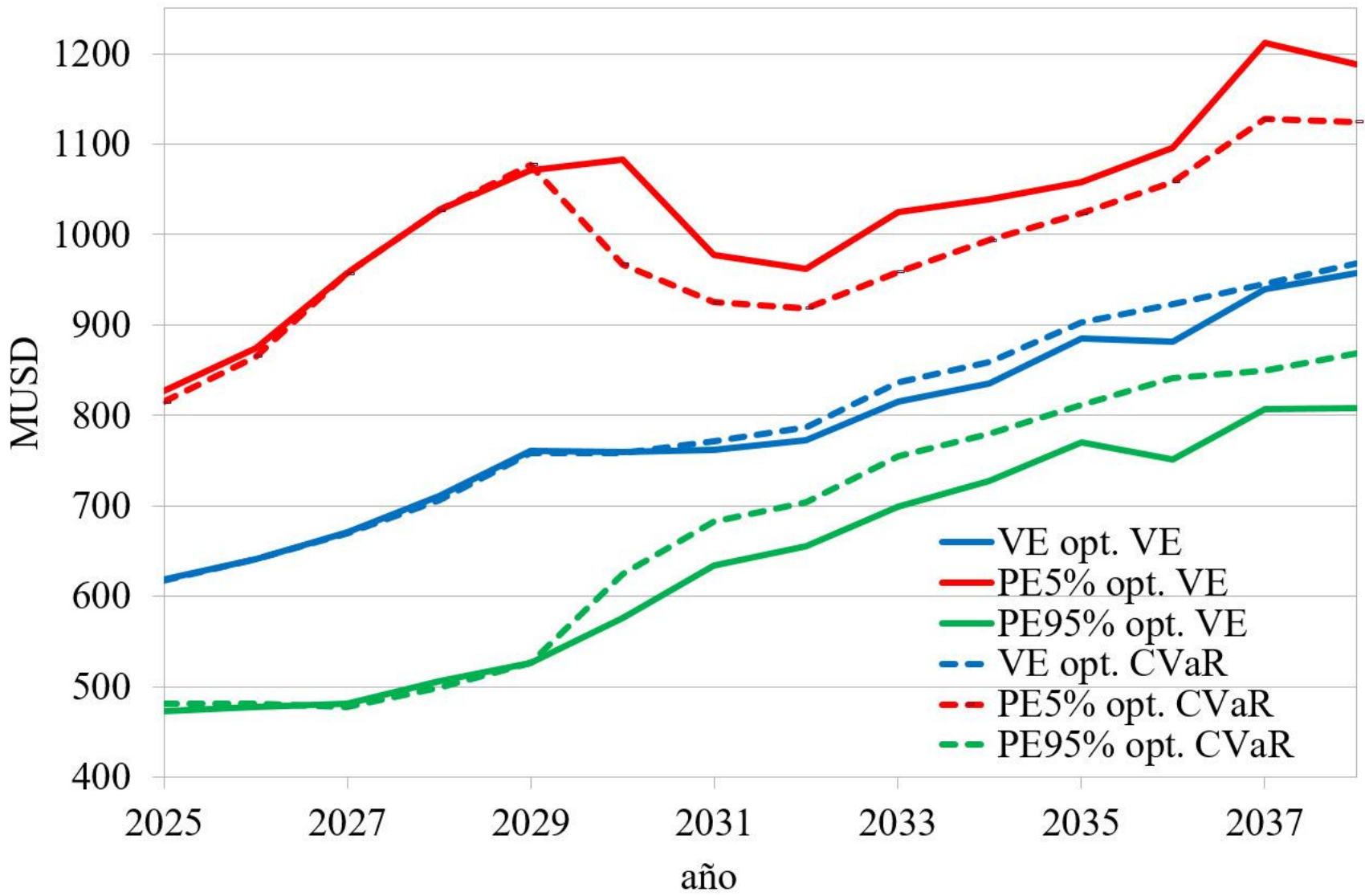
- En la PEG, se trata de elegir entre proyectos de inversión y nos debe permitir comparar y decidir entre diferentes opciones.
 - En el caso del sector eléctrico se trata de minimizar en todo momento el VE del Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD).
 - El VE(CAD) incluye tanto los Costos Fijos (CF) 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

- CVaR¹⁶ 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.

- LOLP¹⁷ \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.

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

¹⁷ LOLP = Loss of Load Probability (risco de insuficiência de capacidade)

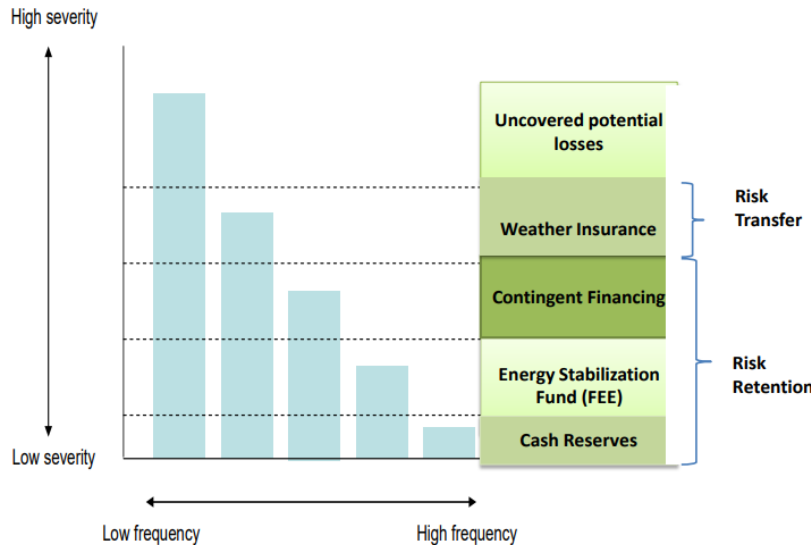
Riesgos Extremos y Seguros

- 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

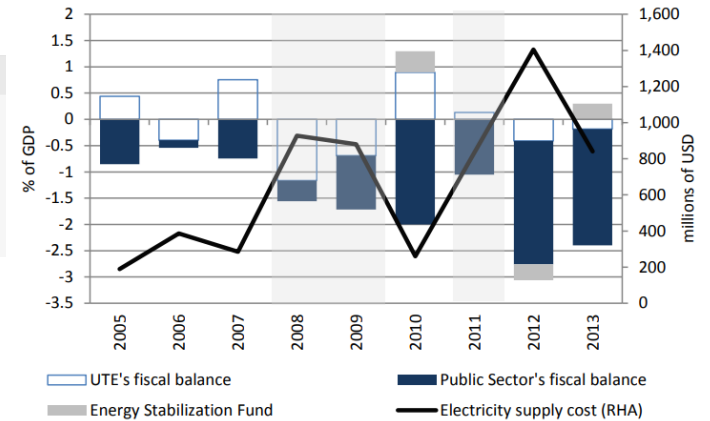
Uruguay adquiere un seguro contra la falta de lluvia y los altos precios del petróleo

Figure 2: Layered Financial Risk Management Strategy of UTE



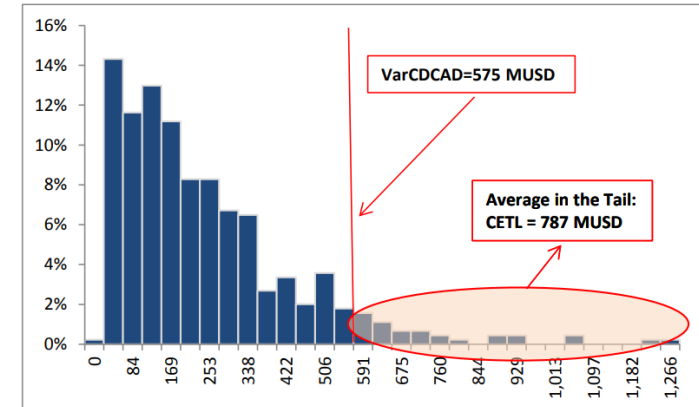
Source: Bank Task team and UTE

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>

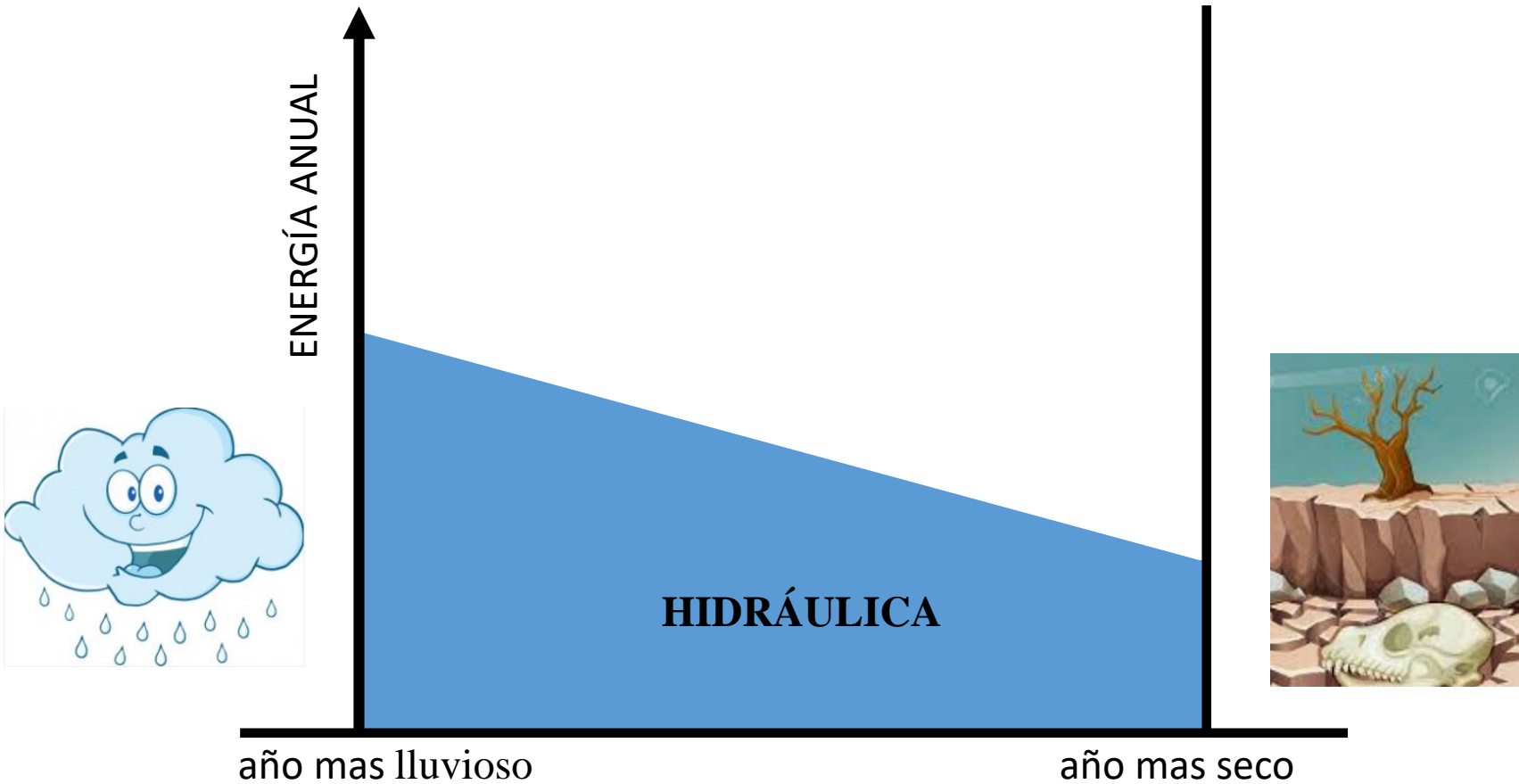
https://ewdata.rightsindevelopment.org/files/documents/69/WB-P149069_v3YQNNU.pdf

Modelo Simple de optimización de un Sistema Hidrotérmico con ERNC

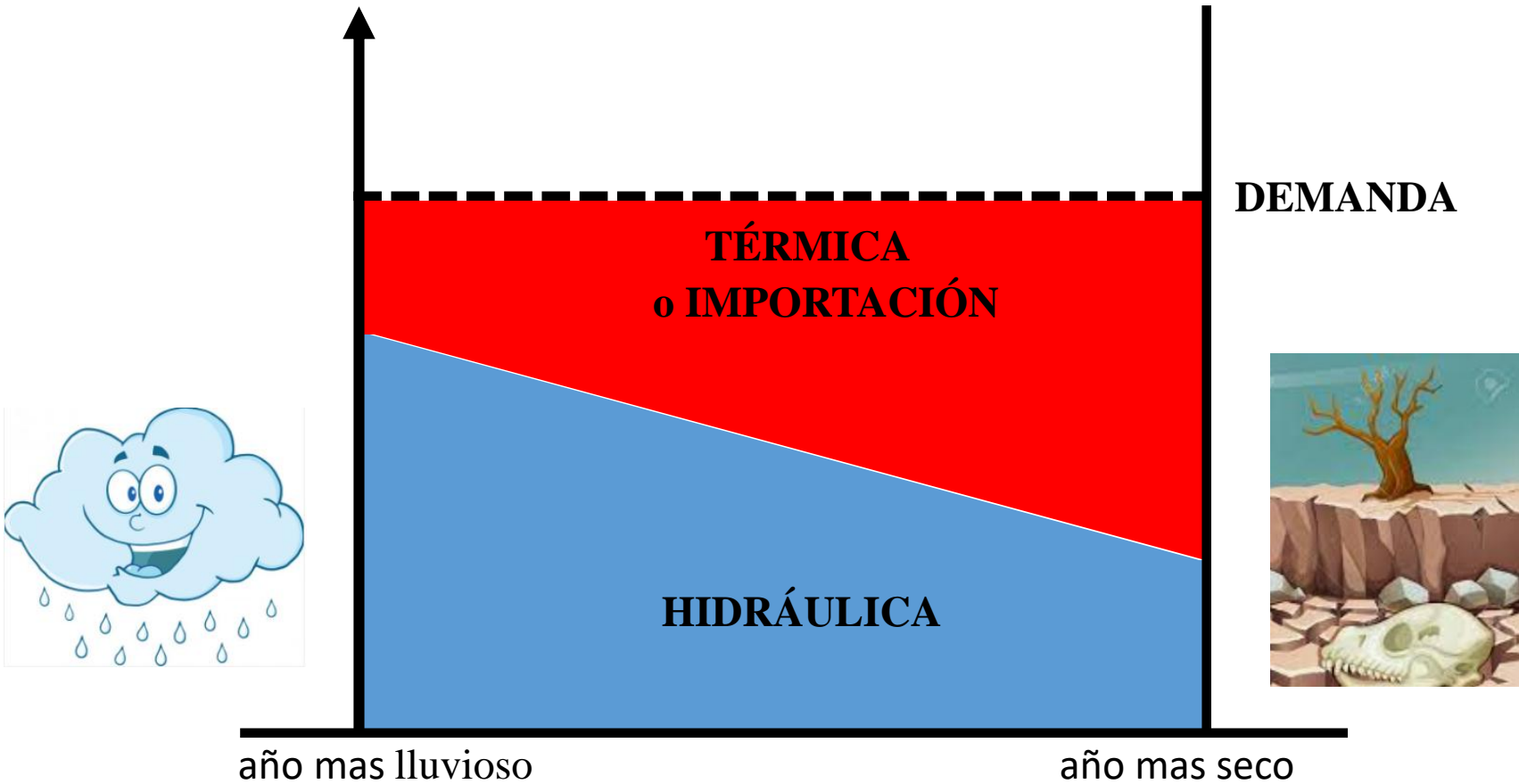
Hipótesis para el Modelo Simple: es un estudio ENERGETICO y no se tiene en cuenta restricciones de POTENCIA

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**.

Modelo Simple

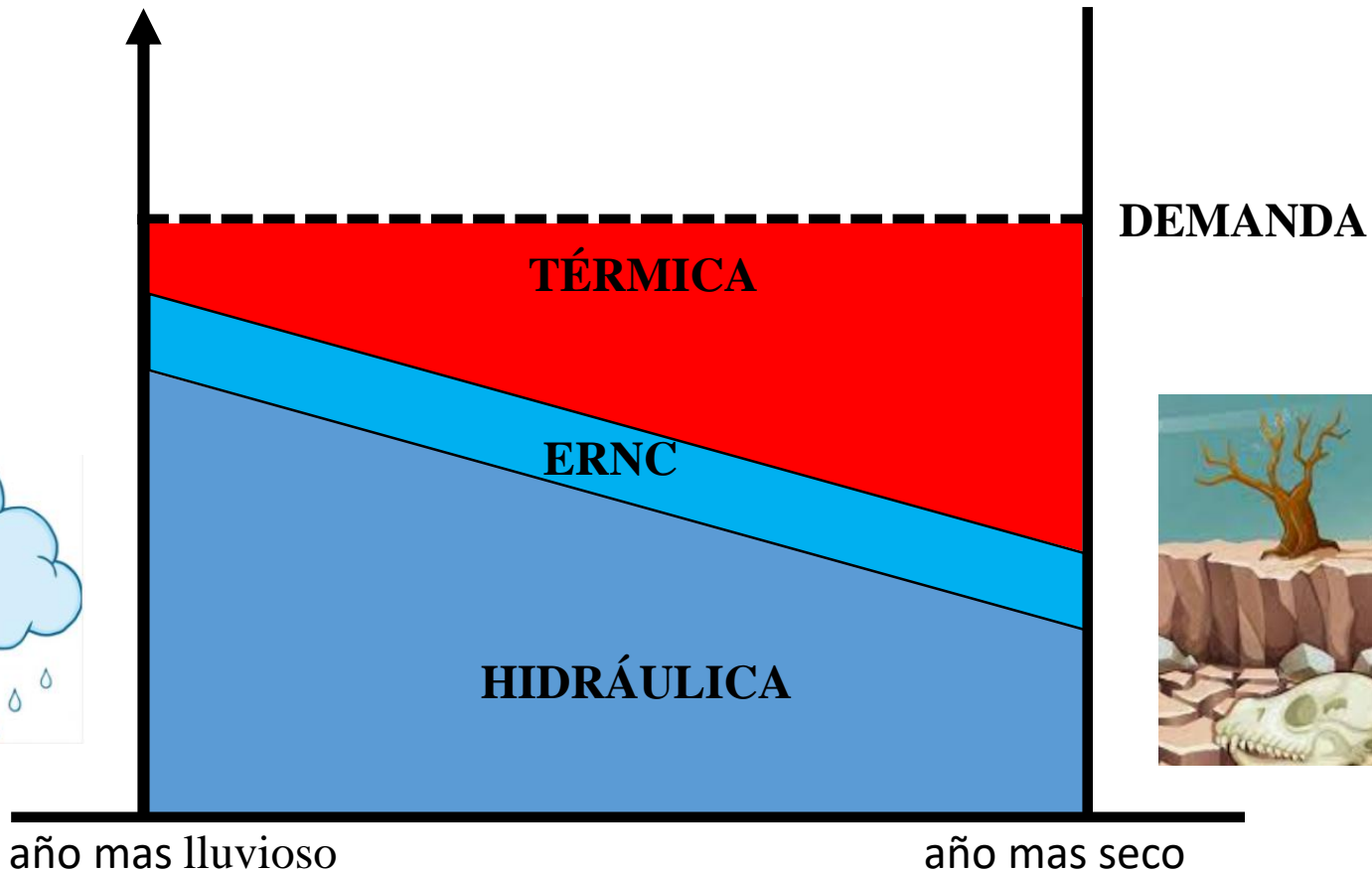


Matriz de Generación a Optimizar

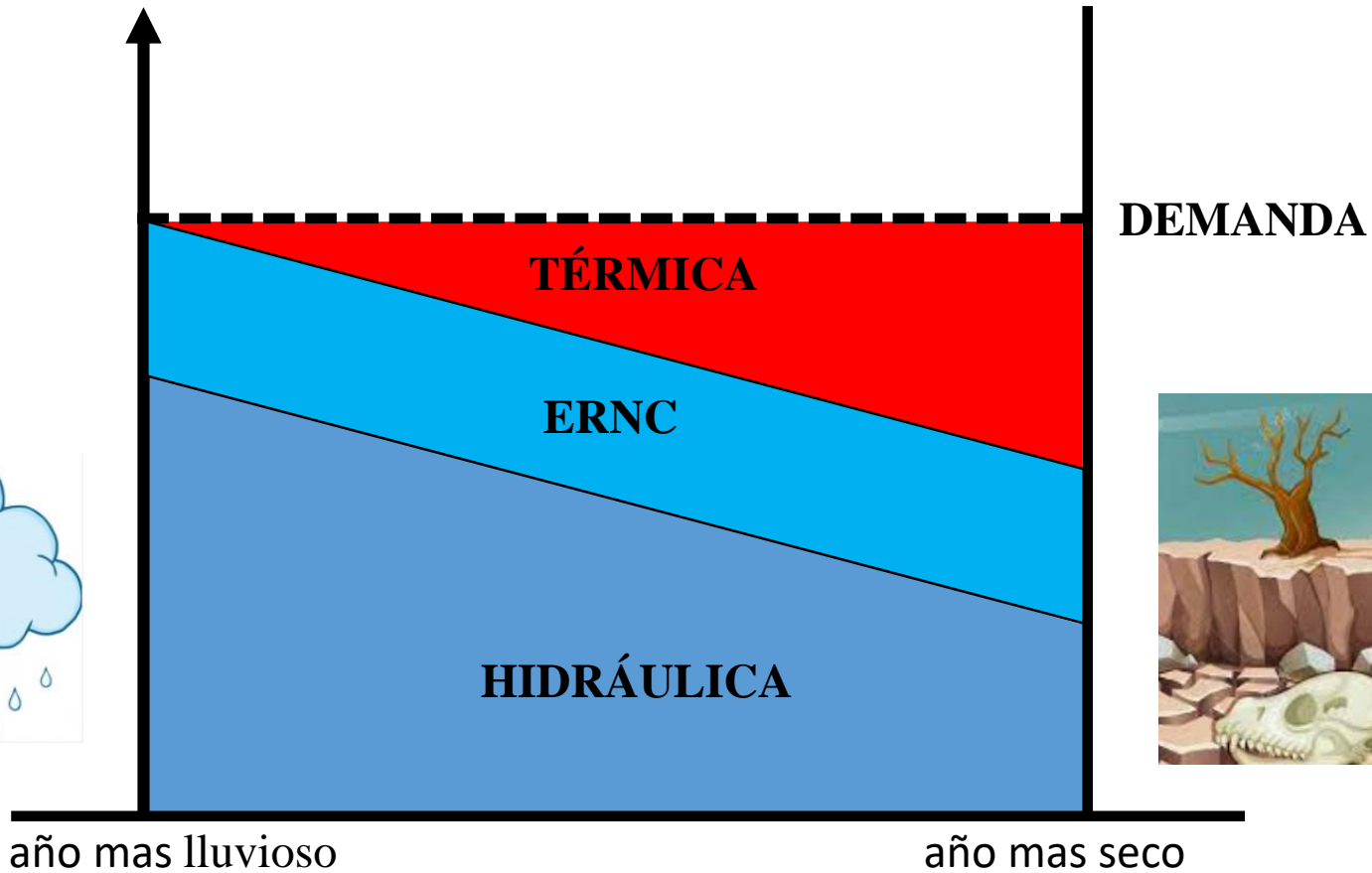


La Receta: Sustitución de Térmica con ERNC

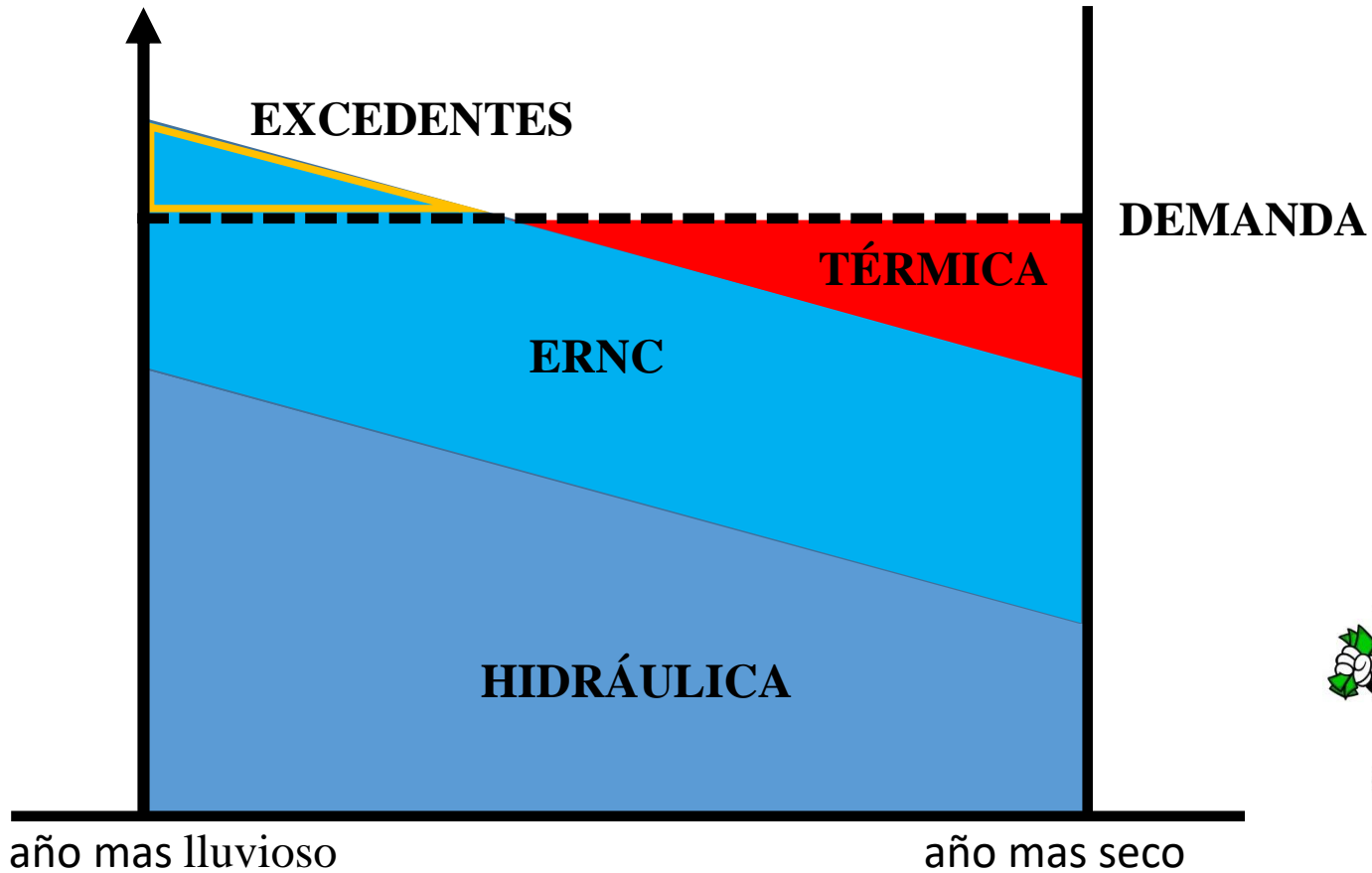
(Solar – Eólica y/o Biomasa)



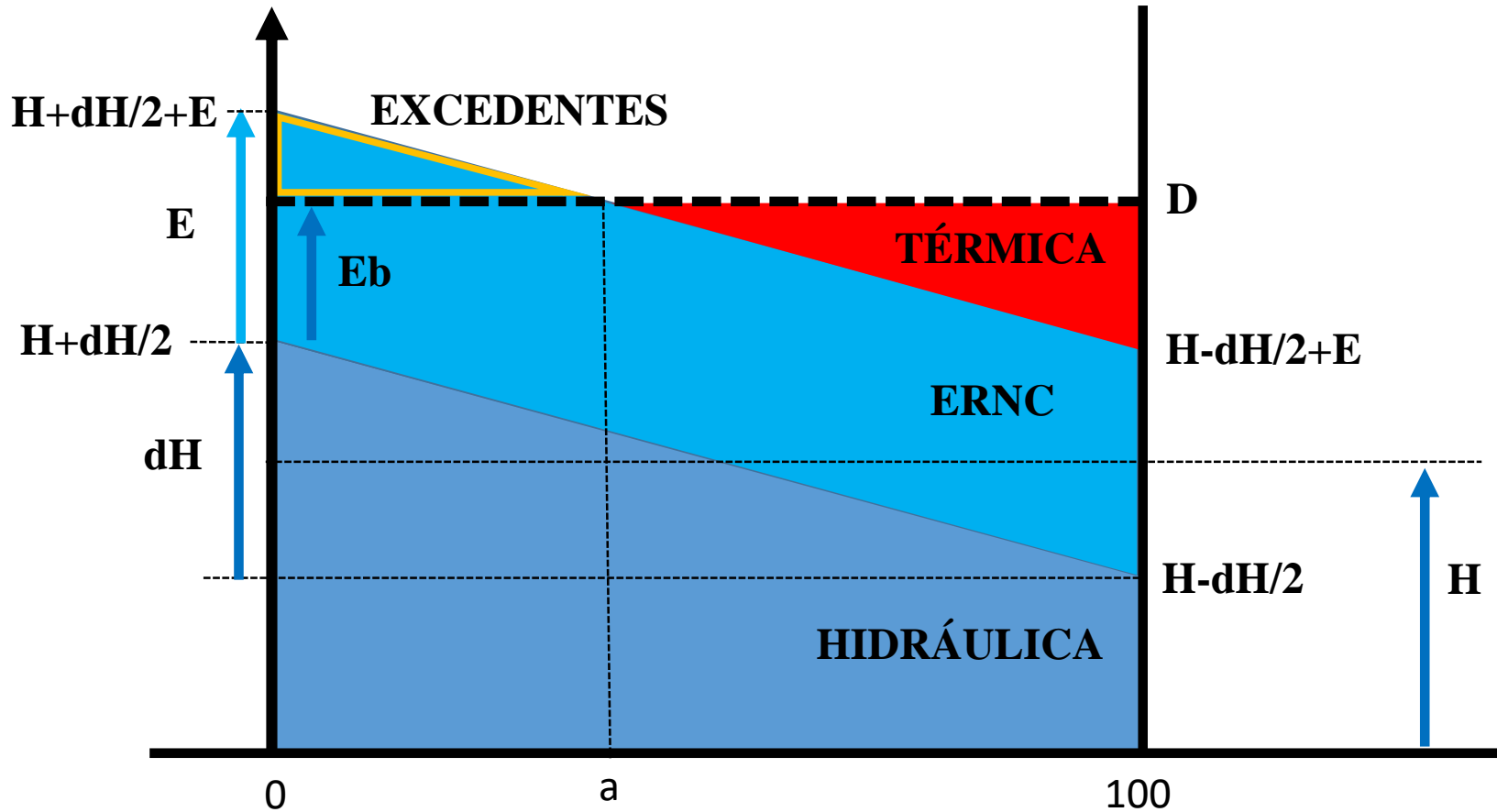
Máxima Sustitución sin Excedentes



Sustitución y aparición de Excedentes



Cuentas...

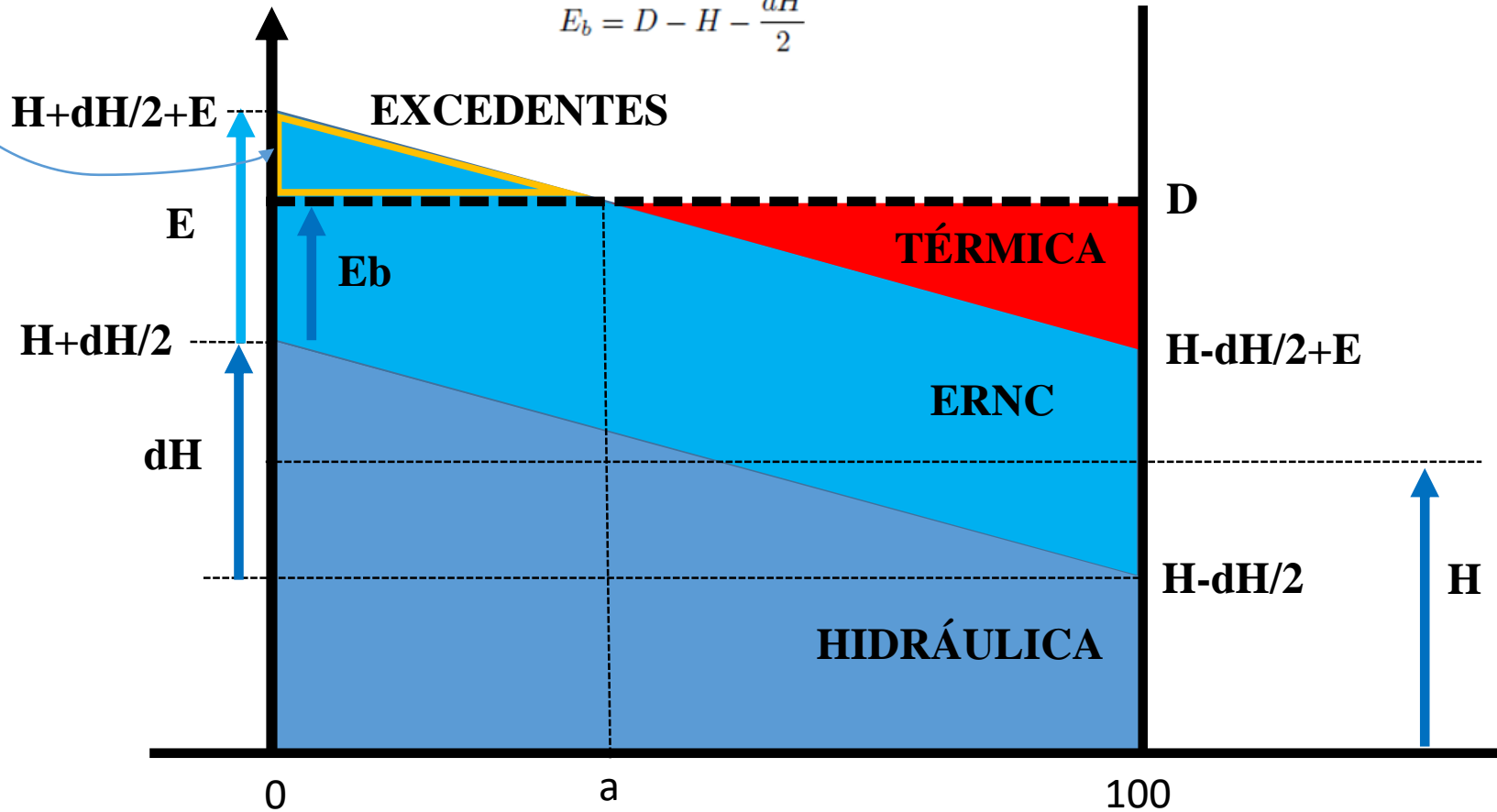


Cuentas...

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

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

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



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 .

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

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

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

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

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

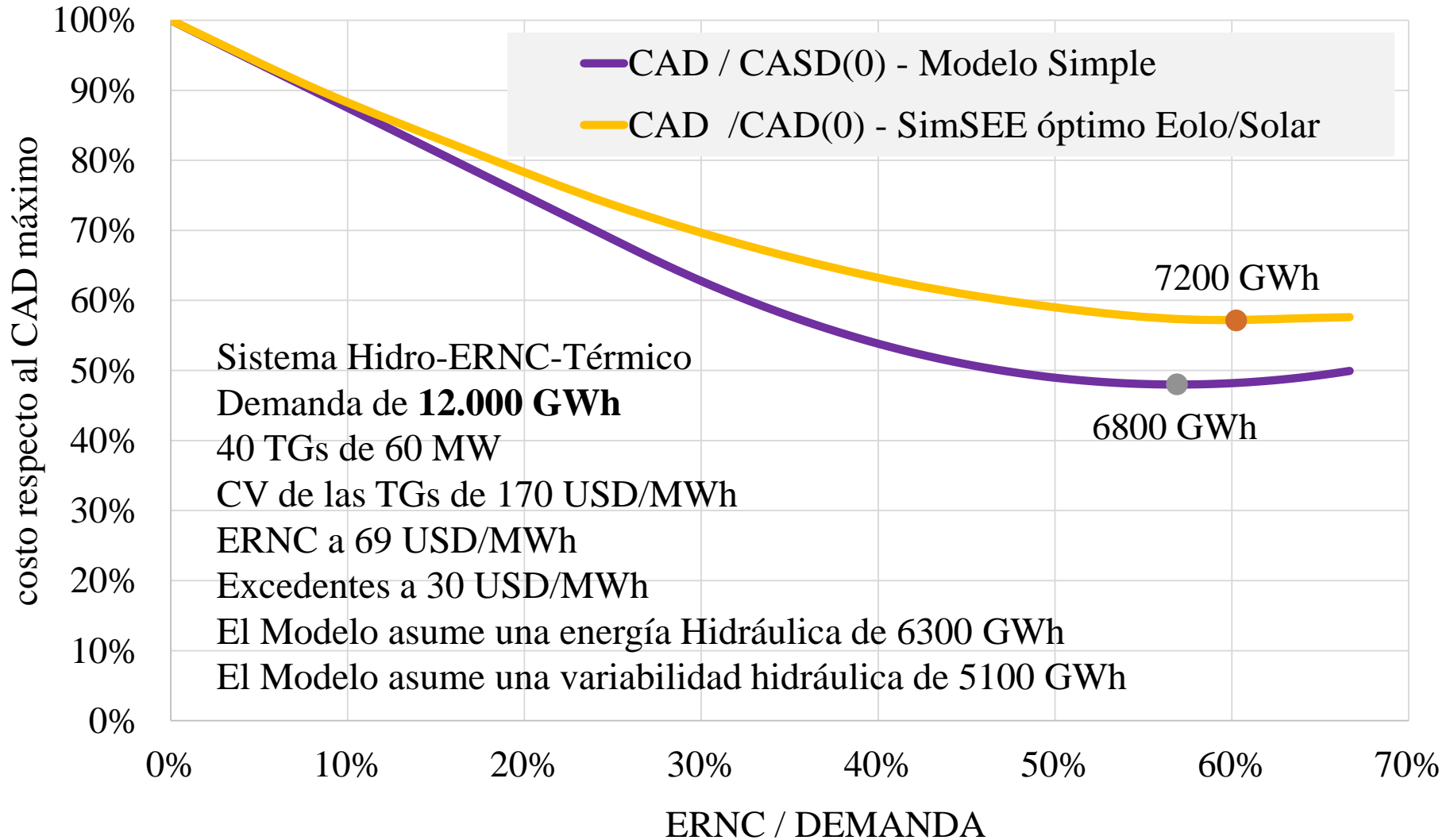
$$X_{opt} = \frac{1}{2} dH \left(\frac{c_v - p_e}{cv - p_x} \right)^2$$

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

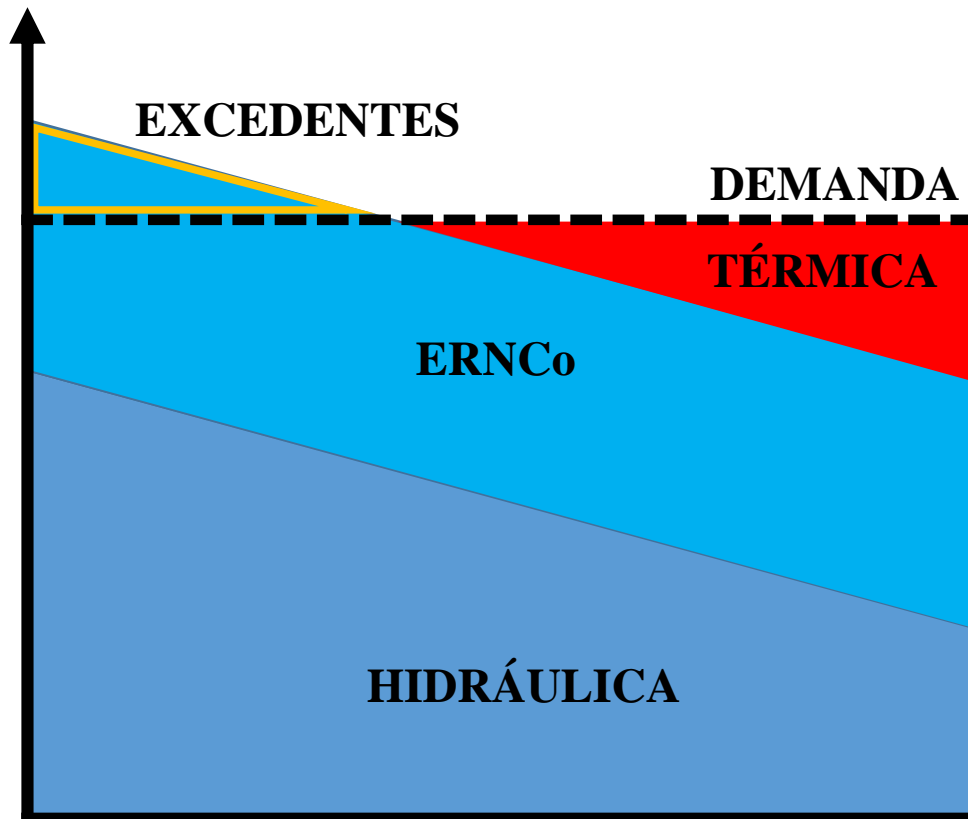


Ejemplo: Modelo Simple vs. Realidad

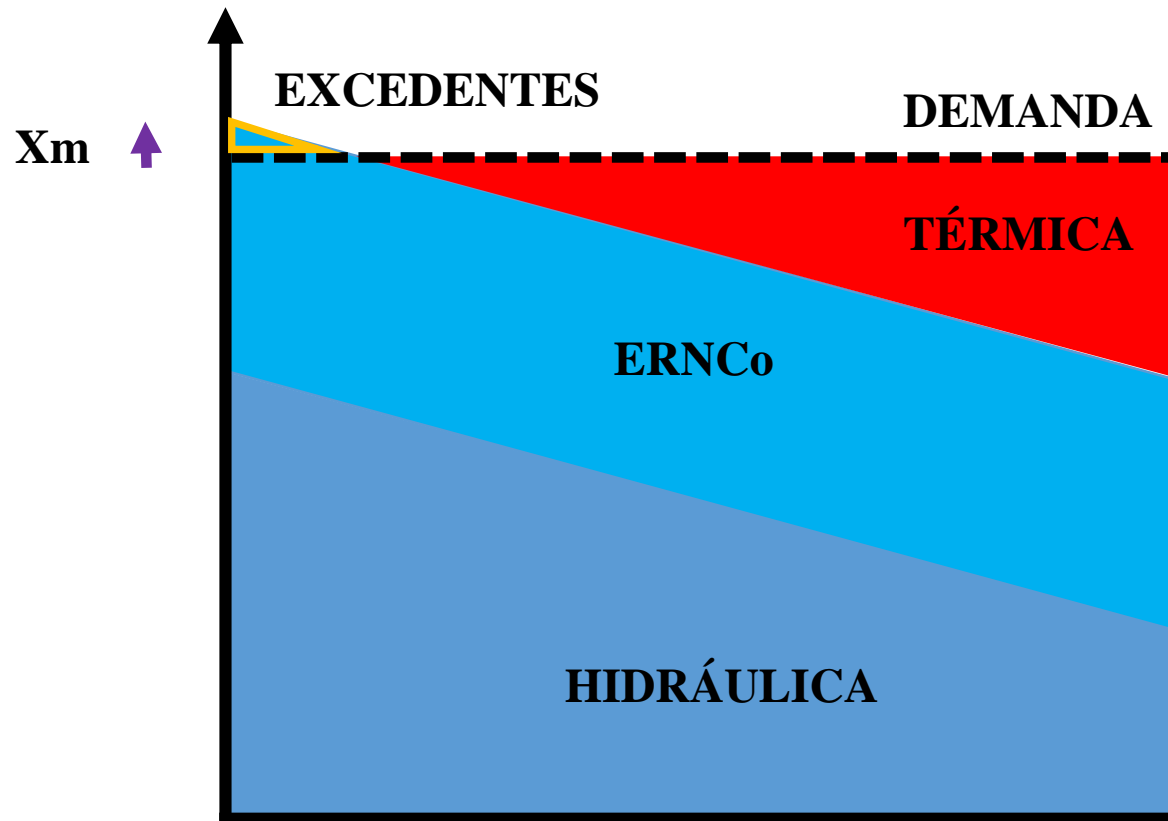
El Modelo ayuda “simplemente” a entender parte de la realidad...



Re optimización



Re optimización



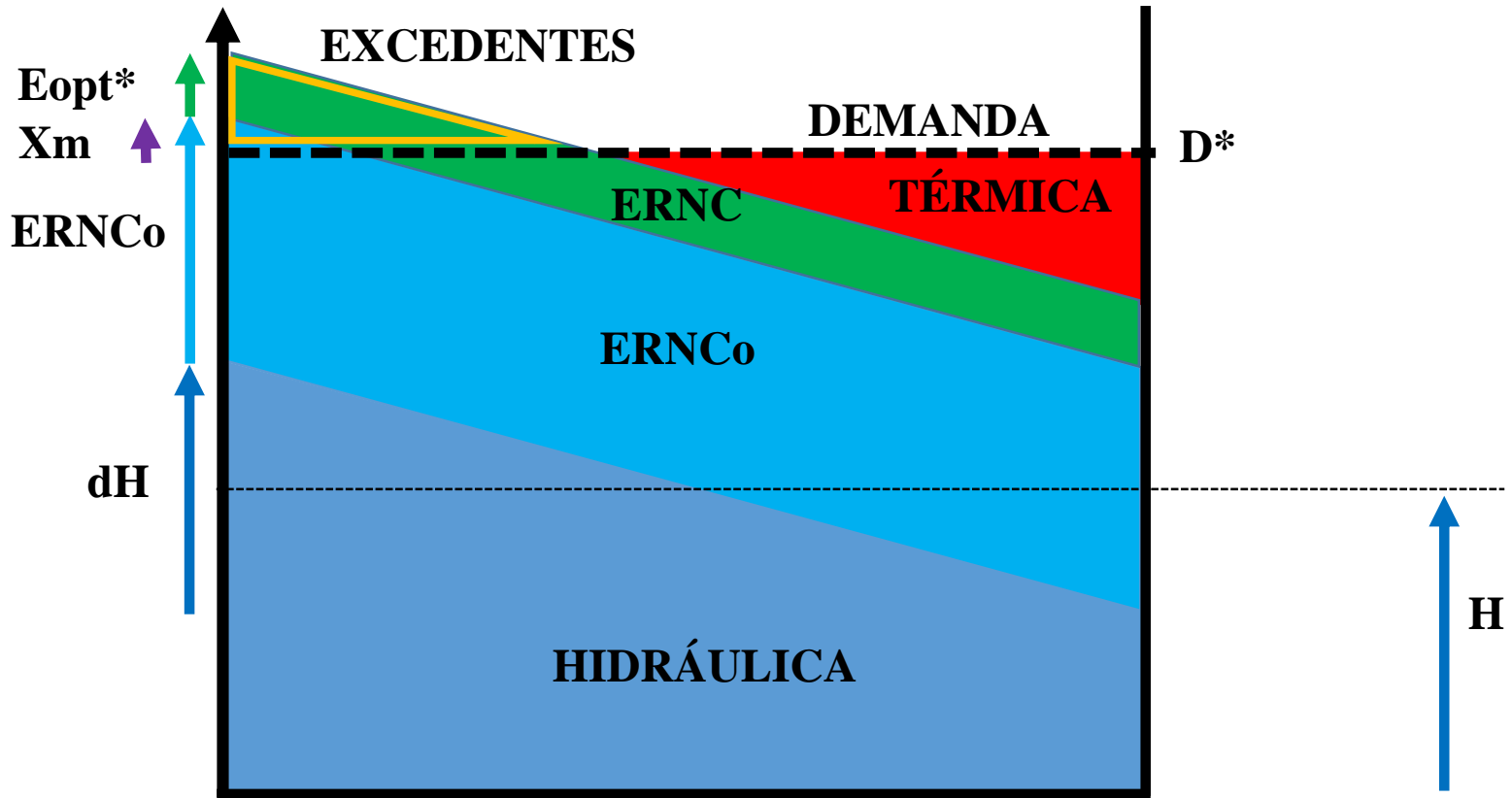
Re optimización



$$H^* = H + ERNC_o$$

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

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



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

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

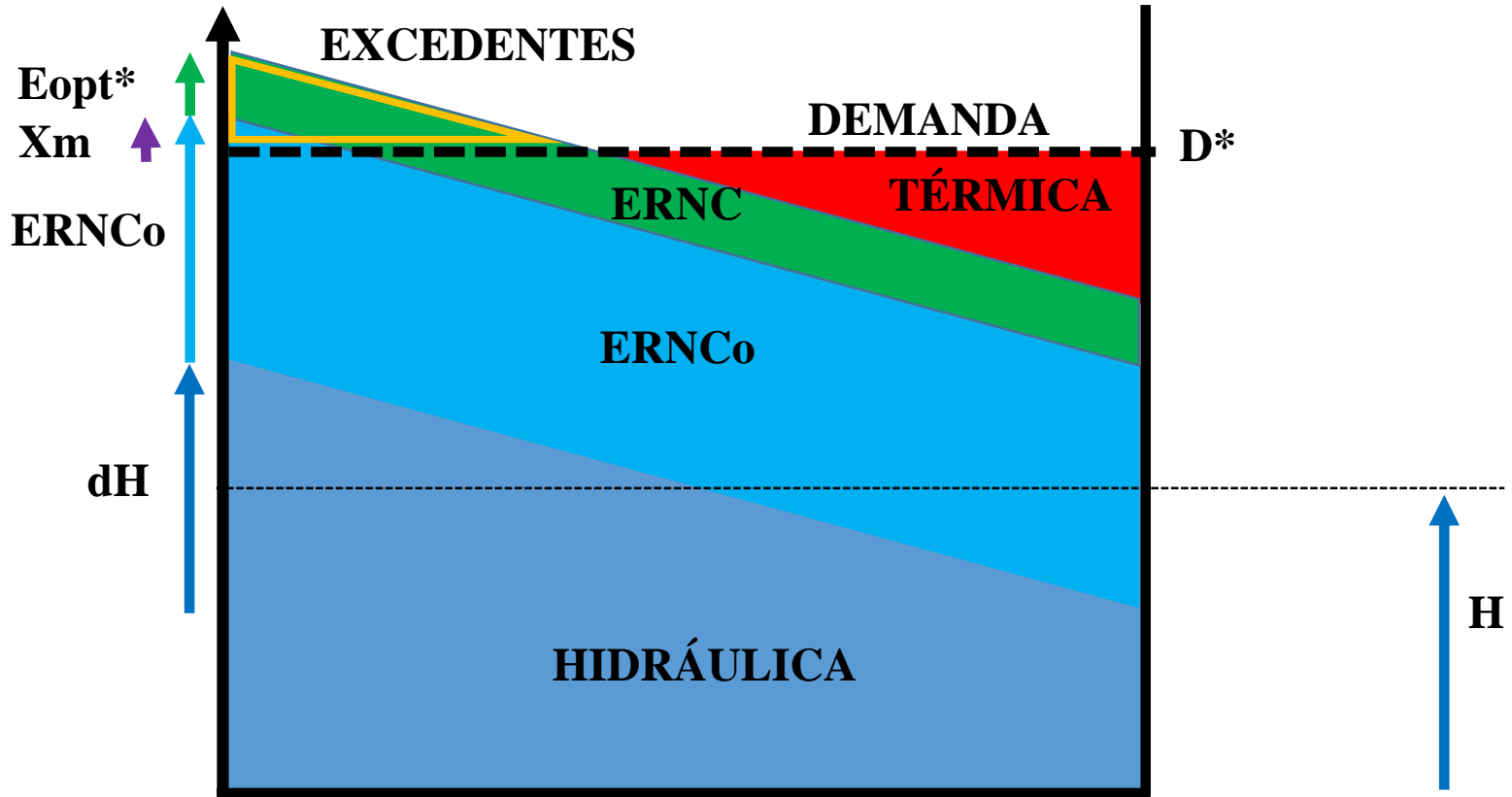
Reoptimización



$$H^* = H + ERNC_o$$

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

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



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

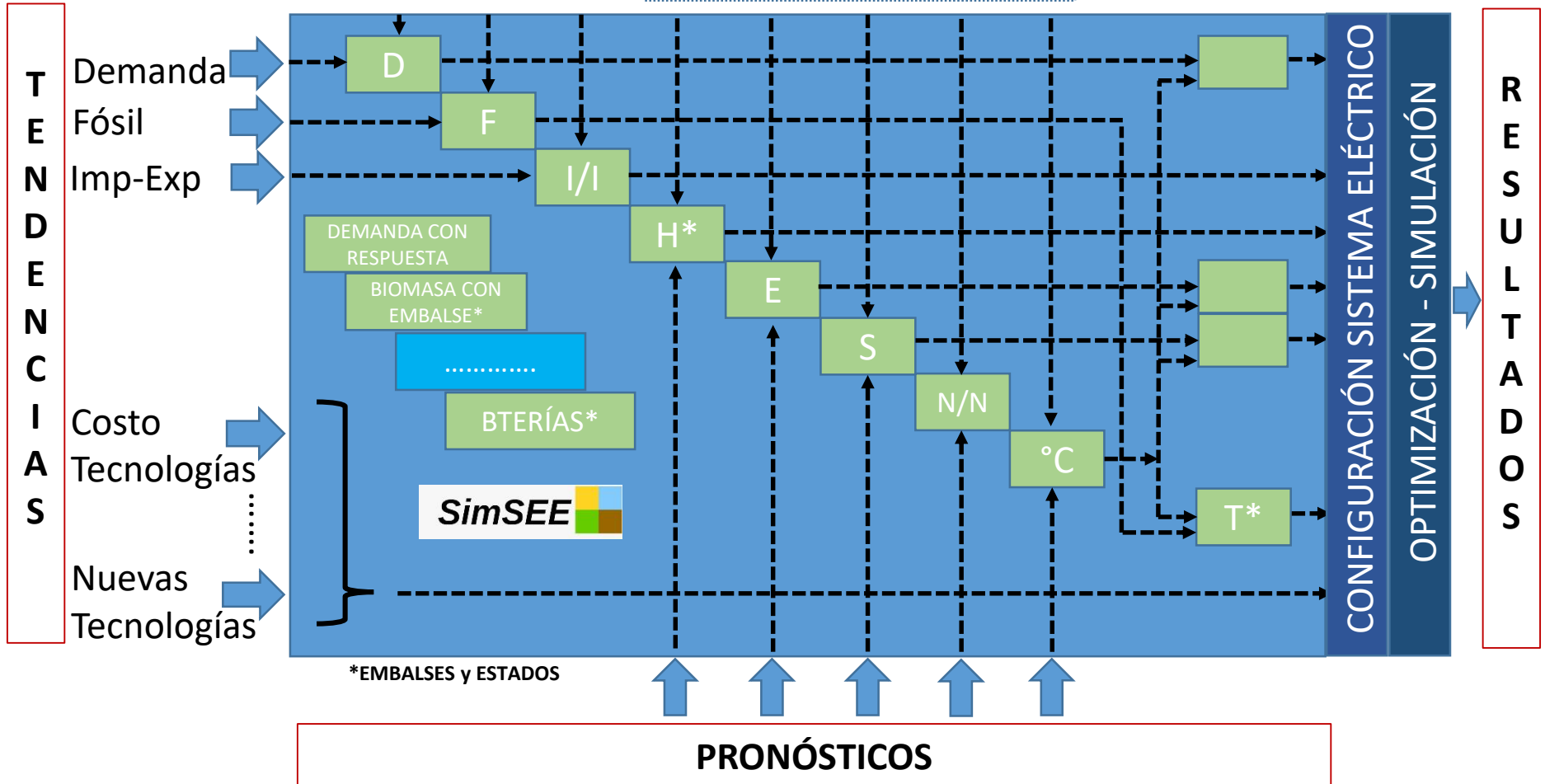
$$X_{opt}^* = \frac{1}{2} dH \left(\frac{c_v - p_e}{c_v - p_x} \right)^2$$

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

FUENTES ESTOCÁSTICAS : CEGHs

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

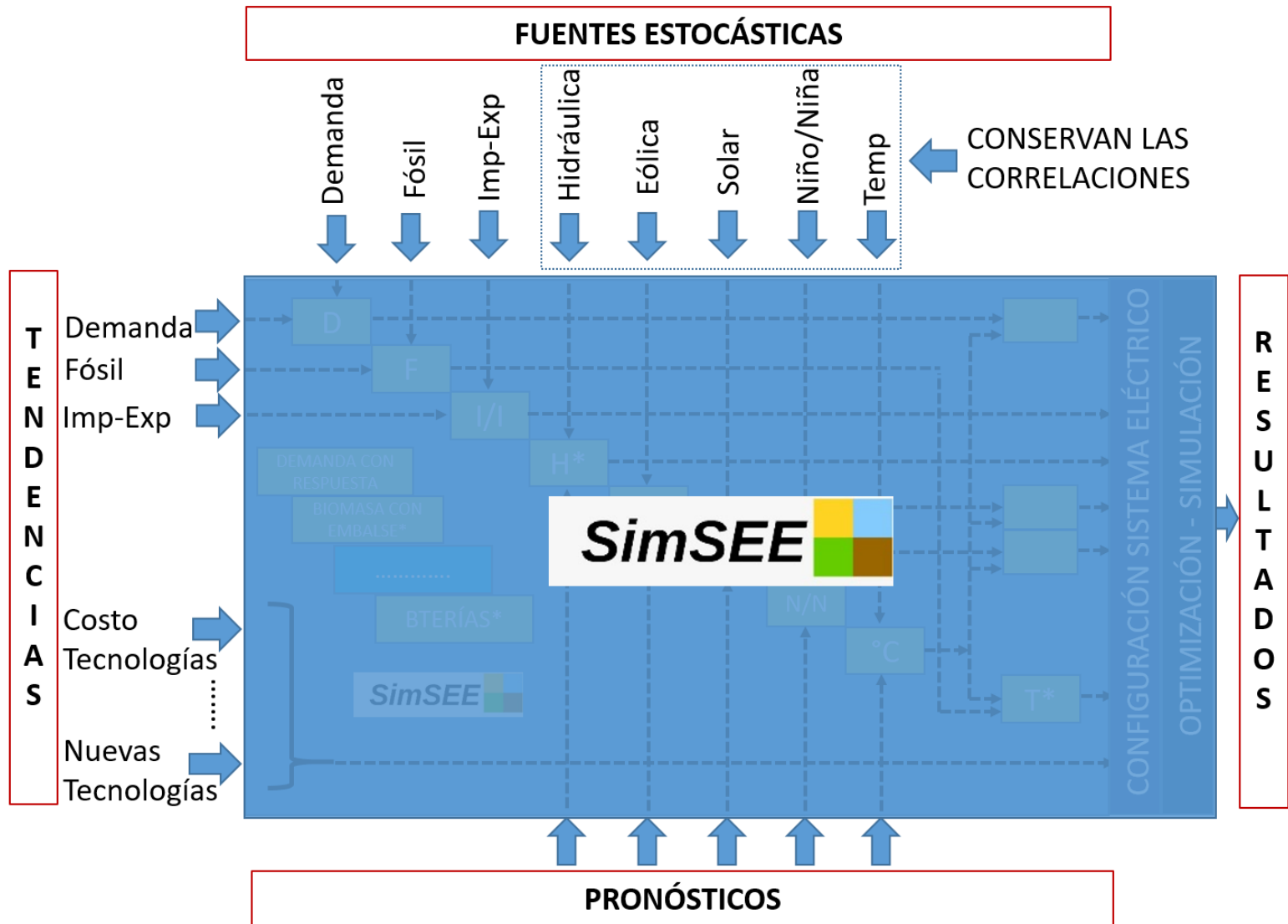
← CONSERVAN LAS CORRELACIONES

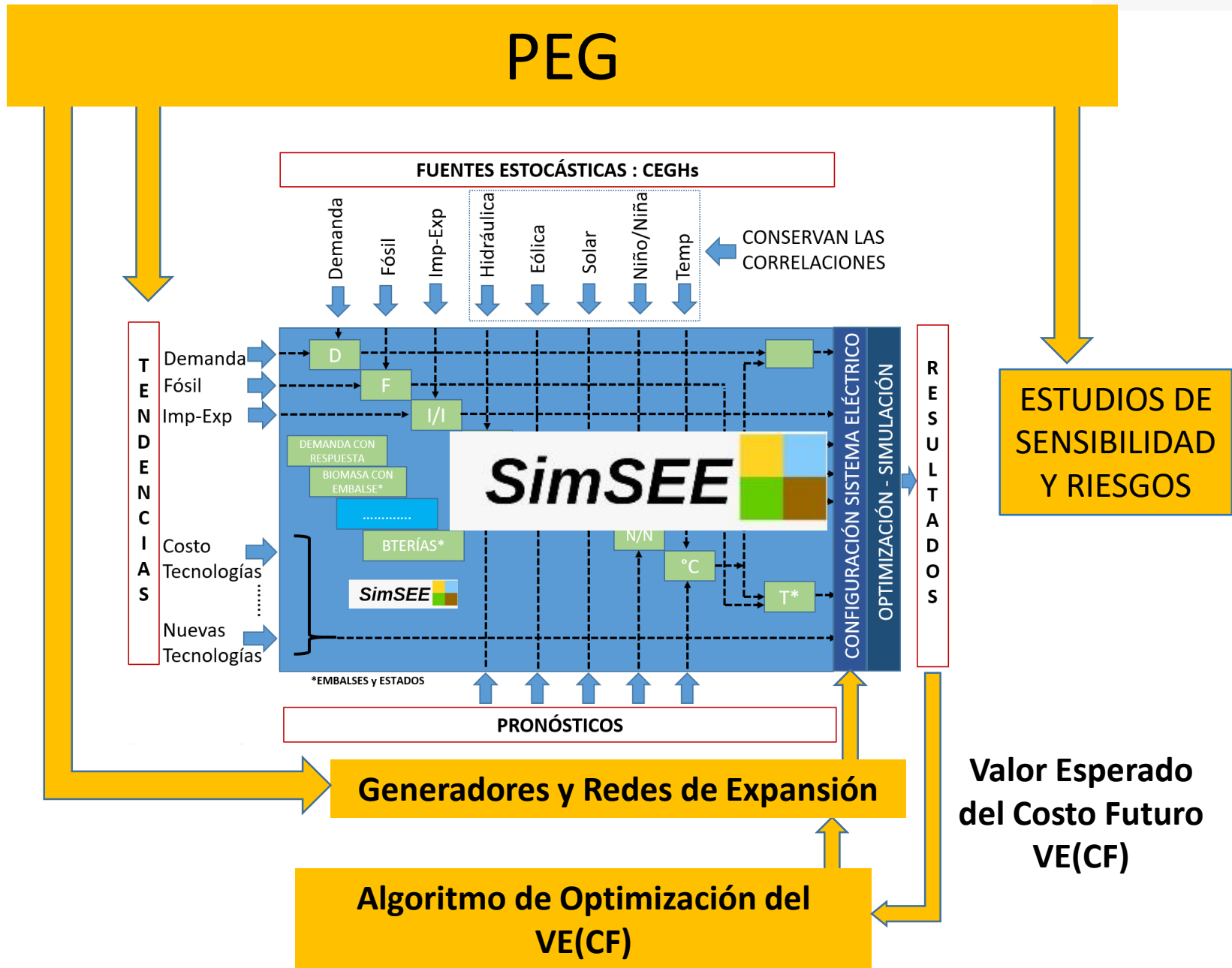


*EMBALSES y ESTADOS



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 website header includes the SimSEE logo, a language selector for "English version", and navigation links for "Inicio", "SimSEE", "Investigación", "Descargas", and "Contacto". A large banner image of a dam is visible. A dropdown menu is open under "SimSEE", listing "Introducción", "Usos", "Capacitación", and "Documentación". The "Documentación" menu is further expanded to show 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". Below the banner, text describes SimSEE as a platform for electric system simulation and market operation. A URL "https://simsee.org/simsee/verdoc/vol6.php" is visible in the bottom left corner.

simsee.org

English version

Inicio SimSEE Investigación Descargas Contacto

Introducción

Usos

Capacitación

Documentación

Volume 1. Manual del Editor

Volume 2. Fuentes

Volume 3. Actores

Volume 4. SimRes3

Volume 5. AnalisisSerial

Volume 6. OddFace

Registro de cambios

Biblioteca

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

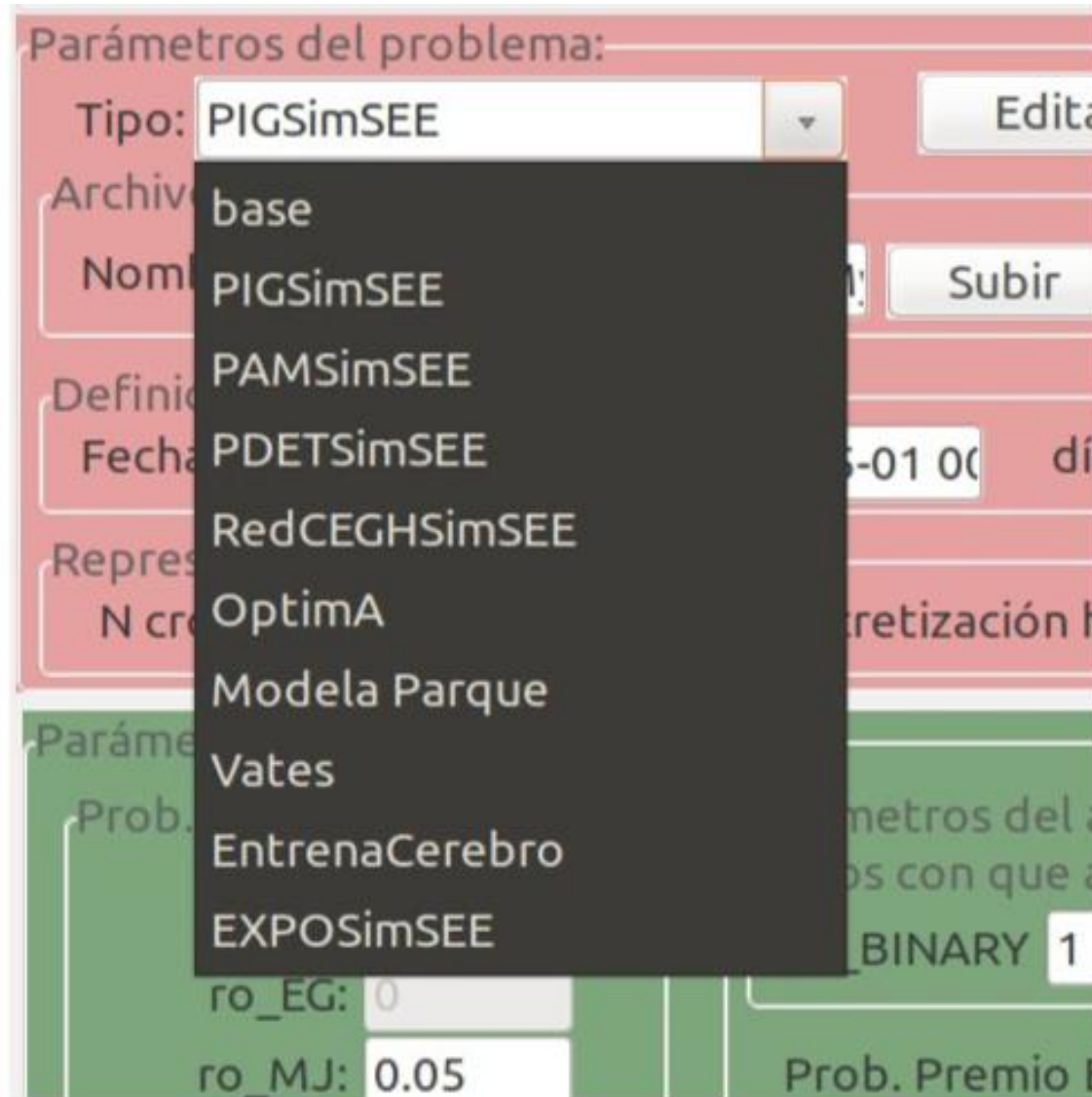
<https://simsee.org/simsee/verdoc/vol6.php>

OddFace

Plataforma de Optimización Distribuida de
Funciones de Alto Costo de Evaluación

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

Tipos de Problemas OddFace

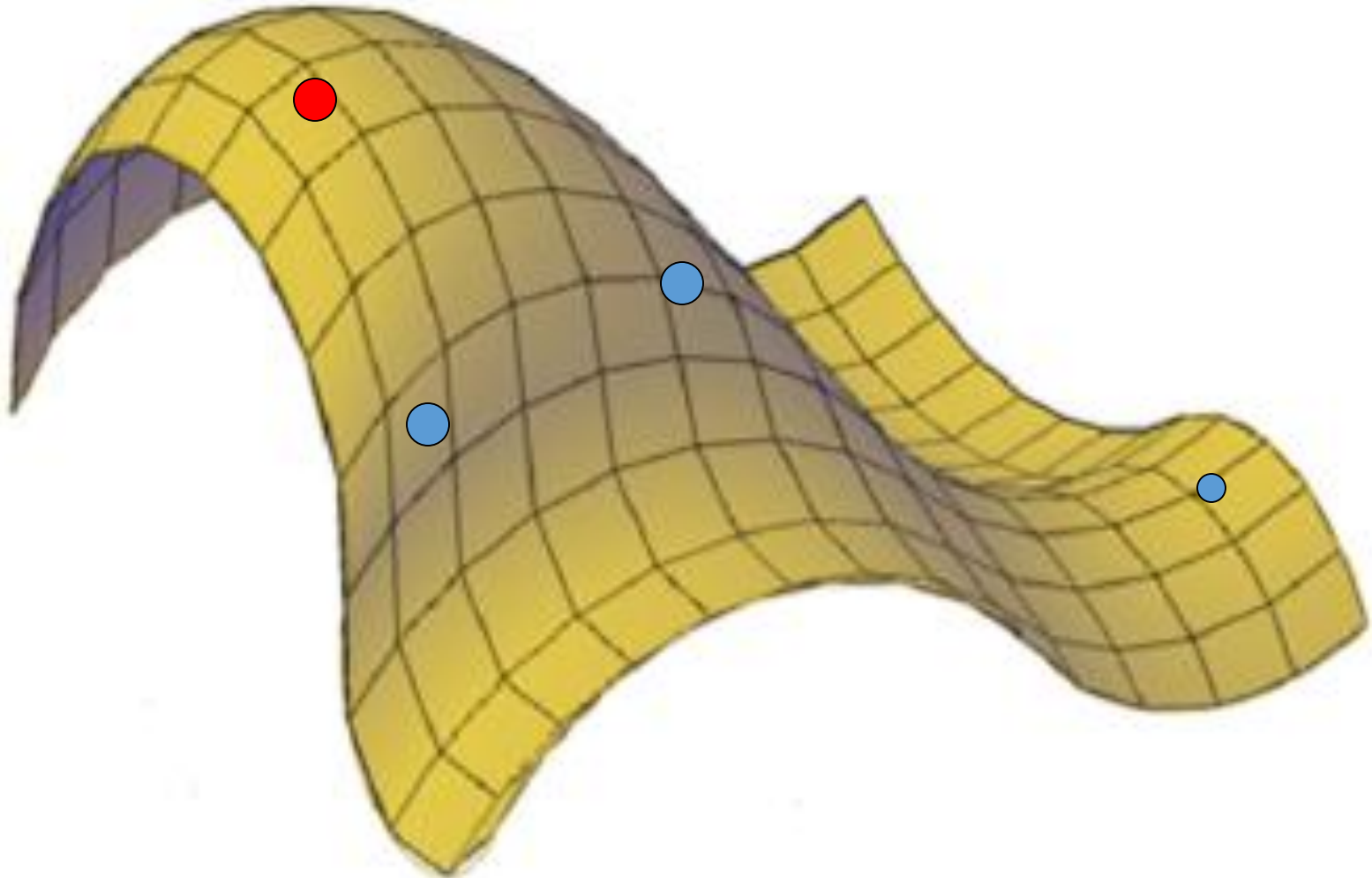


PIGSimSEE \rightarrow CAD

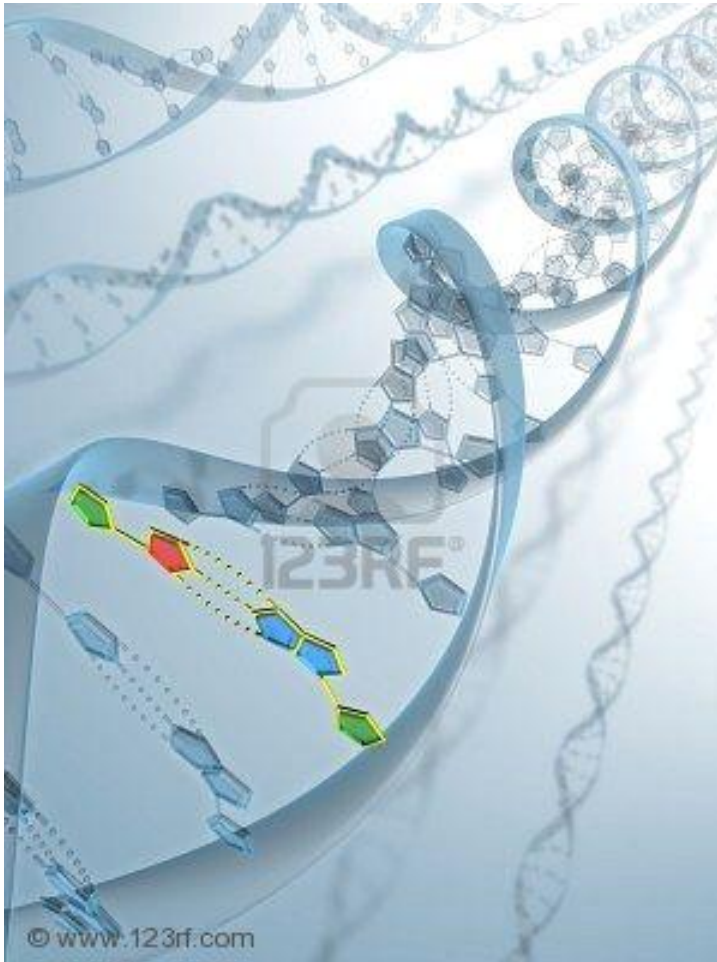
$$\min_{x \in D} f(x)$$

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

Exploradores de un algoritmo de optimización

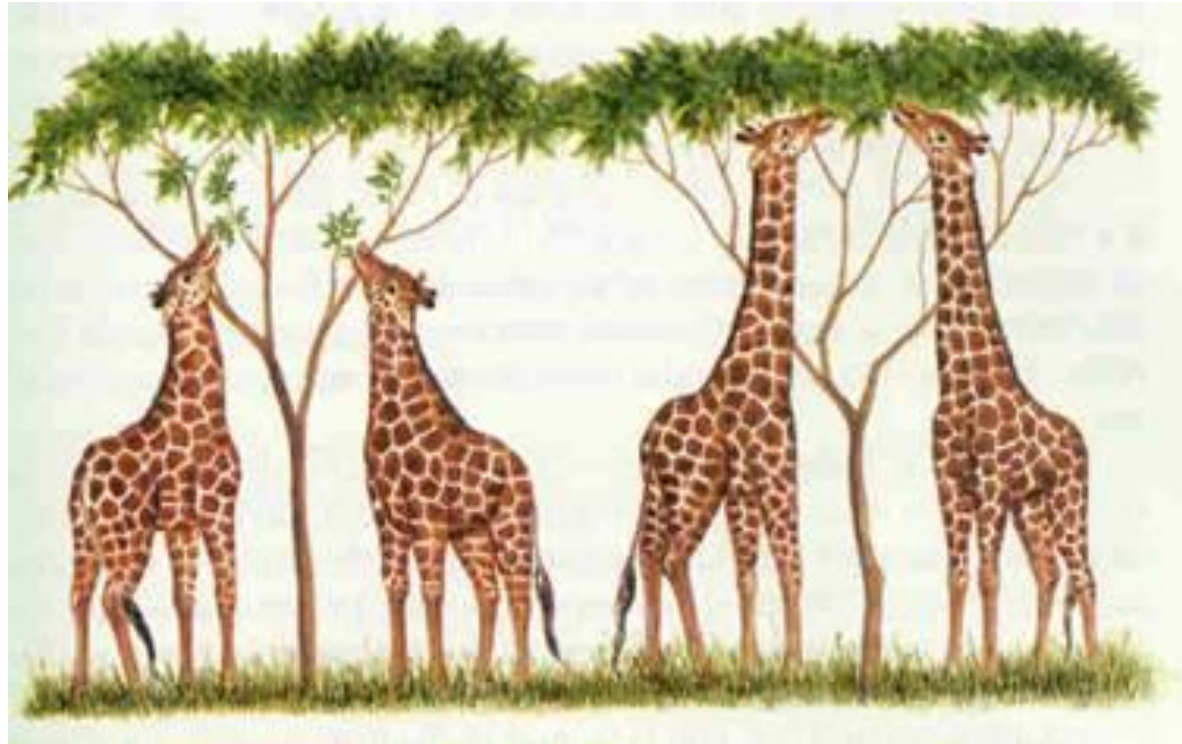


Algoritmos Genéticos



- Selección
- Cruzamiento
- Mutación

Selección

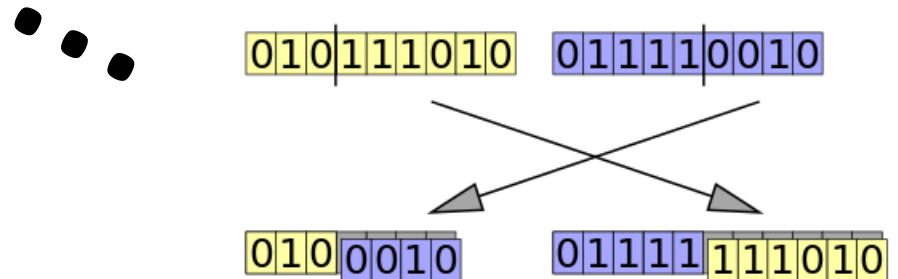
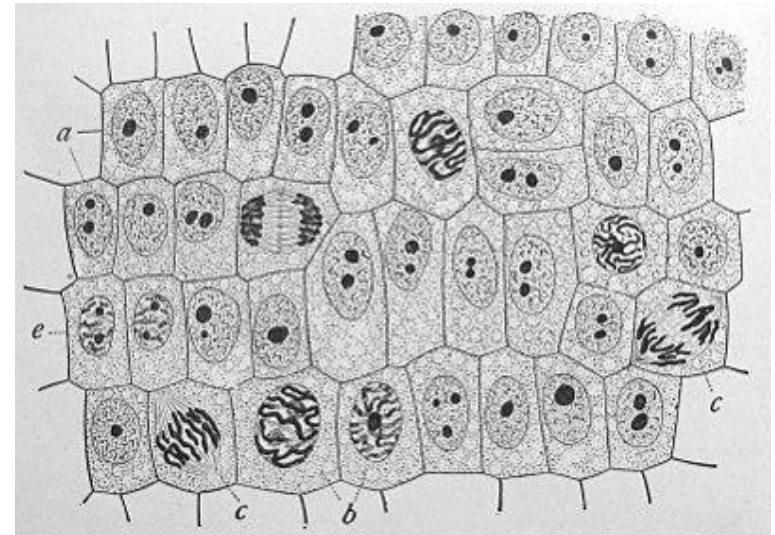
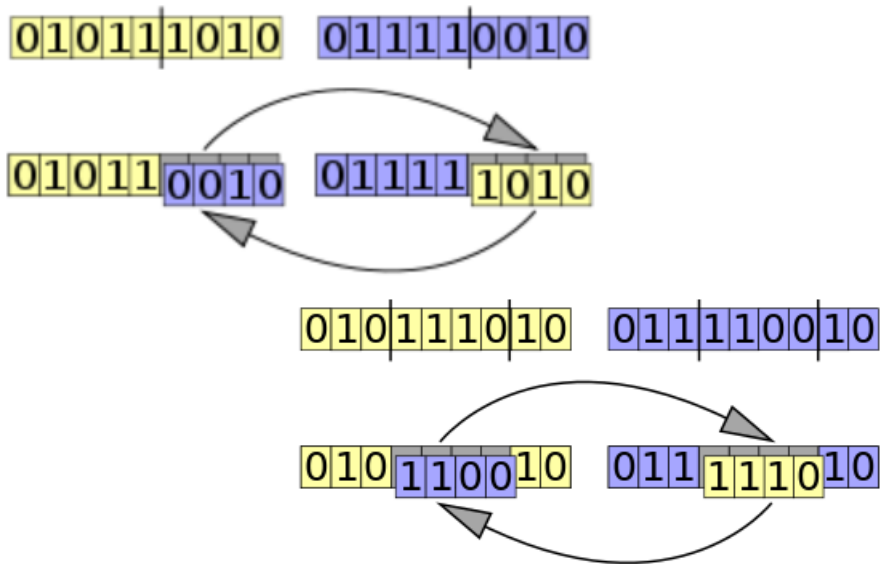


Premio al Éxito y Suertudos.

Cruzamiento

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

Cromosoma – Genoma -ADN



Mutación

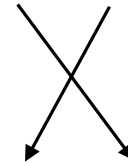
- Con una probabilidad establecida se cambian bits.

1 0 1 0 0 1 0



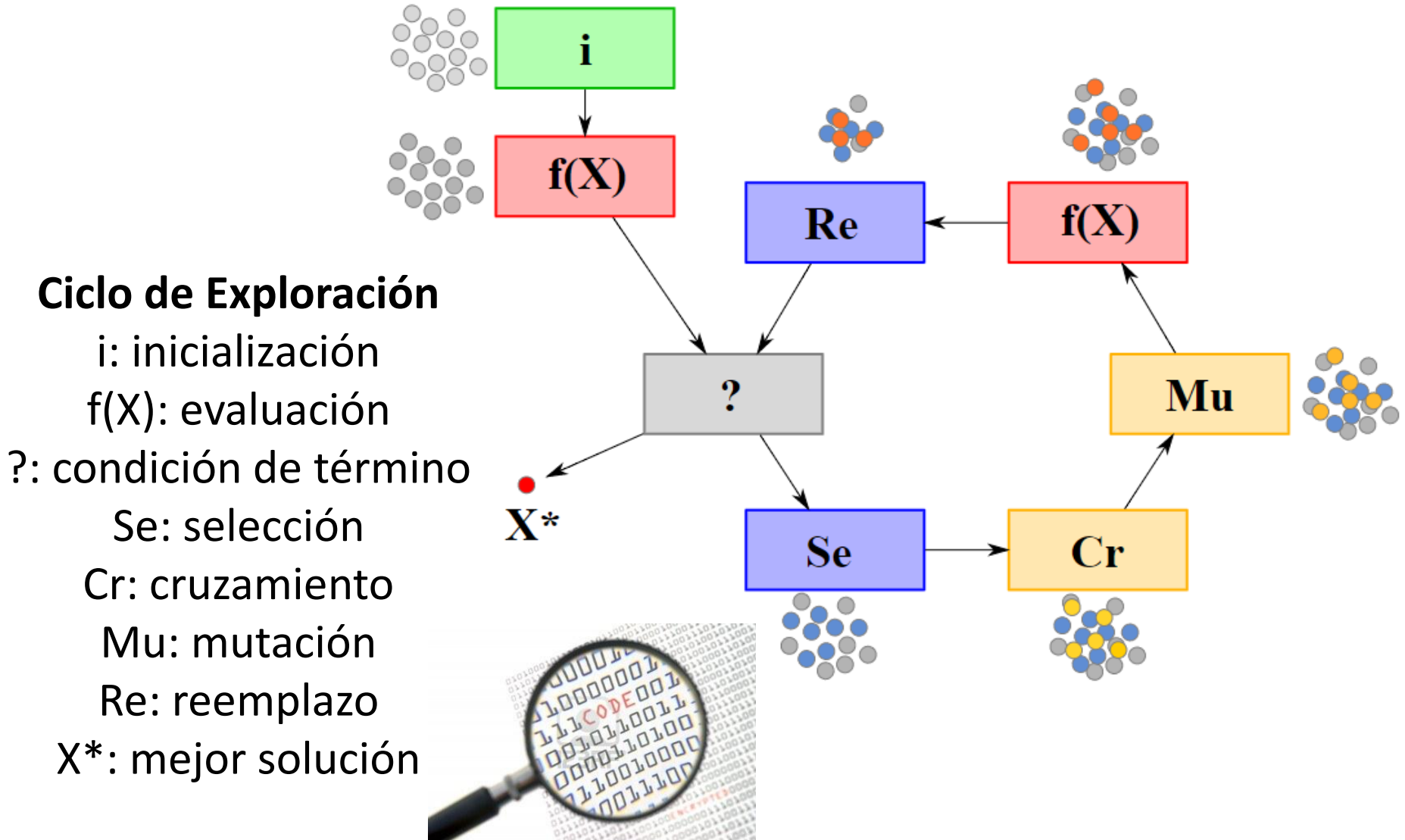
1 0 1 0 1 1 0

1 0 1 0 0 1 0



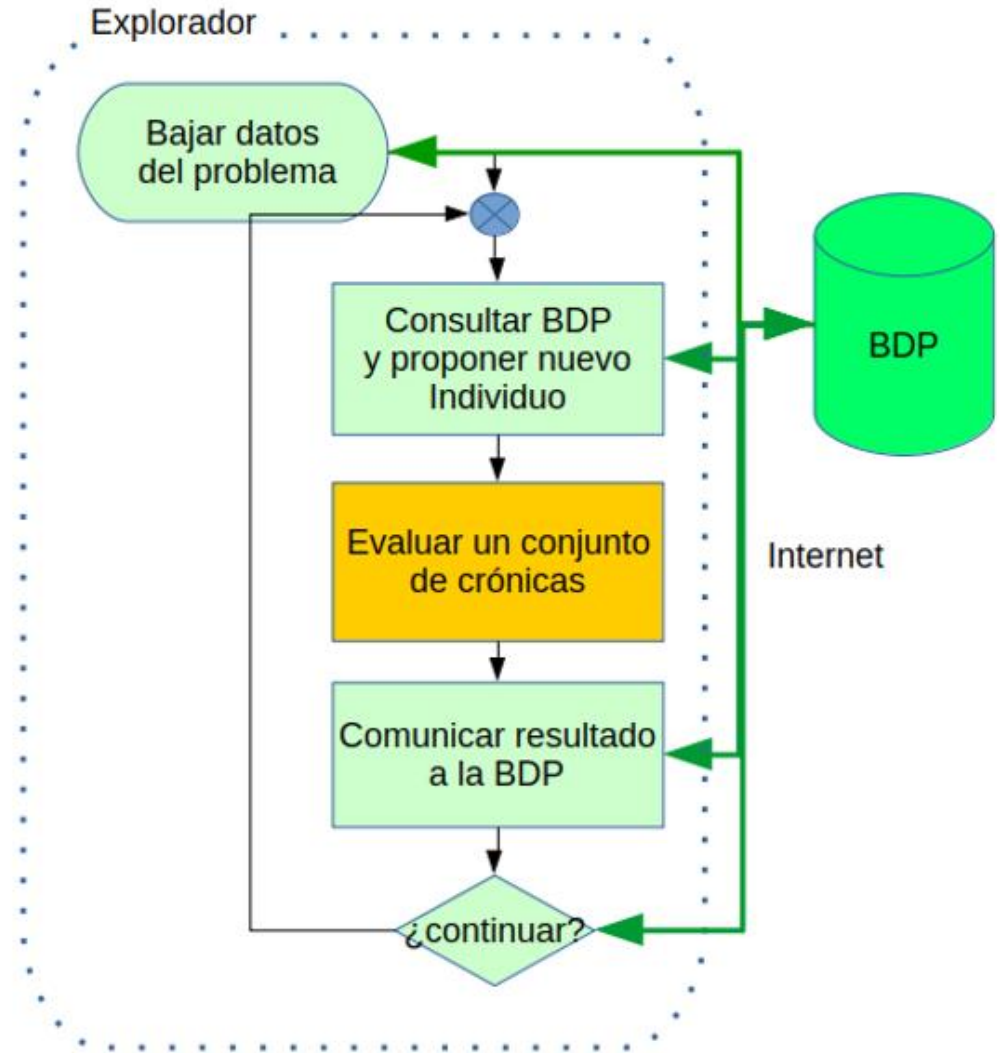
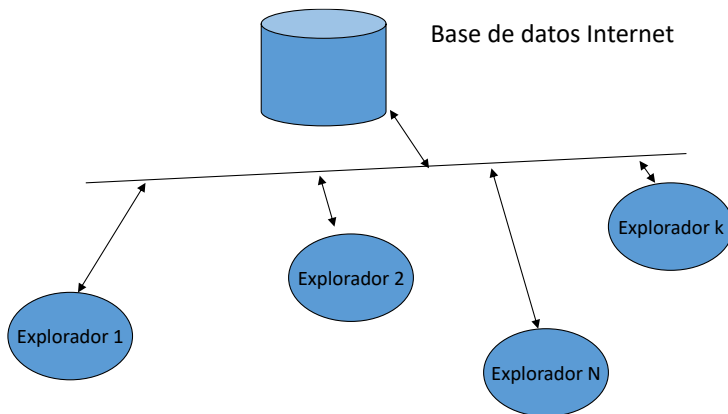
1 0 0 0 1 1 0

Algoritmo Genético



PIG: Potencial Funcionamiento en Paralelo de múltiples Exploradores

Evaluar cada Individuo es una corrida SimSEE independiente una de otra



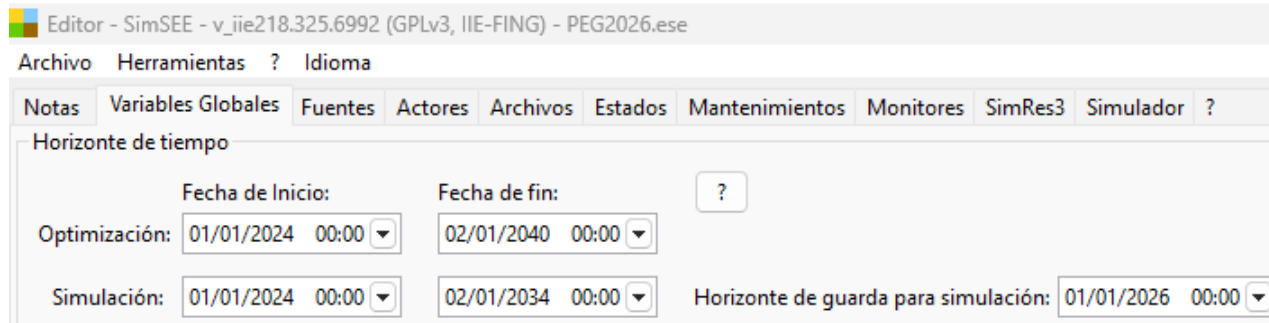
Estrategias para la PO en la PEG

- Cálculo de la PO tradicional (Bellman) para cada individuo.
 - A: Con Guarda de Optimización (marcar “Sumar Pagos en CF”) y no aumentando la demanda en los años de Guarda.
 - B: Con enganche en una PO fija.
- C: Uso de una PO fija precalculada.
- D: Aprendizaje por refuerzo.

Tiempo entre decisión y explotación

- E: Sin evaluar el impacto (estudio atemporal)
 - Sin “Guarda de Simulación”.
 - Eliminar el sesgo de CEGH (“fecha de inicio” remota).
 - "Iniciar cota encadenando" de los recursos almacenables.
- F: Con evaluación del impacto (estudio real).
 - Considerar el sesgo en los CEGH.
 - Estado inicial de los recursos almacenables real.

Caso A-F



16 años de Optimización de la Operación (SimSEE)

10 años de Simulación (SimSEE)

Guarda de Simulación

PEG con OddFace



Decisión y Construcción



.....

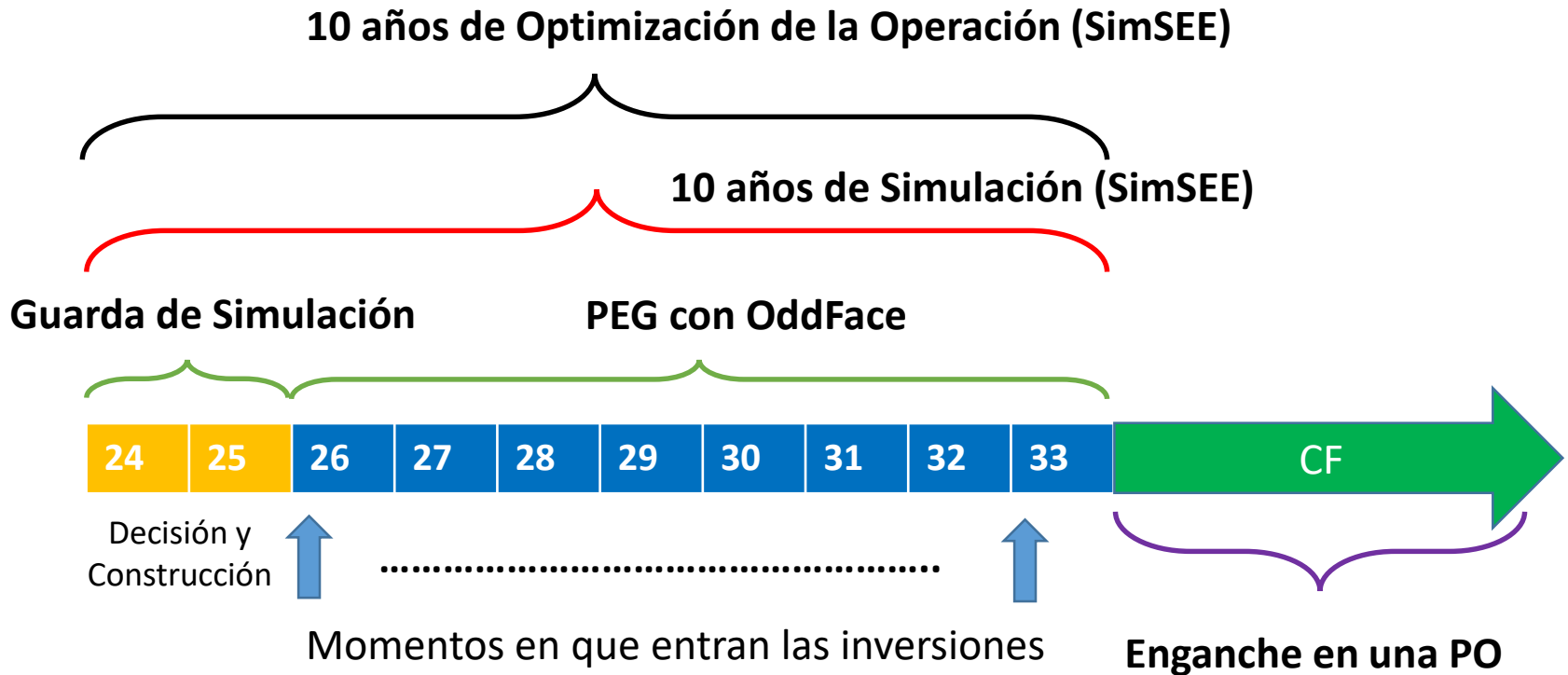


Momentos en que entran las inversiones

Guarda de Optimización

Con Demanda 2033..2039 cte.
Con "Sumar Pagos en CF"

Caso B-F



Caso A-E

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

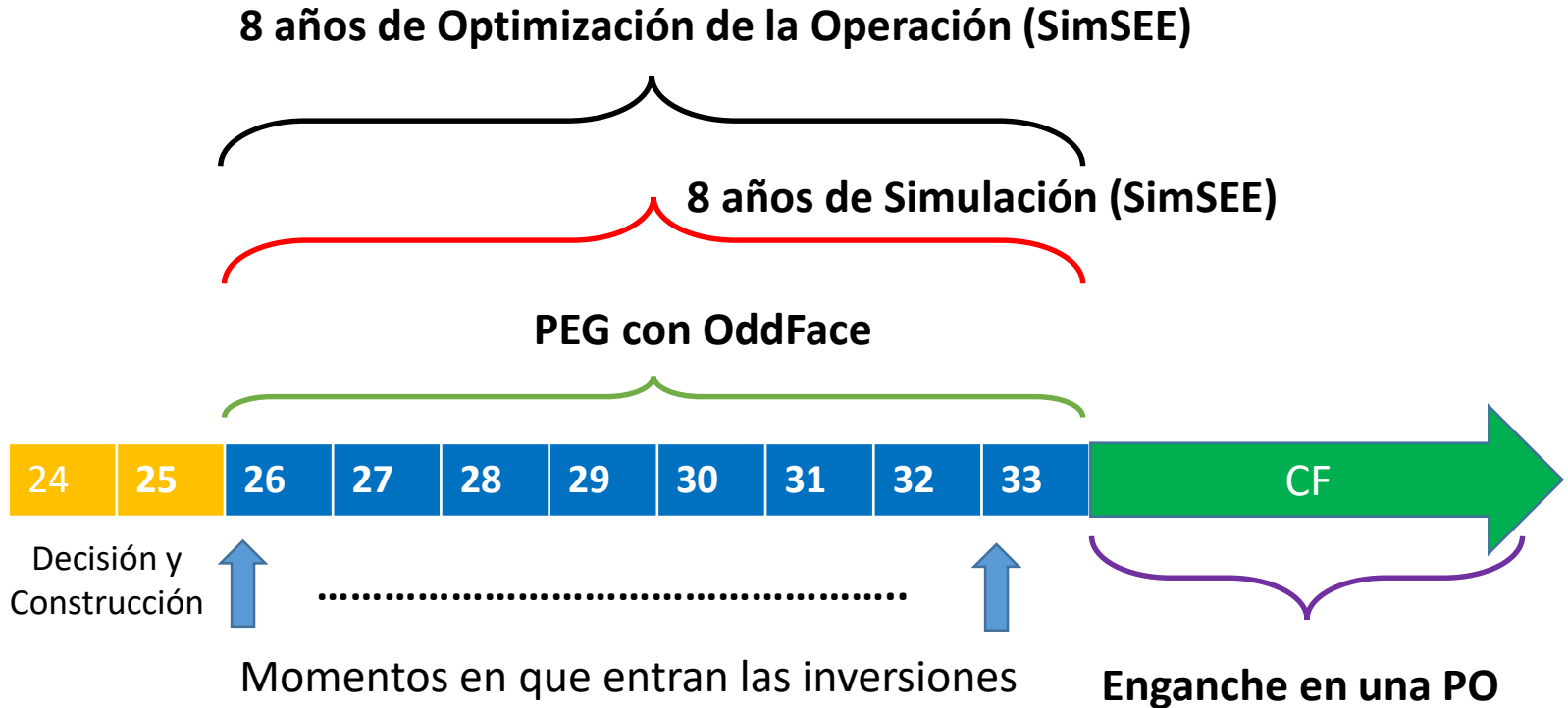
Guarda de Optimización

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

Caso B-E

"Iniciar cota encadenando" de los actores THydroConEmbalse.

Eliminar el sesgo de CEGH ("fecha de inicio" remota).



Caso B: Enganche en una PO en el Editor de SimSEE

Editor - SimSEE - v_ii216.324.6951 (GPLv3, IIE-FING) - PEG2023_clase10.es

Archivo Herramientas ? Idioma

Notas Variables Globales Fuentes Actores Archivos Estados Mantenimientos M

Agregar Archivo ?

Archivo	
ArchiRef, CEGH_BPS50_IN34_BRSUL_AGMER_1ve.txt	✖
ArchiRef, ADMEpes052022_CEGH_volpetroleo_LN.txt	✖
ArchiRef, DemandaPlus.bin	✖
ArchiRef, DemandaPlus2040.bin	✖
ArchiRef, varios.sr3	✖
ArchiRef, gi.sr3	✖
ArchiRef, aniobase2023extraidoModeloADME.bin	✖
ArchiRef, DemandaPlus2040_50_100_150.bin	✖
ArchiRef, histoBioTerflex.sr3	✖
ArchiRef, Demanda_Ind_2028_50.bin	✖
ArchiRef, Explmp.sr3	✖
ArchiRef, autoproduccion.sr3	✖
ArchiRef, gi_Bat_Exp.sr3	✖
ArchiRef, DemandaPlus2023_45.bin	✖
ArchiRef, C:\Users\gcp\Downloads\CF_BaseBinTESuy.bin	✖

Editor - SimSEE - v_ii216.324.6951 (GPLv3, IIE-FING) - PEG2023_clase10.es

Archivo Herramientas ? Idioma

Notas Variables Globales Fuentes Actores Archivos Estados Mantenimientos Monitores SimRes3 Simulador ? Combustibles CO2 Flujo

Costo Futuro Auxiliar - CFaux

C:\Users\gcp\Downloads\CF_BaseBinTESuy.bin ?

Inicializacion de Costo Futuro

Llenar último Frame con:

Ceros

Desde archivo CF.bin

Enganchar con:

Sala CF.bin

C:\Users\gcp\Downloads\CF_BaseBinTESuy.bin Vaciar Definir Enganches

Opciones Enganche:

Estabilizar Frame Inicial

Uniformizar promediando:

Enganchar promediando desaparecidas.

Escenario: <- leer_casos

Editor - SimSEE - v_ii216.324.6951 (GPLv3, IIE-FING) - PEG2023_PO.es

Archivo Herramientas ? Idioma

Notas Variables Globales Fuentes Actores Archivos Estados Manteni

Horizonte de tiempo

Optimización: Fecha de Inicio: 01/01/2024 00:00 Fecha de fin: 04/01/2034 00:00 ?

Simulación: 01/01/2024 00:00 02/01/2034 00:00 Horizon

Paso de tiempo

168 Horas Minutos Pasos de optimización 522 Pas

Caso C: Parámetros de la Exploración (OddFace)

Clásico: calcula el CG (PO) en cada evaluación.

Solo Sim icf: toma el CF que venga en el “Escenario” seleccionado en la Sala SimSEE.

Tractorcito: es con aprendizaje por refuerzo y los CFs se van "aprendiendo" en las generaciones y se hereda la CULTURA.

Edición de parámetros de problema OddFace.

Problema NID: 6107 Creación: 02/04/2025 18:56:46 ?

Descripción. Parámetros Exploración. (en desarrollo)

Parámetros de exploración.

P. Exploradores

ro_GA: 0,8 ro_EG: 0,05 ro_MJ: 0,15

Cantidad mínima de individuos en CINE para MJ: 30

Cantidad mínima de individuos en CINE para EG: 200

Modo de exploración

Clásico

Tractorcito

Solo Sim_icf

Parámetros del algoritmo genético.

Pesos con que aplica cada tipo de codificación.

ro_BINARY 1 ro_GRAY 0 ro_UNARY 0 ro_fosil_agosto2011 0

Prob. Premio Éxito: 0,05 Prob. Mutación: 0,01

EditorEscenario

Nombre: BaseBinTESuy_PO

Capas activas: 0; 2; 44; 15; 40

Descripción

BaseB sacando las Térmicas, Eólica y Solares de UY 2023. En suma solo las Hidráulicas de UY 2023 (SG, Bon, Bay, Pal).

Al ejecutar en forma automática

Optimizar Simular SimRes3

Archivo CF.bin para simulación: CF_BaseBinTESuy.bin

Guardar Cancelar

Caso E: Iniciar cota encadenando

Si lo que se quiere es simular como que el MUNDO empieza el 1/1/2026, lo conveniente es poner fecha de inicio de SIM = 1/1/2026 y marcar el "Iniciar cota encadenando" de los actores THidroConEmbalse.

Esto va a tomar para la primer crónica el valor inicial de la cota, pero para las siguientes crónicas considera como cota inicial la cota final de la crónica anterior simulada y con eso de alguna forma se está probando algo más parecido a "el mundo empieza el 1/1/2026"

Editar "Bonete" Hidroeléctrica con embalse

-56.5 Longitud: 0 GoogleMaps Nubeseable

Nombre: Bonete ?

Nodo: Sist

Estado inicial y valorización del agua.

Altura inicial [m]: 78.45 Error [m]: +/- 0 Activar error en optimización Activar error en simulación Iniciar cota encadenando

Discretización de la altura [cantidad de puntos]: 6 Valorizado manual

Parámetros de los aportes

Fuente: BPS50yCMOBRyCMOARG Tipo de fuente: Caudales [m3/s] Escurrimientos [mm/mes]

Borne: Bonete

Fichas

Fecha de Inicio	Información adicional	Periodica?	Capa			
Auto	PMáxGen= 38.8 MW, Q...	NO	0			

Calcular gradiente de inversión

Emissiones de CO2

Caso E: Eliminar el sesgo de CEGH

Si se quiere hacer un estudio genérico sin sesgo en los CEGHs, marcar una fecha de estado inicial MUY ANTERIOR para que su estado inicial al momento de Simular sea aleatorio con respecto a la distribución histórica.

Latitud: Longitud:

Principal

Nombre de la fuente:

Archivo de datos:

Duración del paso de sorteo[h]: Resumir Promediando (aplicable si es esclavizada en un sub-muestreo)

Duración del paso de tiempo[h]: Tipo de esclavización:

Usar modelo como simplificado. Auto Location LatLon 100

Valores iniciales para simulación (por paso de sorteo) y conos de PRONOSTICOS:
 Escenarios de pronósticos de trayectorias del estado real.

Escenario: Probabilidad: p.u. Fecha AutoFecha de inicio:

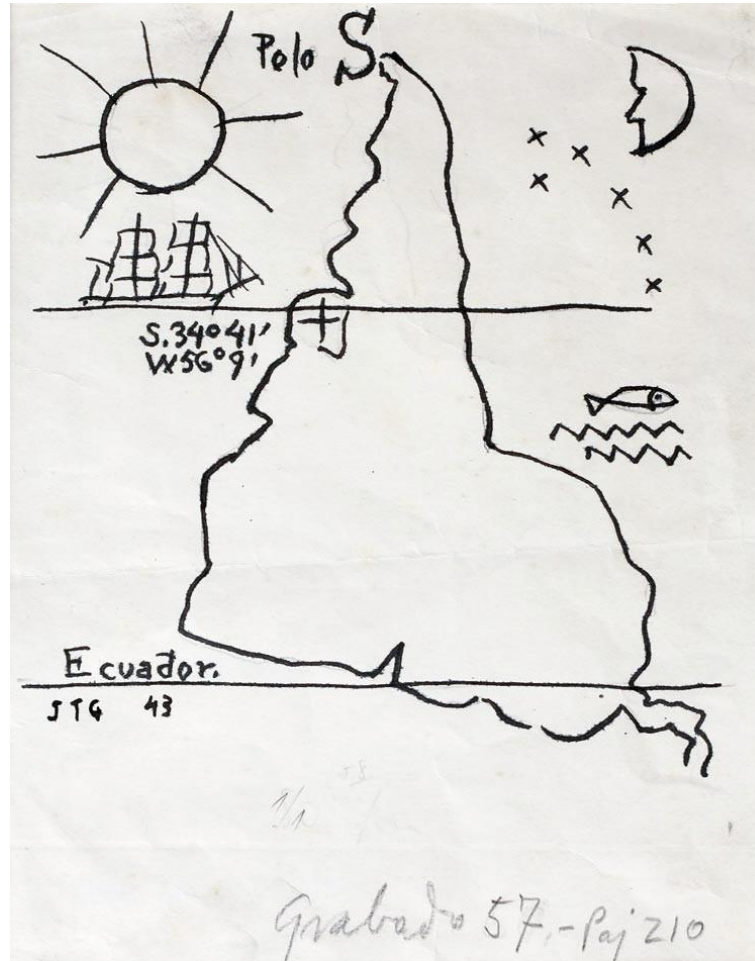
Borne	Valores iniciales y guía del pronóstico.	NPCC	NPLC	NPSA	NPAC	NRet.	ai[p.u.]
Bonete	600 000	0	0	0	0	1	0
Palmar	100 000	0	0	0	0	1	0
Salto50	2000 000	0	0	0	0	1	0

Suministrador de pronósticos
 url

Número de pa
 Escenario a
 Complejiv

Agregar fact
 Modulación de

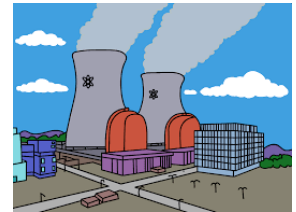
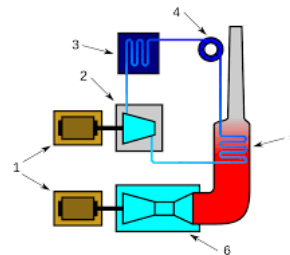
Ejemplo: Caso Real de Uruguay



Objetivo, Alternativas y Metodología de diseño

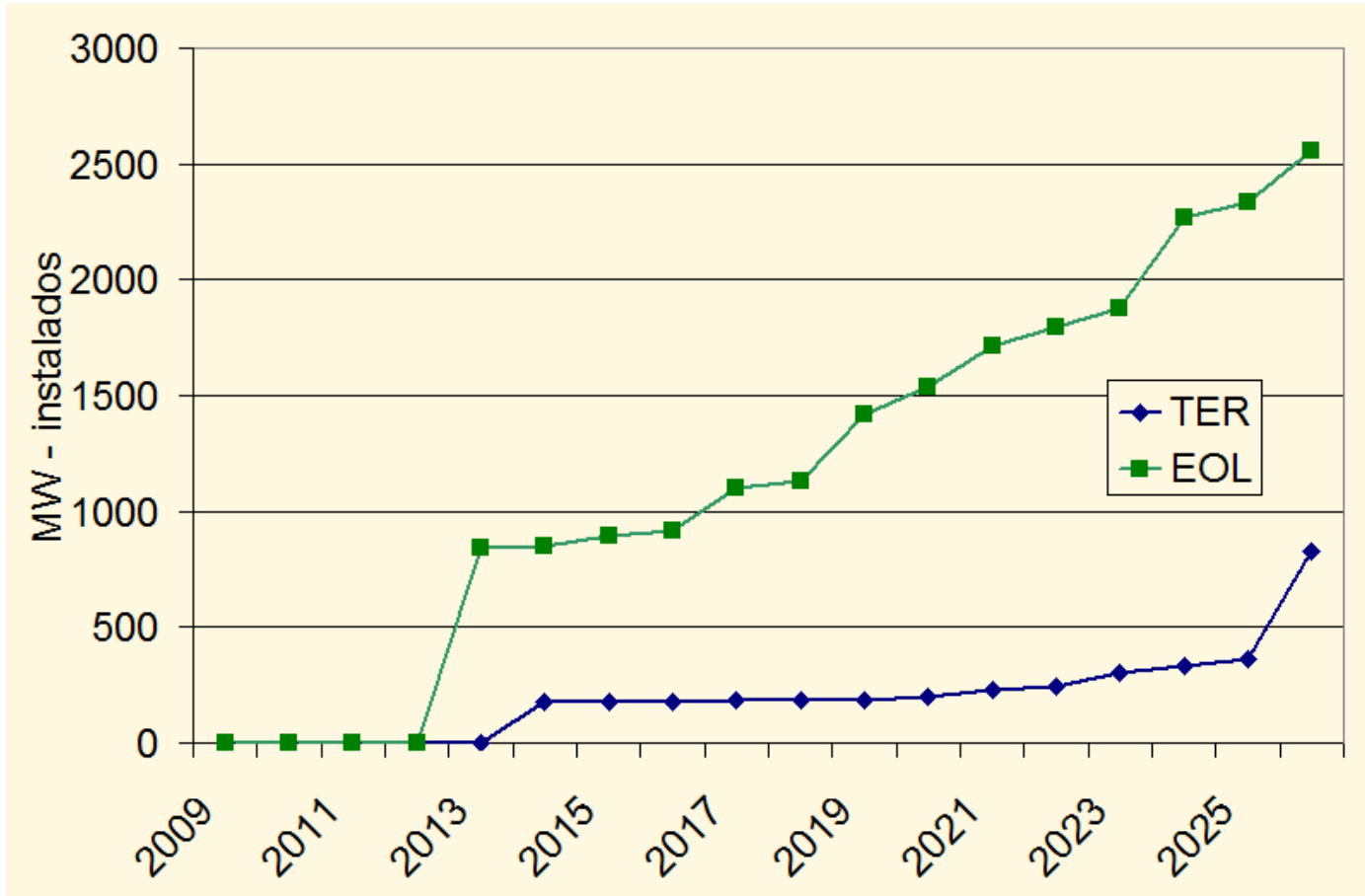
“Optimización con el objetivo de minimizar el costo y garantizar el abastecimiento en forma soberana”

- 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



2027
MW
Eólica
Fotovoltaica
Hidráulica
Térmica / Fósil
Biomasa
Micro (Solar)

2027
MW

0

0

1540

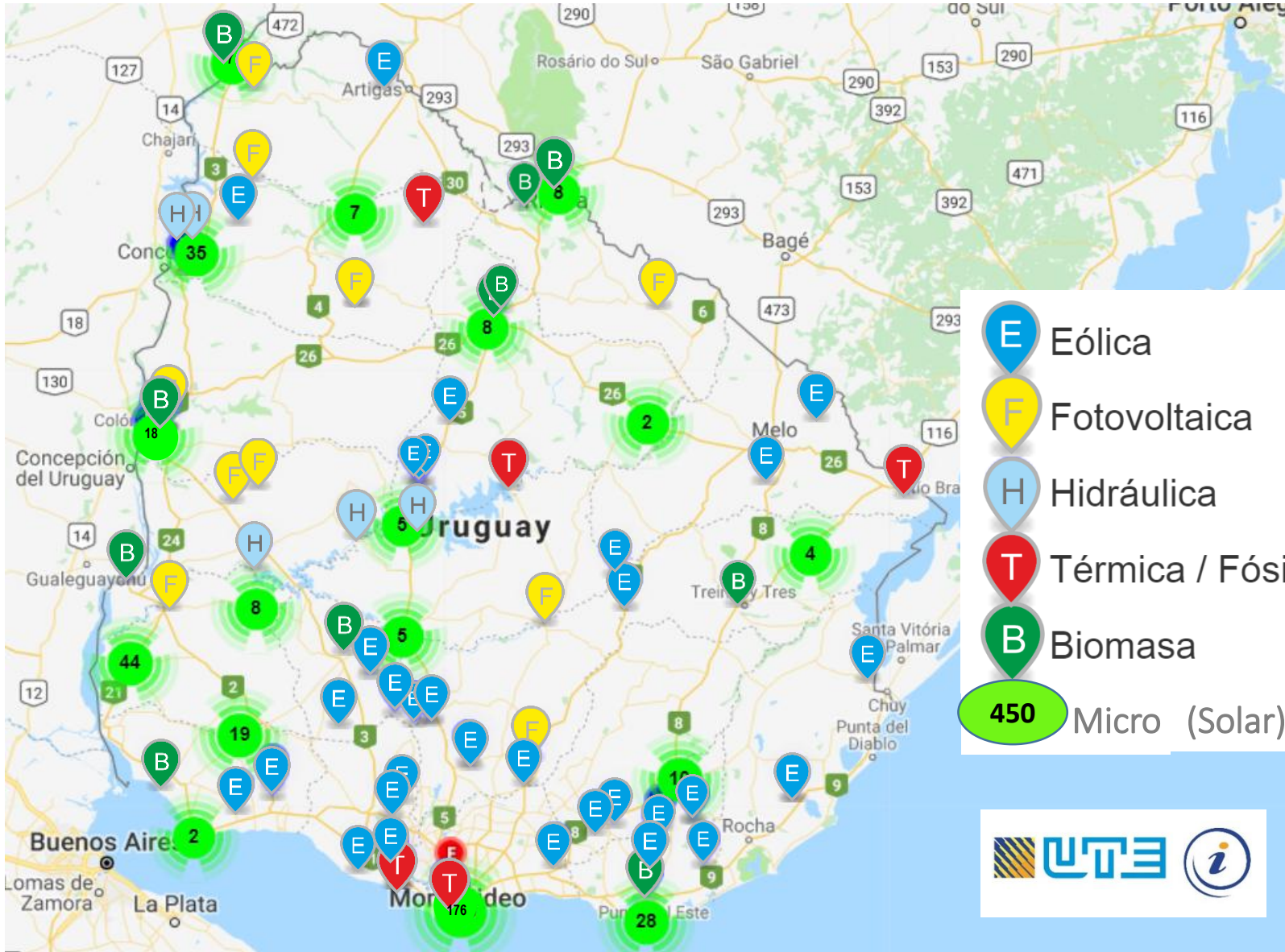
487

0

0



Mapa de Generación 2017

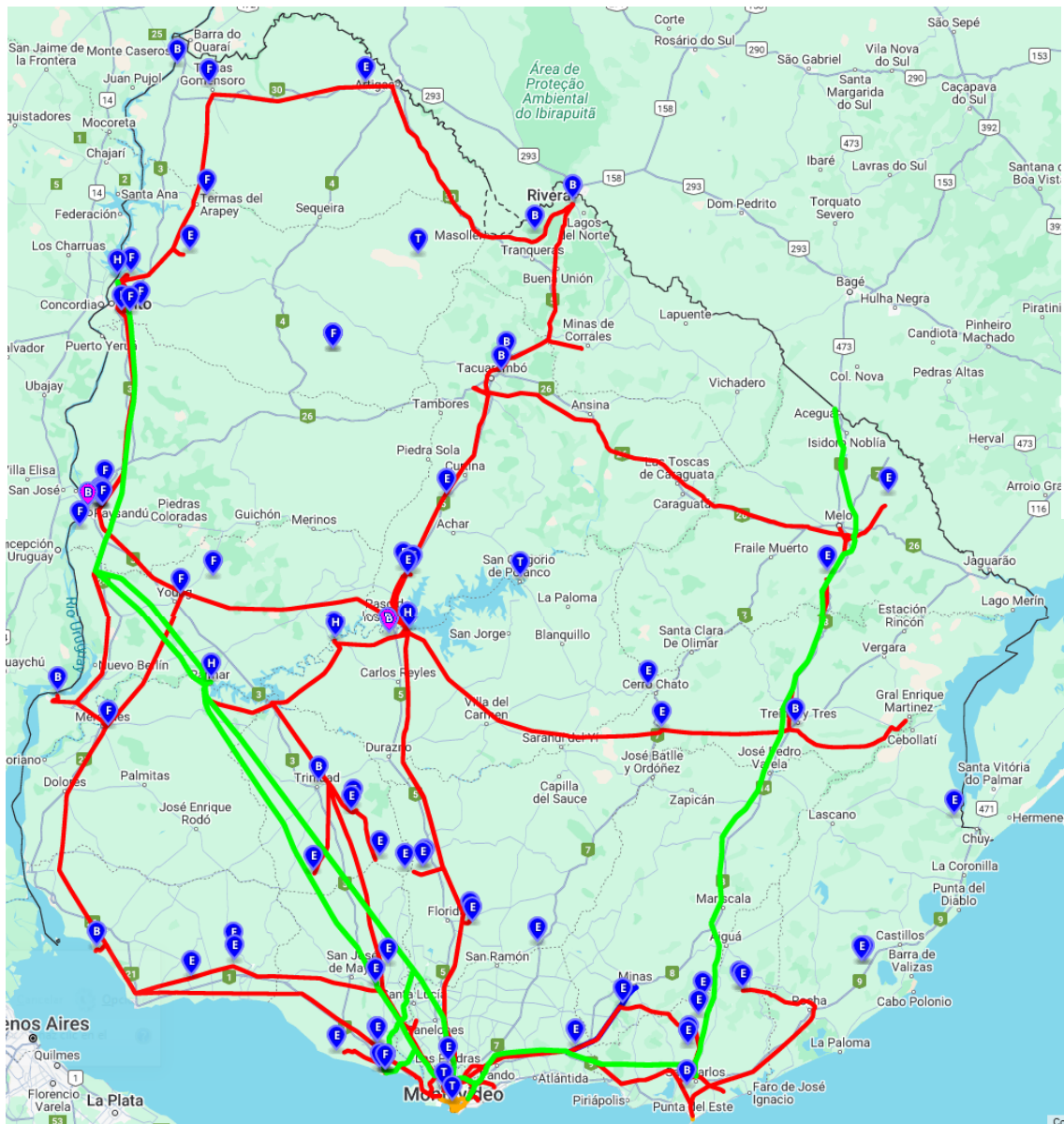


4887
MW
1504
230
1540
1183
410
20

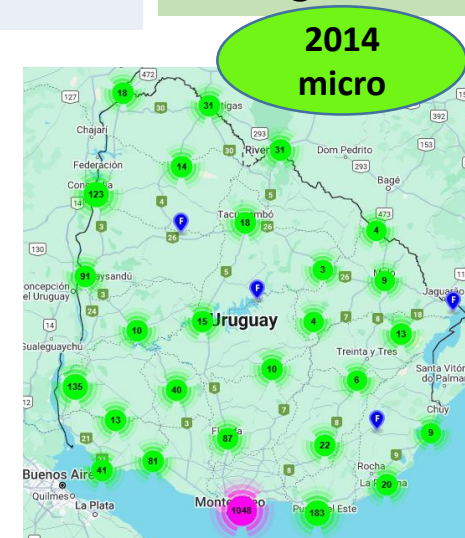
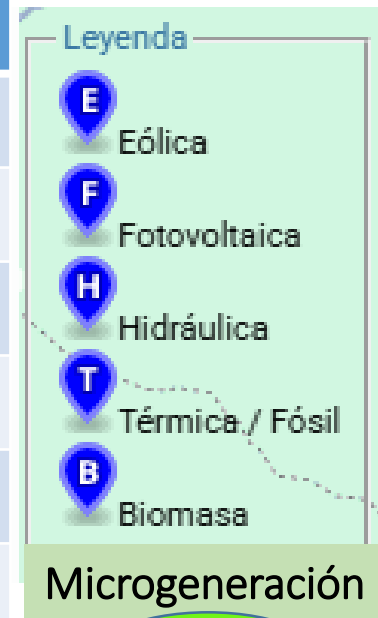
-  Eólica
-  Fotovoltaica
-  Hidráulica
-  Térmica / Fósil
-  Biomasa
-  450 Micro (Solar)



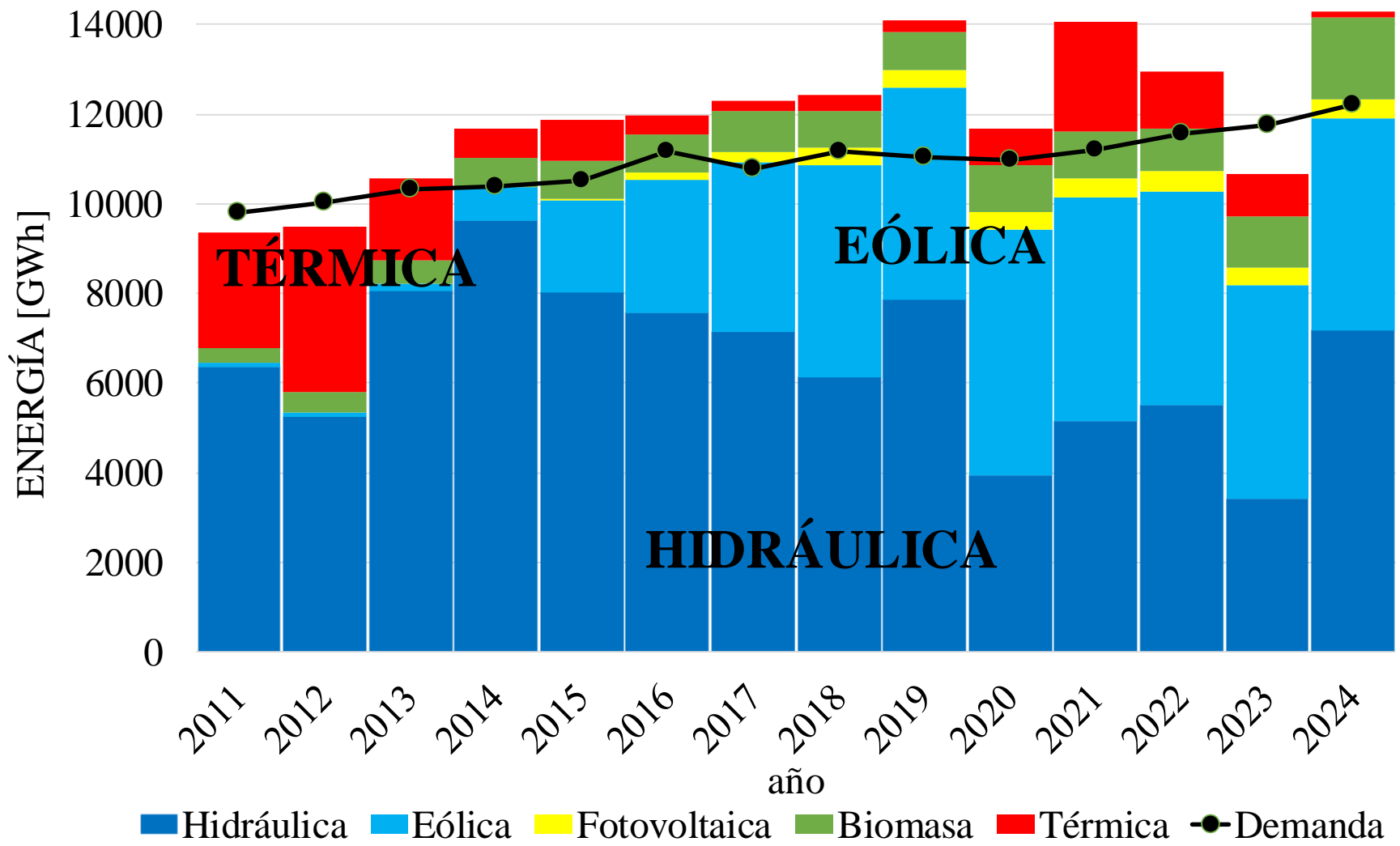
Potencia Instalada - 2025



4890
MW
1505
263
1538
1124
408
52



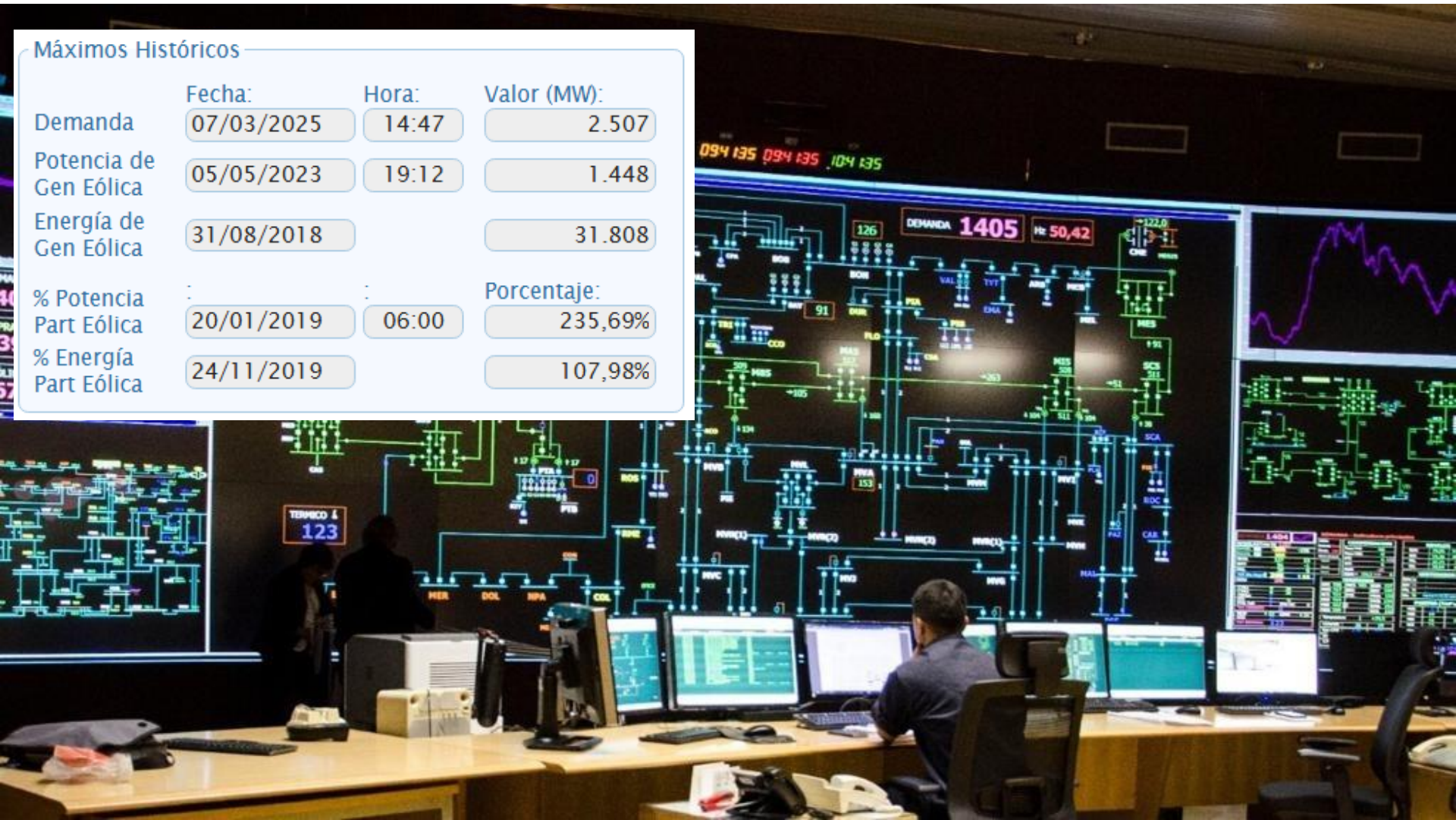
Transformación de la Generación




Despacho Nacional de Cargas

Máximos Históricos

	Fecha:	Hora:	Valor (MW):
Demanda	07/03/2025	14:47	2.507
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 considerar 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).

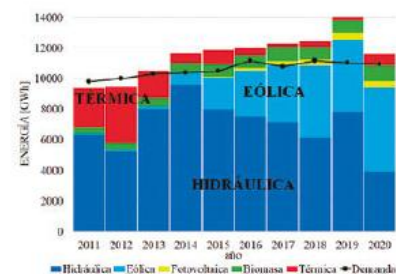


Fig.1. Evolución de la Generación Eléctrica de 2011 a 2020 en Uruguay

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.

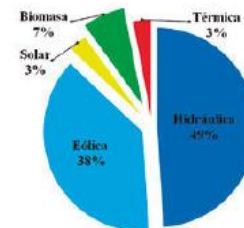
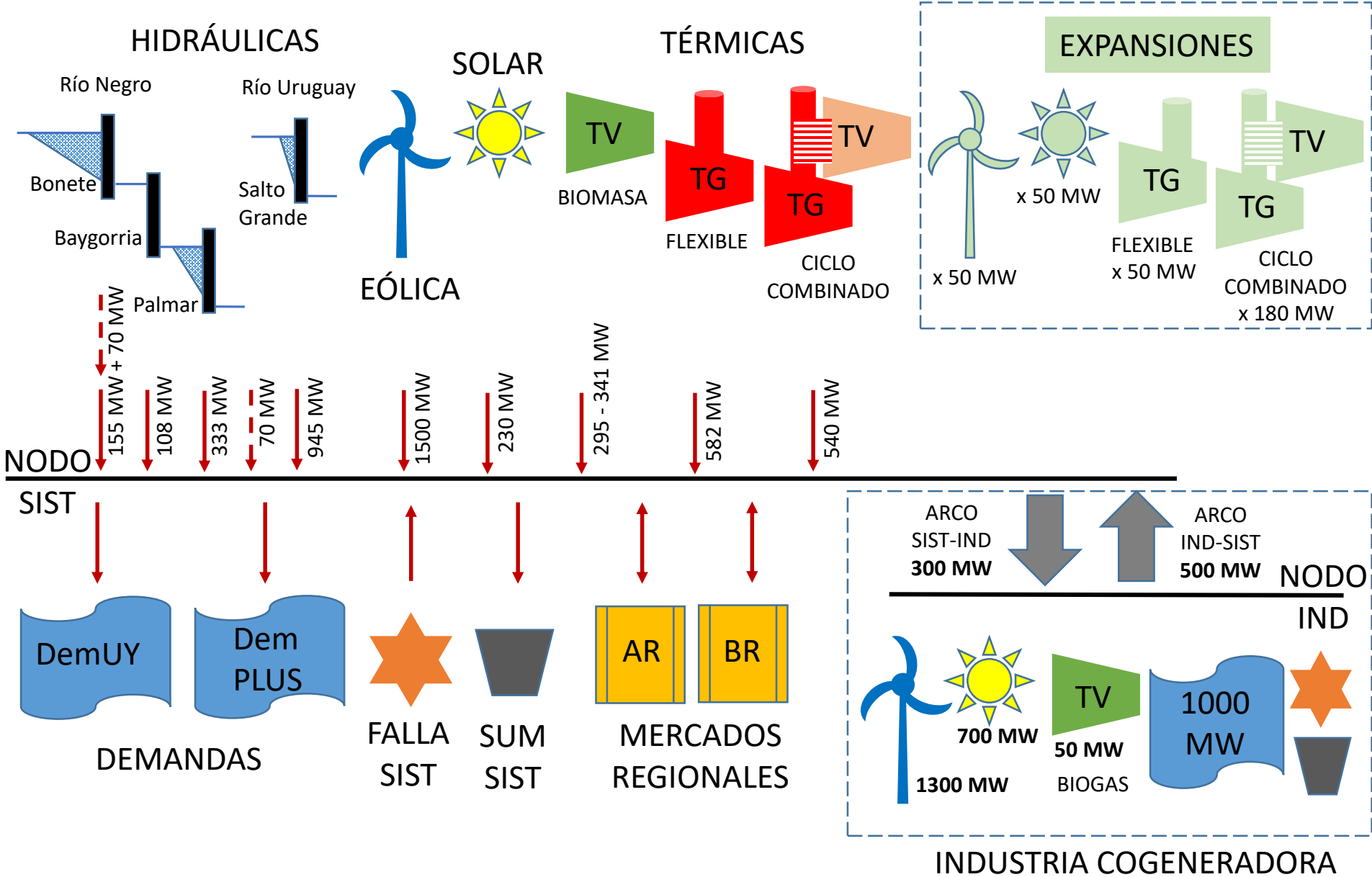


Fig.2: Generación media (valor esperado) en % por fuente en Uruguay.

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

Sala SimSEE del curso de PEG



Tecnologías 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 (890)	BaseA con PP de Eólica y Solar de Exp en el OddFace bajando 3% por año.

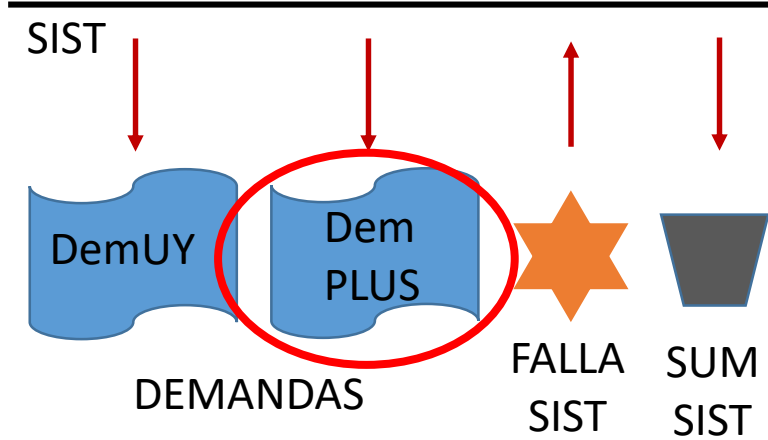
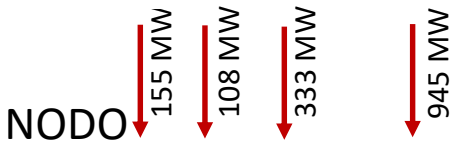
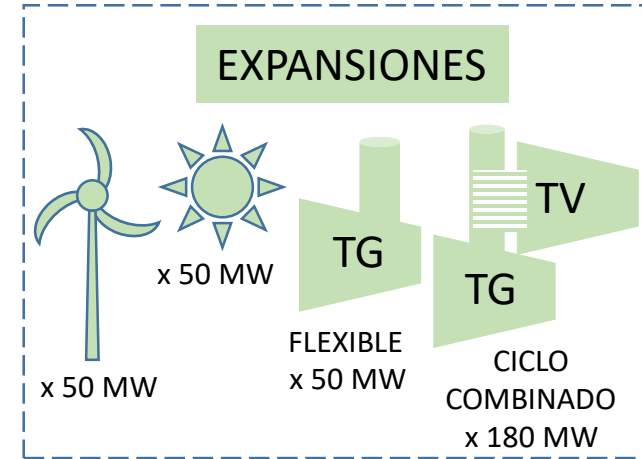
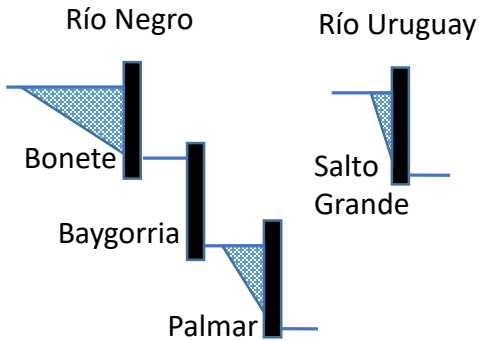
***En el link se puede bajar la sala, los CF de los escenarios sin expandir y sus planillas simcosto.xlt**

Problema de Expansión: PEG 3 y 4

PEG 3 y 4: Eólica, Solar y Térmica

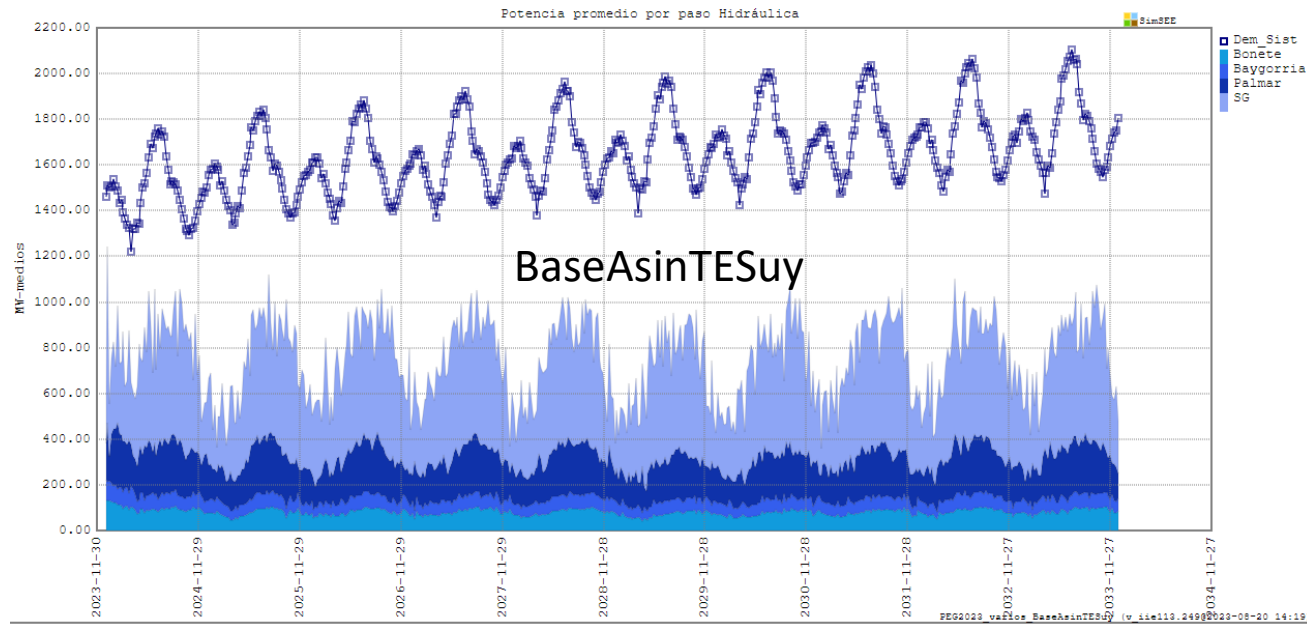
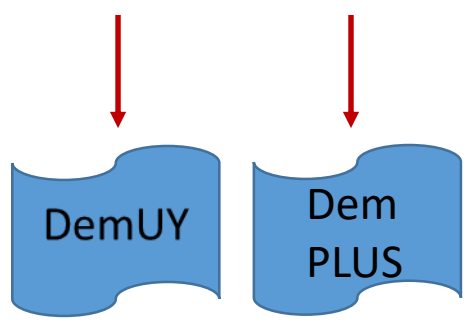
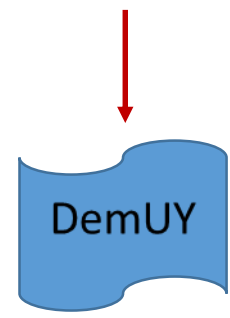
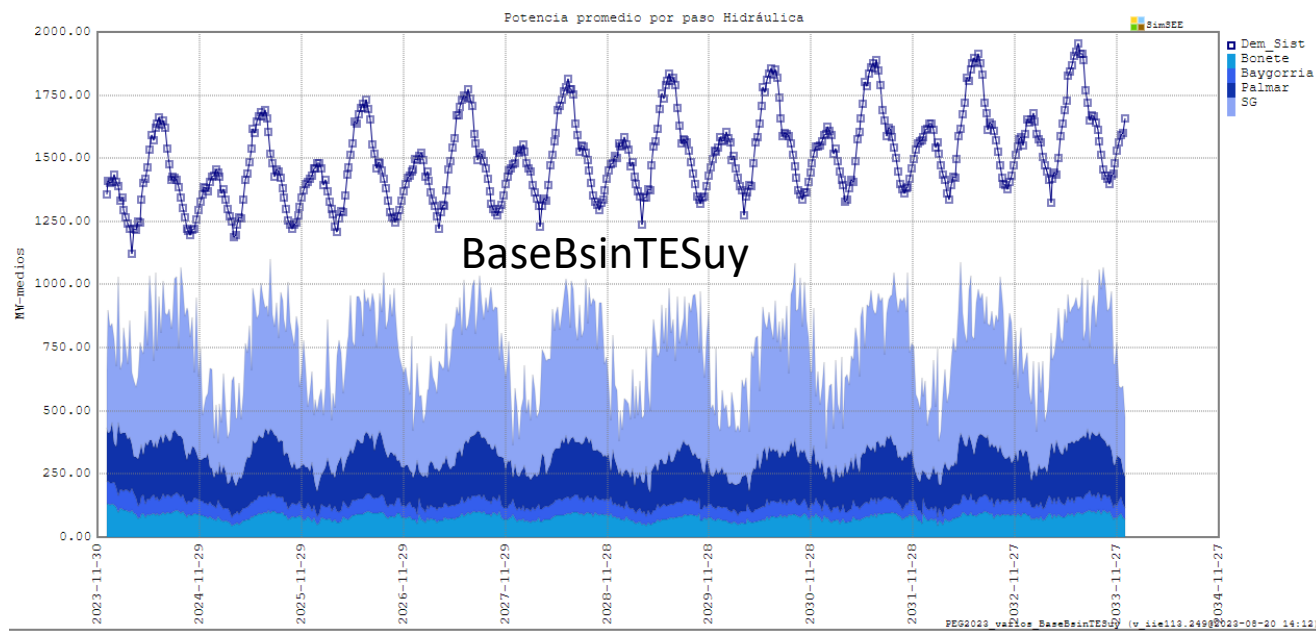
CON/SIN la DemPlus

HIDRÁULICAS

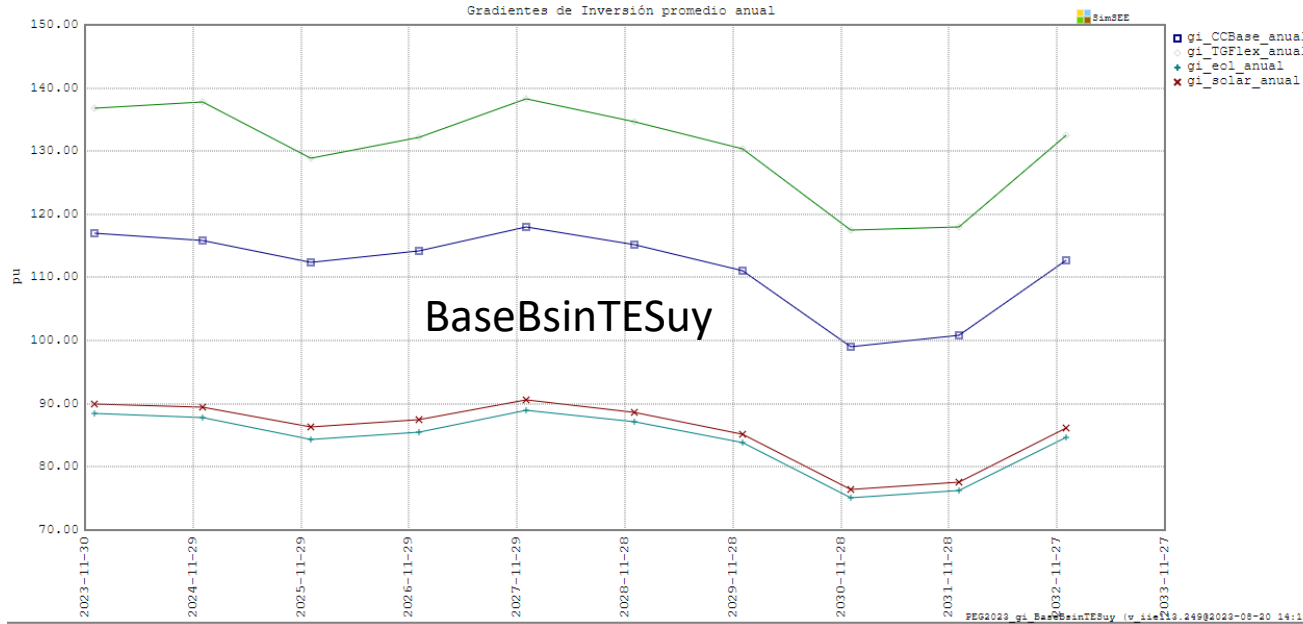


Nombre	--
BaseB	[Icons]
BaseA	[Icons]
BaseBsinTESuy	[Icons]
BaseBsinTESuysinPal	[Icons]
BaseAsinTESuy	[Icons]
BaseAsinESuy	[Icons]
BaseABon	[Icons]
BaseAInd	[Icons]
BaseBInd	[Icons]

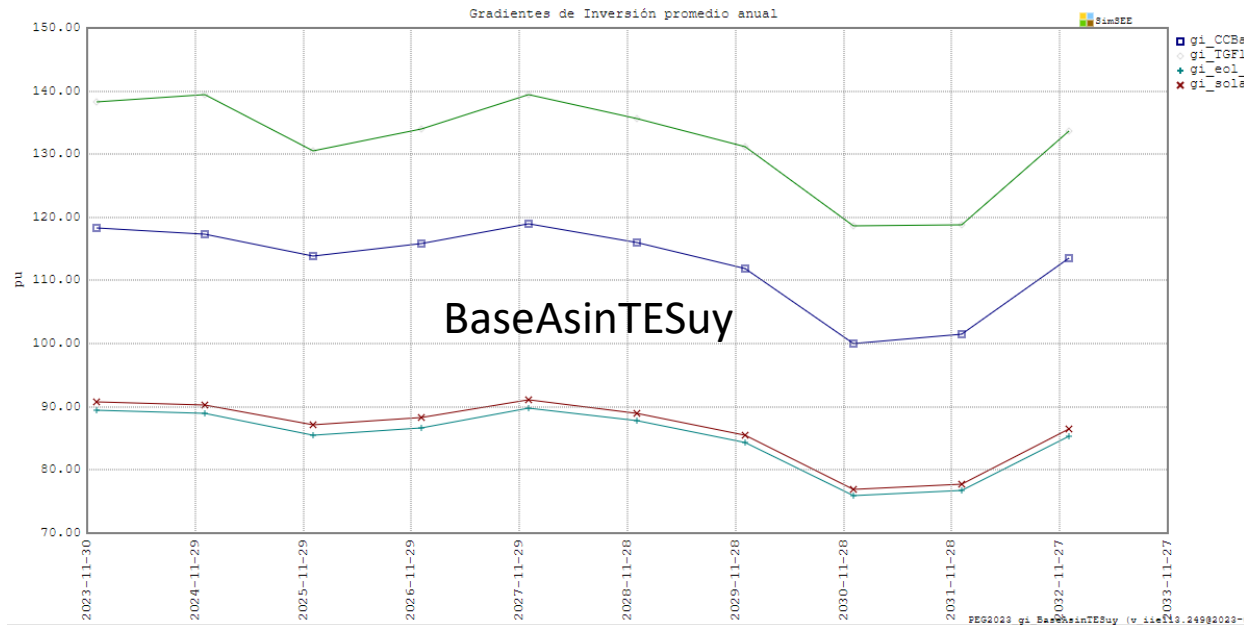
Escenarios BaseBsinTESuy y BaseAsinTESuy



Gradientes de Inversión



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



PEG 3 y 4: Caso A-E

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

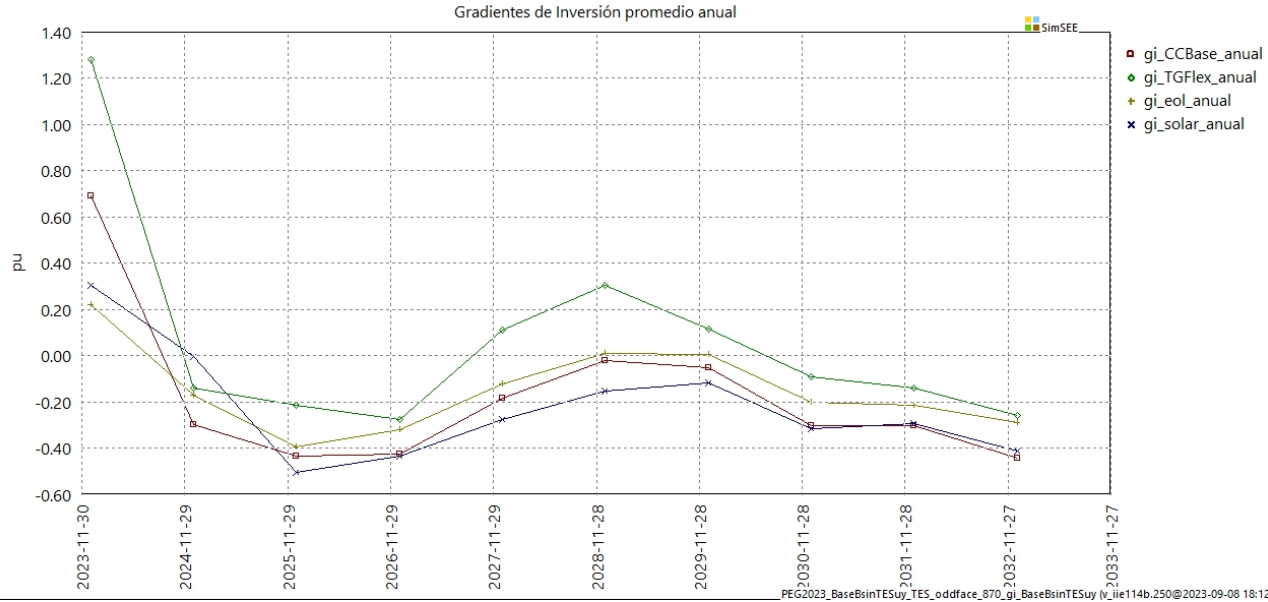
Guarda de Optimización

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

Gradientes de Inversión

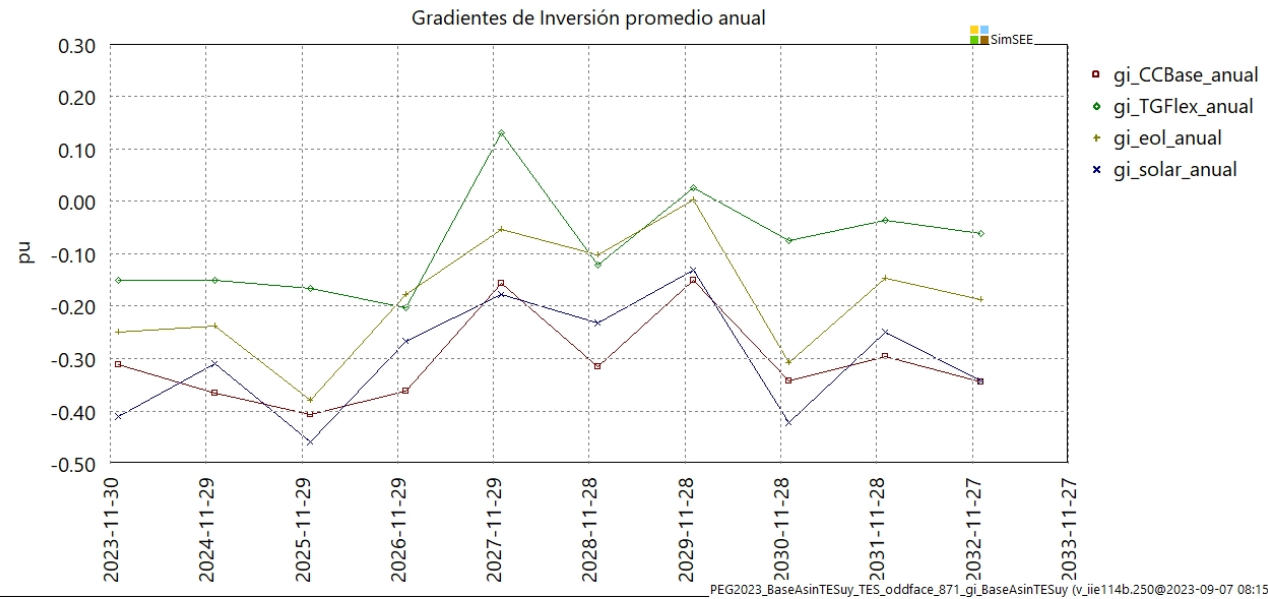
PEG3

BaseBsinTESuy-
TES
Problema 870



PEG4

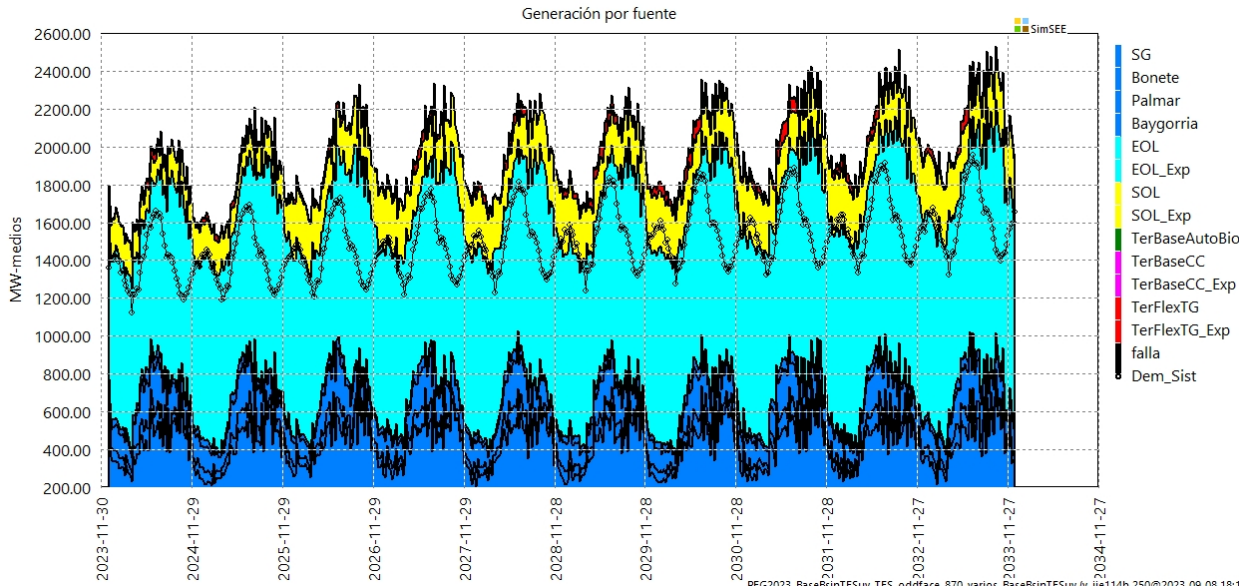
BaseAsinTESuy-
TES
Problema 871



Generación por fuente (1)

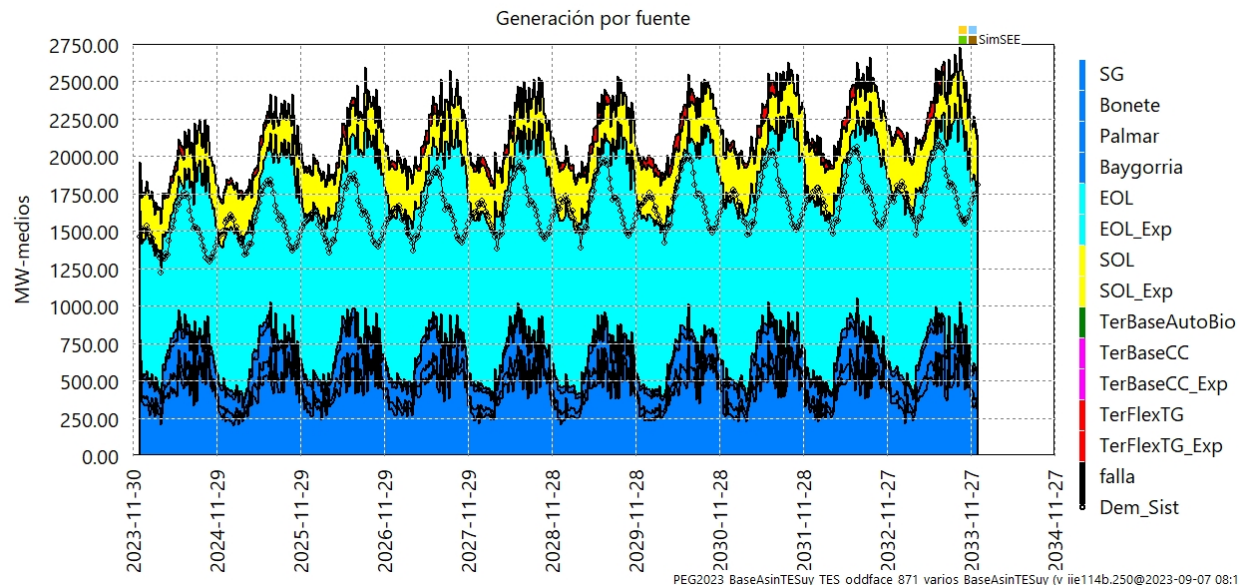
PEG3

BaseBsinTESuy-TES
Problema 870

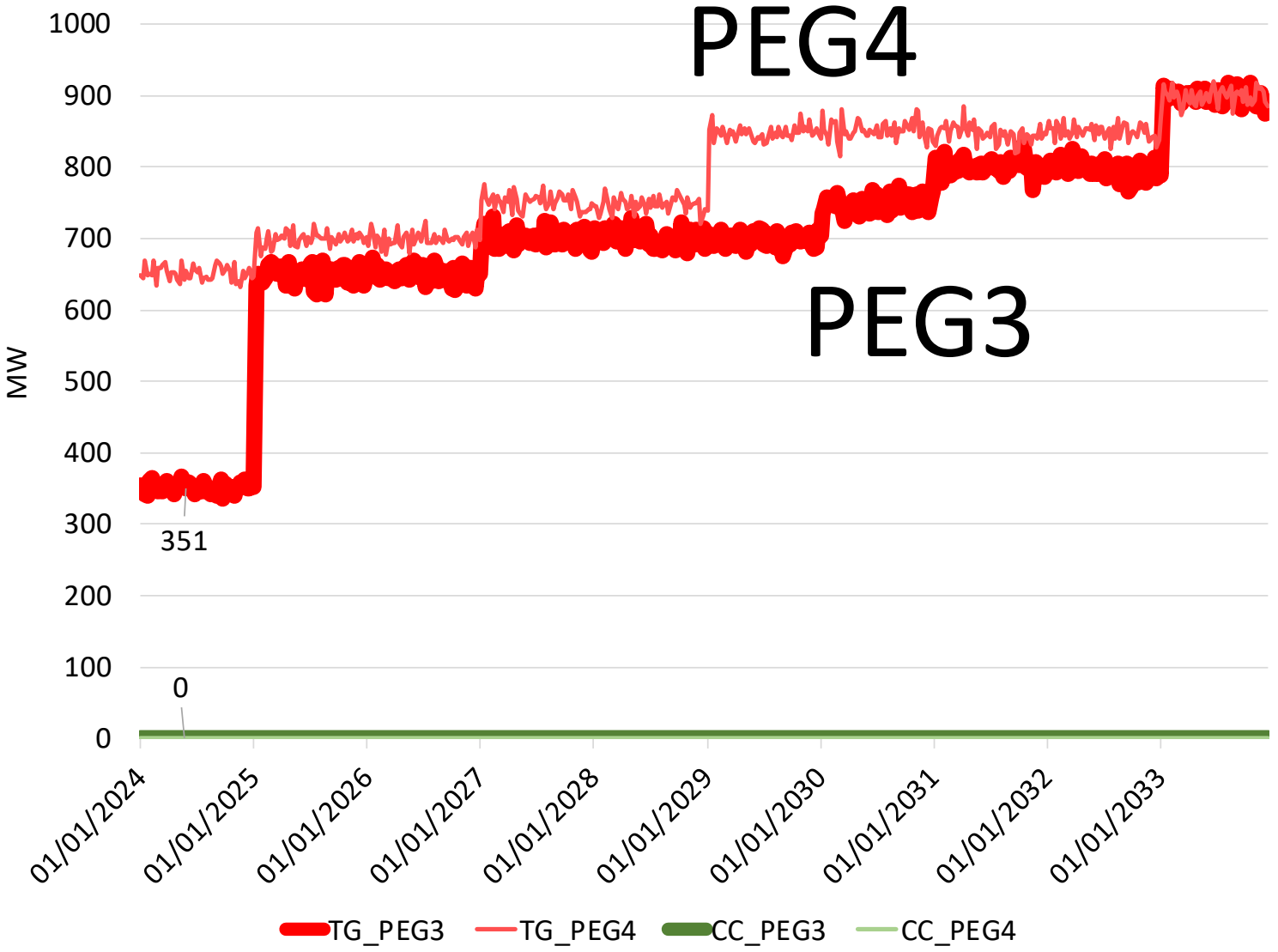
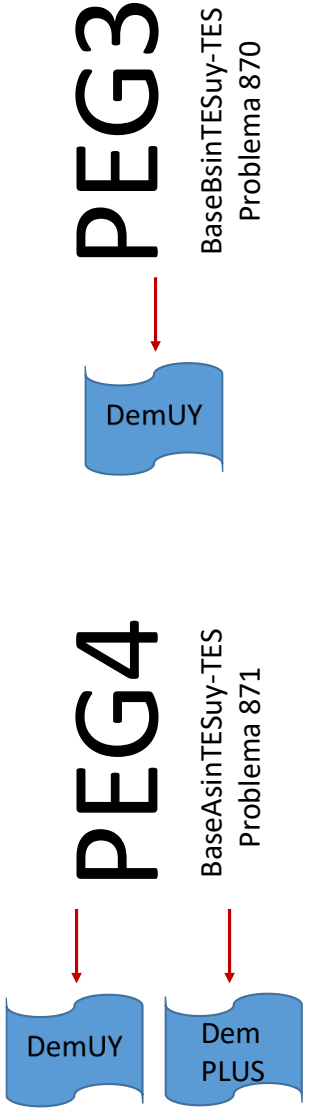


PEG4

BaseAsinTESuy-TES
Problema 871



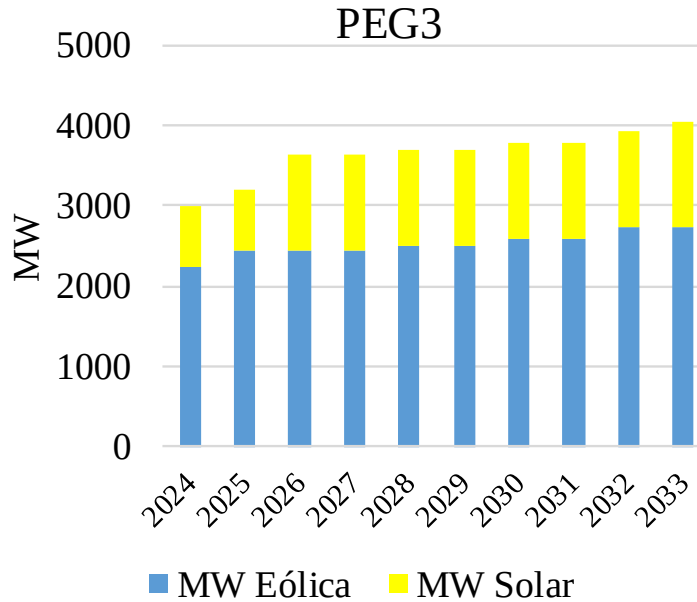
Expansiones Térmicas



Expansiones de Eólica y Solar (1)

PEG3

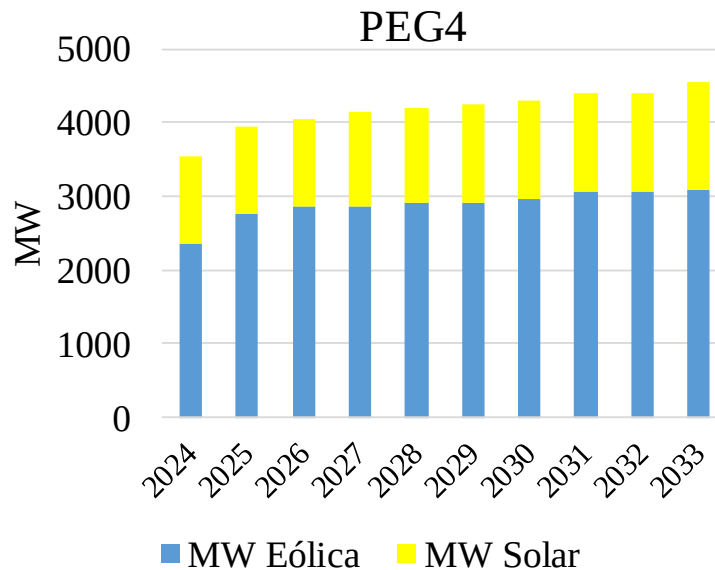
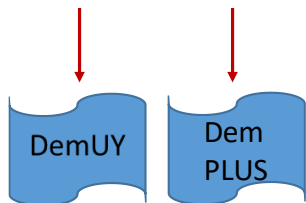
BaseBsinTESuy-
TES
Problema 870



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	1030	255	1284
	80%	20%	100%

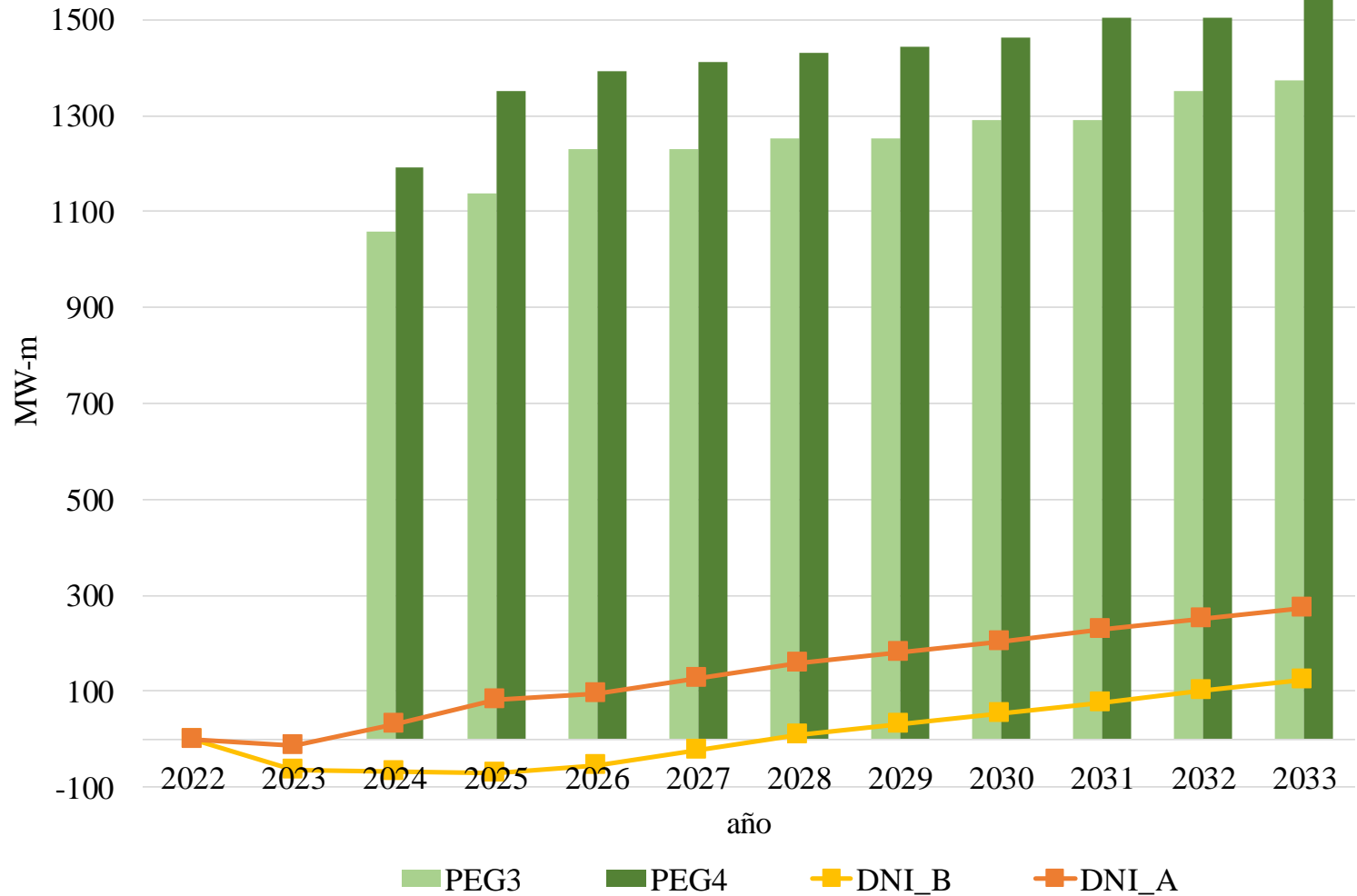
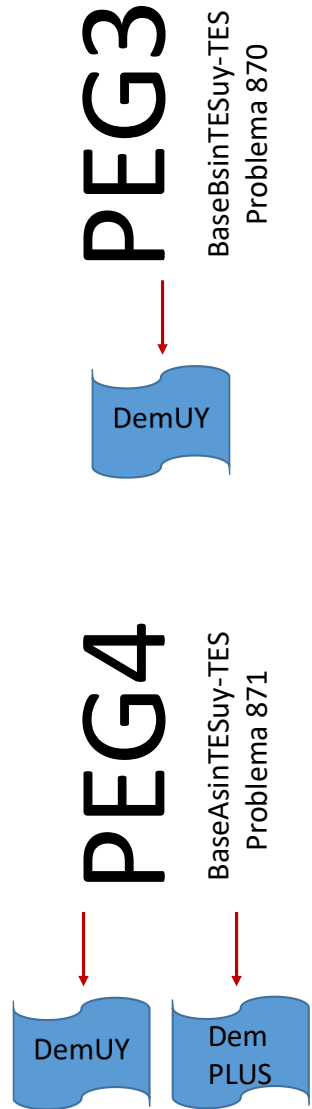
PEG4

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%

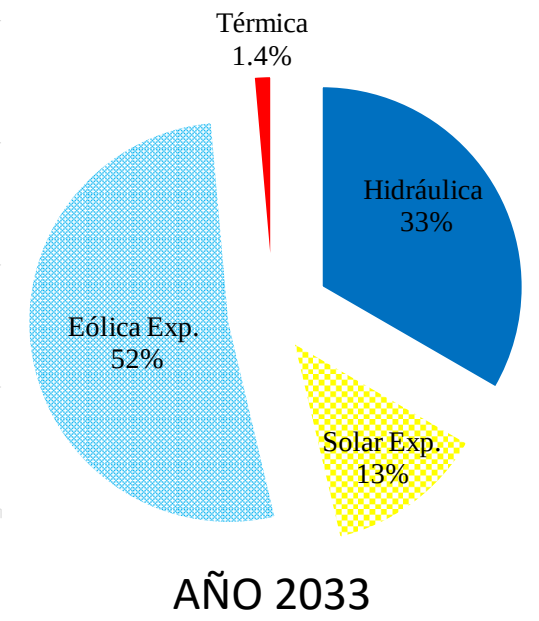
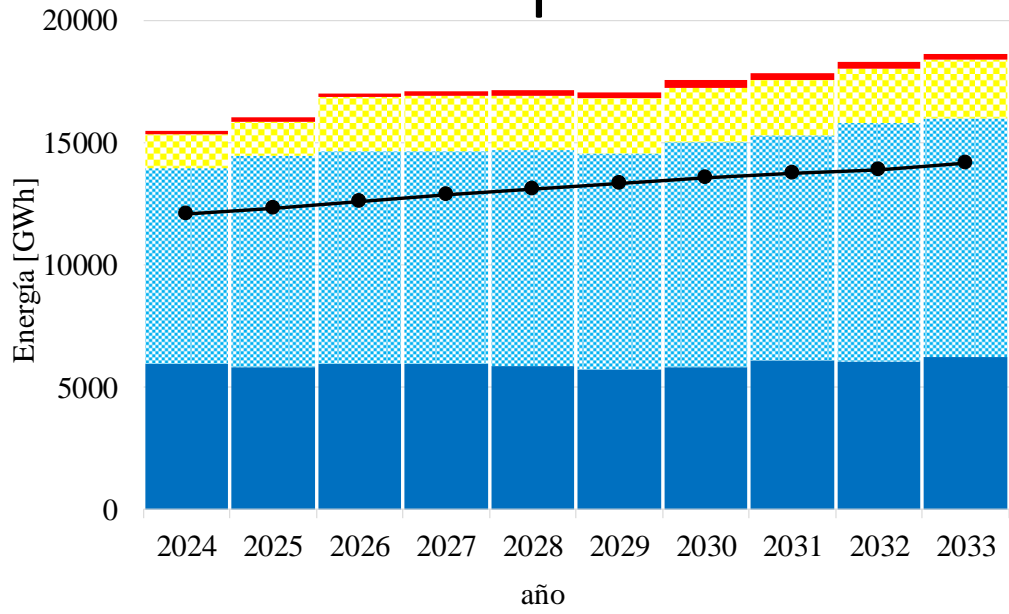
Expansiones de Eólica y Solar (2)



Generación por fuente anual

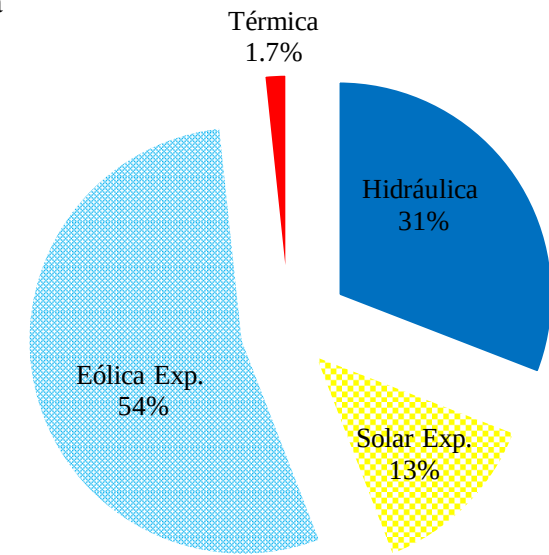
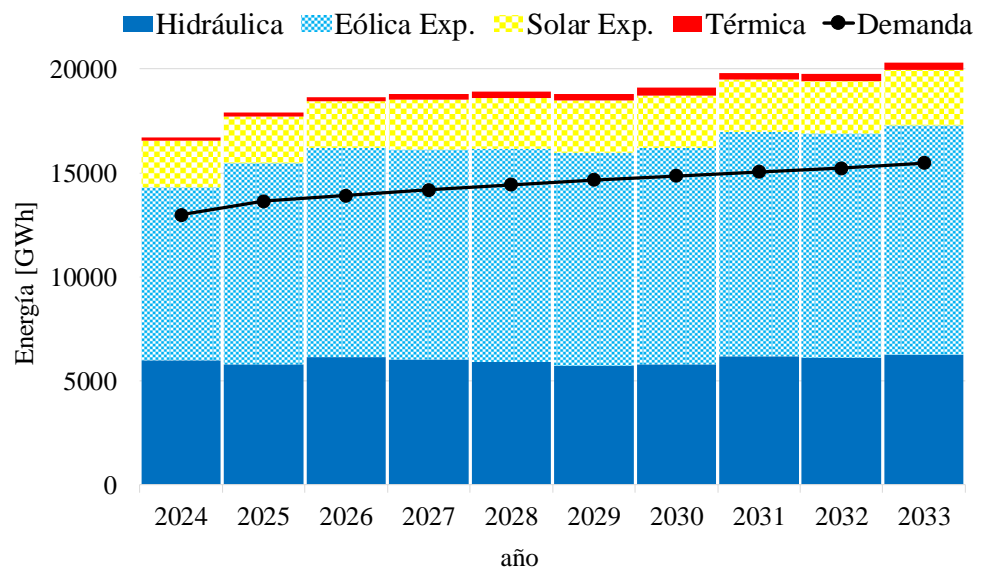
PEG3

BaseBsinTESuy-
TES
Problema 870



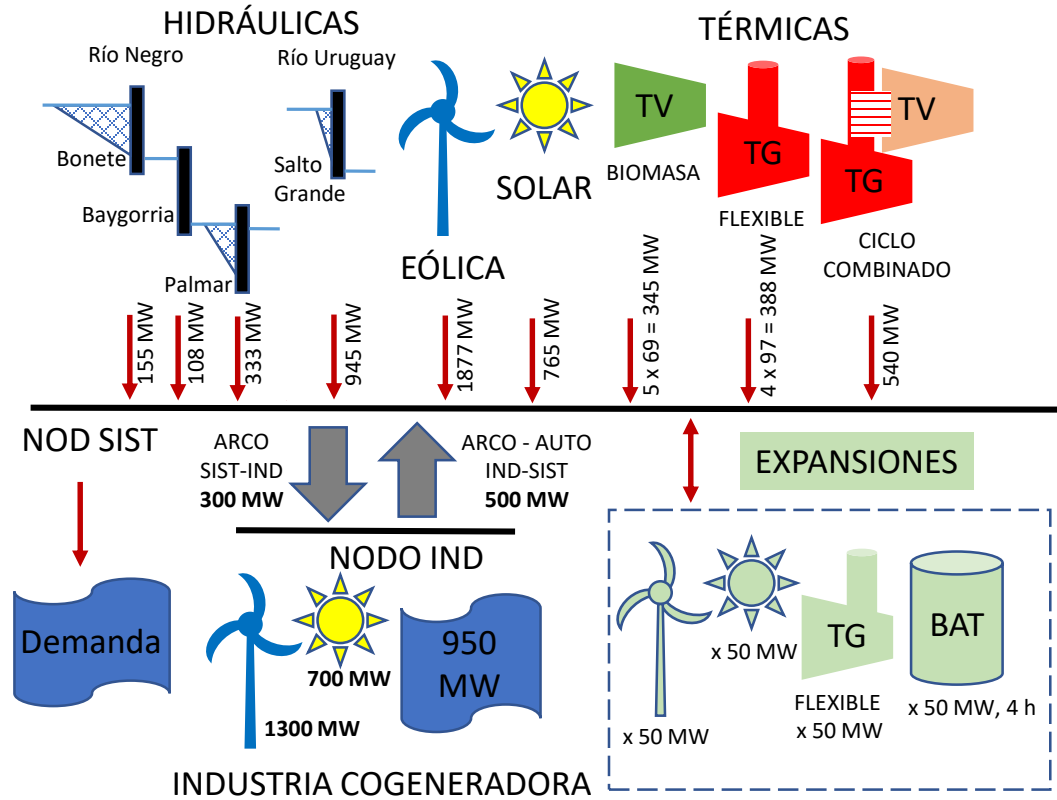
PEG4

BaseAsinTESuy-
TES
Problema 871



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

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

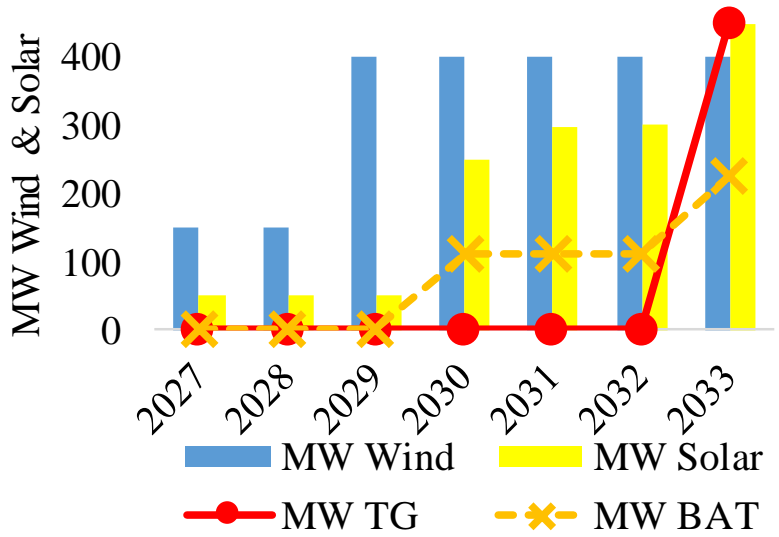
Demanda: 13.850 GWh (1.580 MW-m) in 2027 - 15.560 GWh (1.780 MW-m) in 2034.

G. Casaravilla, X. Caporale and R. Chaer, "Competition between NCRE, Batteries and Flexible Thermal Units in the Planning of Generation Expansion in Uruguay," 2024 IEEE URUCON, Montevideo, Uruguay, 2024, pp. 1-5, doi: 10.1109/URUCON63440.2024.10850235.

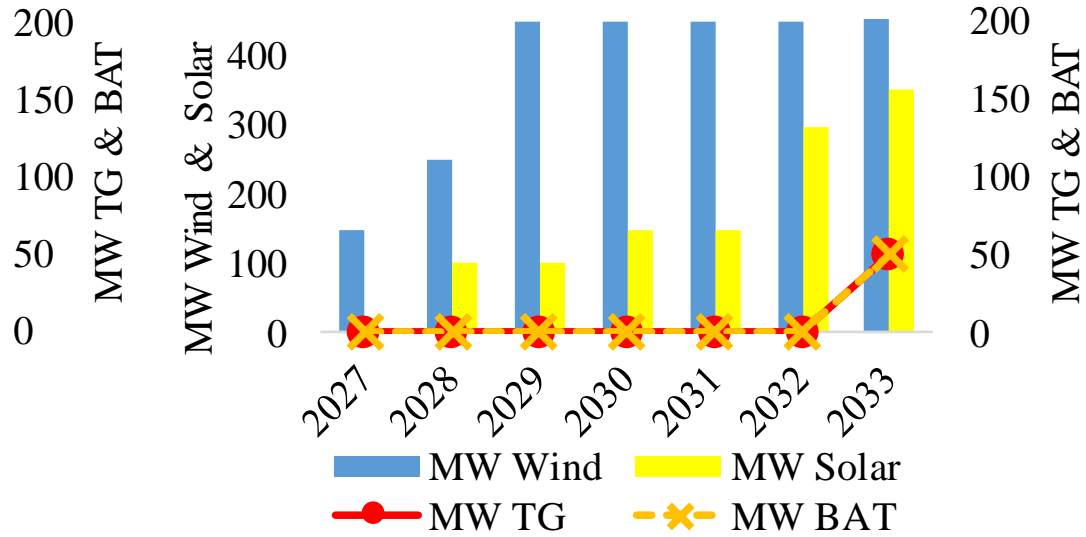
EJEMPLO CON INDUSTRIA COGENERADORA

EXPANSIÓN ÓPTIMA 2027 -> 2034

SIN INDUSTRIA



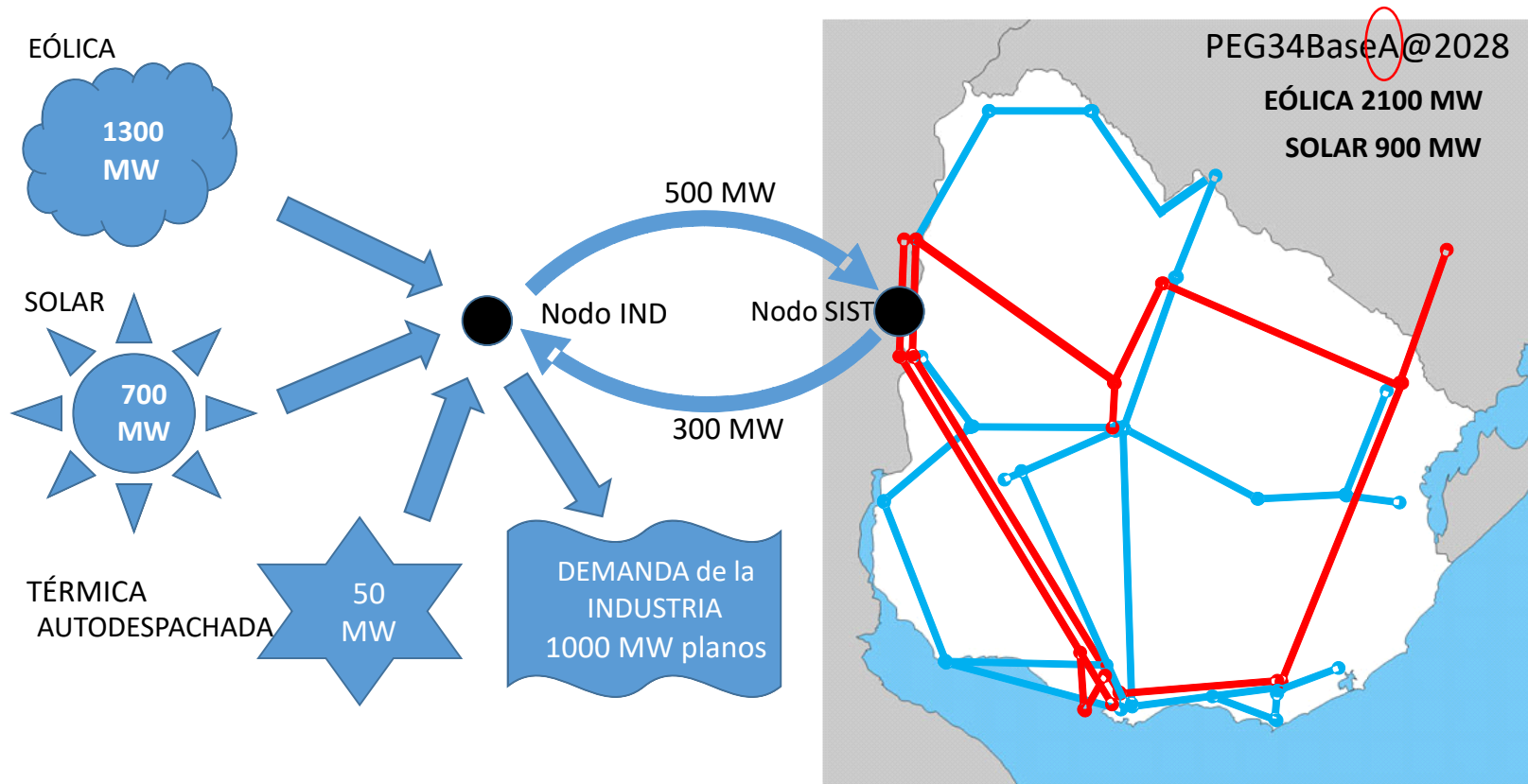
CON INDUSTRIA INTEGRADA



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	-87	Menos INVERSIÓN
				-10%

EJEMPLO CON INDUSTRIA COGENERADORA

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



PROYECTO DE INVESTIGACIÓN
FONDO SECTORIAL DE ENERGÍA - ANII

Optimización Integrada de la Expansión de la Generación y de Redes de Trasmisión (PGT)

[Proyecto ANII - FSE 1 022 1 175138](#)

Responsable técnico-científico (IIE-FI-UdelaR): *Gonzalo Casaravilla*

Investigadores del (IIE-FI-UdelaR): *Ruben Chaer, Ignacio Ramírez, Ximena Caporale y Enzo Coppes*

Investigadores contratados por la Fundación Ricaldoni: *Ignacio Reyes y Federico Barreto*

Otros Investigadores: *Alejandro Álvarez*

Febrero 2024- Junio 2025



GEE

Grupo Energía Eléctrica

*Planificación y Operación Óptimas
de Sistemas de Energía Eléctrica*



SimSEE – Optimización de paso

Método Simplex

Problema Primal (Estándar)

$$\min z = c^T x$$

Restricciones Primales

$$Ax = b, \quad x \geq 0$$

Función de Lagrange

$$L(x, y, s) = c^T x - y^T (Ax - b) - s^T x$$

En el punto óptimo, los multiplicadores de Lagrange y nos dicen cuánto mejoraría el valor de z si relajamos el vector de recursos b en una unidad:

- **Significado Económico:** Si el multiplicador y_i asociado a la restricción i es, por ejemplo, **5**, significa que si incrementas el recurso b_i en una unidad, tu beneficio total z aumentará en **5 unidades**.

SimSEE - Flujos de Carga DC

La Ec. 1 muestra como se calcula la potencia de cada línea (PL_i) a partir de la potencia neta (P_k) y los los FA (a_k) de cada barra k del sistema. En su forma más general y considerando que en cada barra puede haber generación (G), demanda (D) y asociada con cada demanda un generador de Falla (F), se puede escribir la Ec. 2

$$PL_i = \sum_k a_k P_k \quad (1)$$

$$PL_i = \sum_k a_k (G_k + F_k - D_k) \quad (2)$$

En definitiva, la estrategia adoptada es la de incluir en el SIMPLEX (despacho económico óptimo) que realiza el SimSEE en cada paso de tiempo, una restricción para cada línea que debe respetar cierta restricción de potencia máxima (R_i) tal como muestra la Ec. 3. El considerar el valor absoluto en la ecuación toma nota de que el Flujo de Carga (de AC o DC) da valores de PL_i con signo (asociadas con un sentido del flujo de energía).

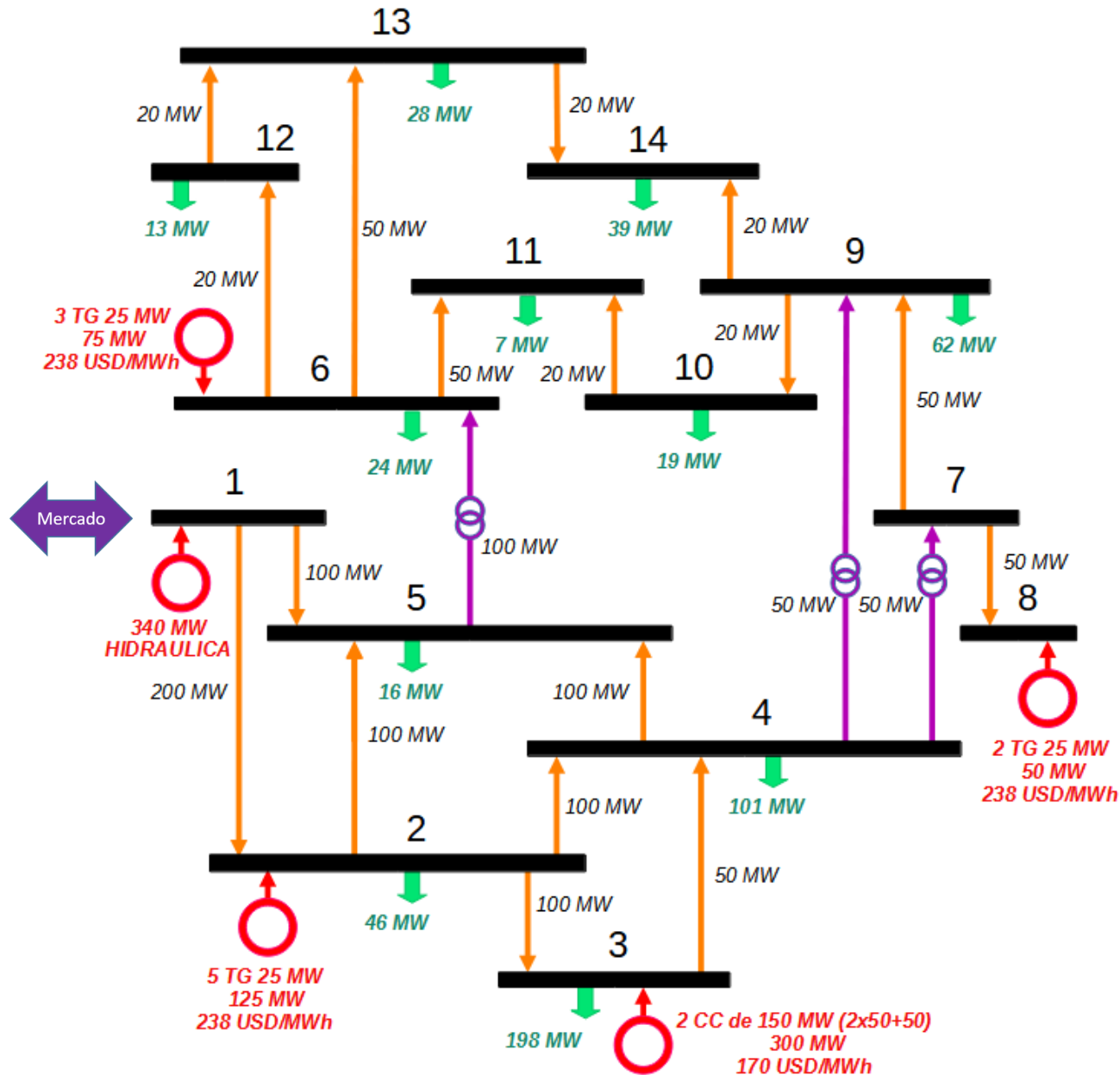
$$\left| \sum_k a_k (G_k + F_k - D_k) \right| \leq R_i \quad (3)$$

Por lo tanto, se deberá agregar al SIMPLEX un par de restricciones para cada línea como las mostradas en las Ecs. 4 y 5.

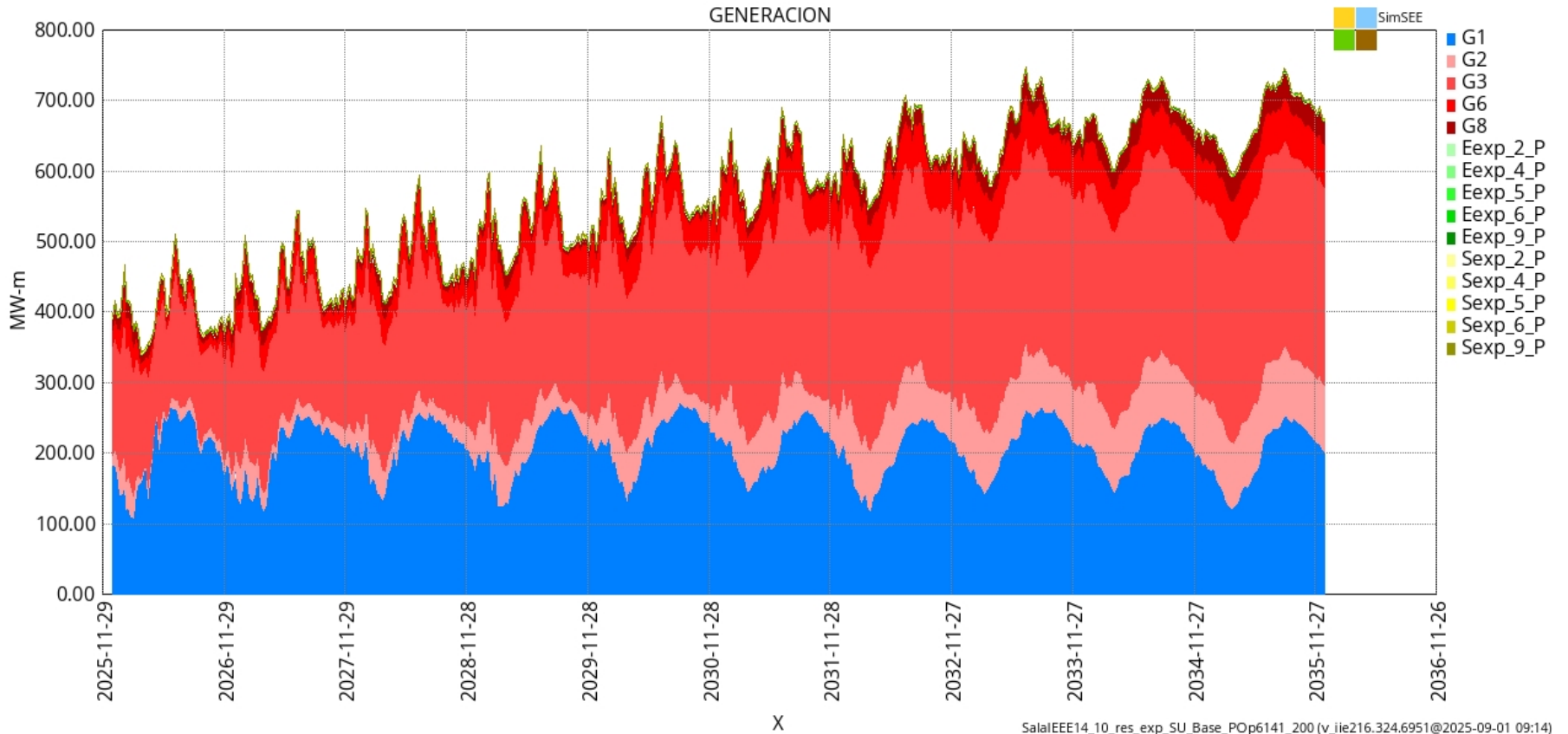
$$\sum_k (-a_k)(G_k + F_k - D_k) + R_i \geq 0 \quad (4)$$

$$\sum_k a_k (G_k + F_k - D_k) + R_i \geq 0 \quad (5)$$

Sala IEEE14

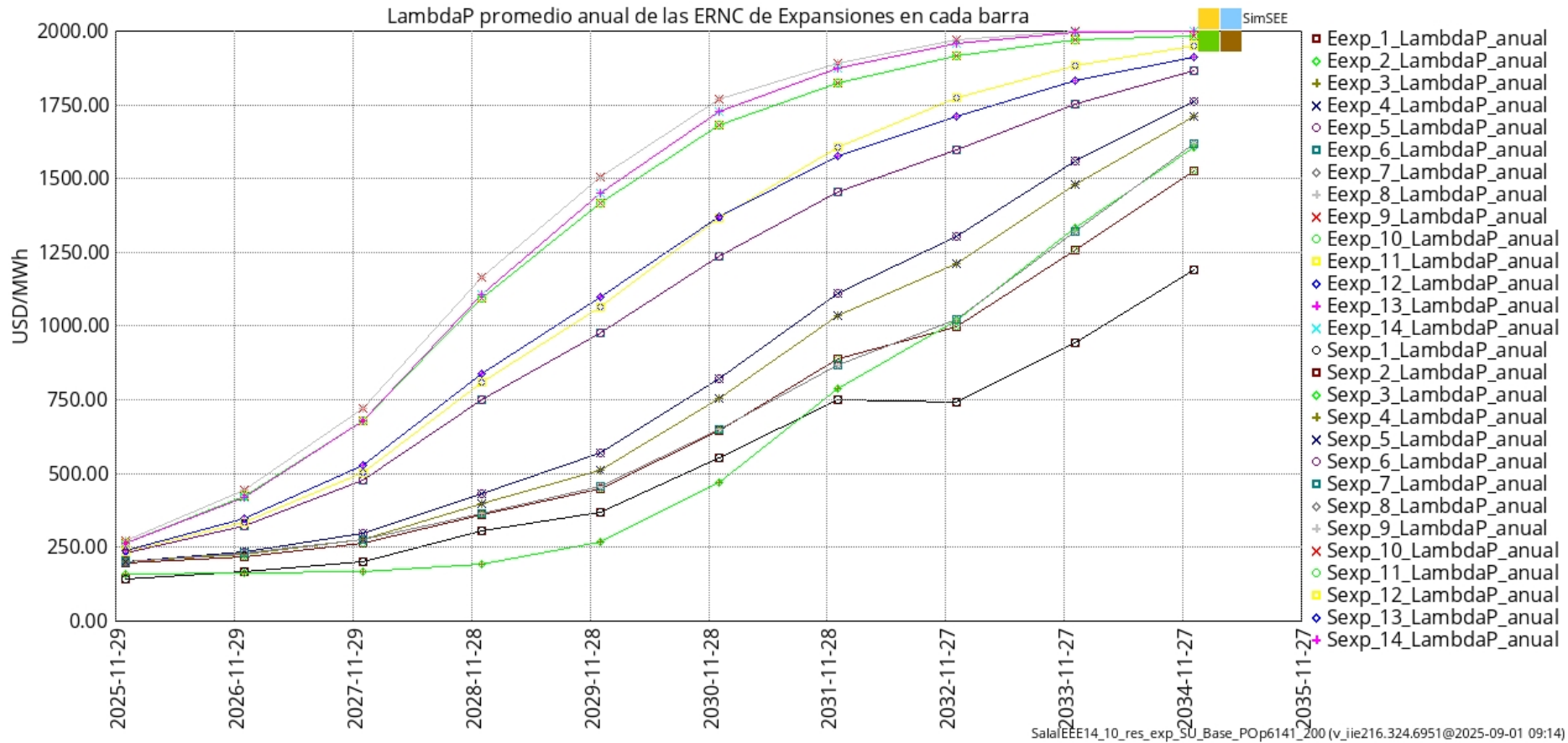


Generación antes de Expandir

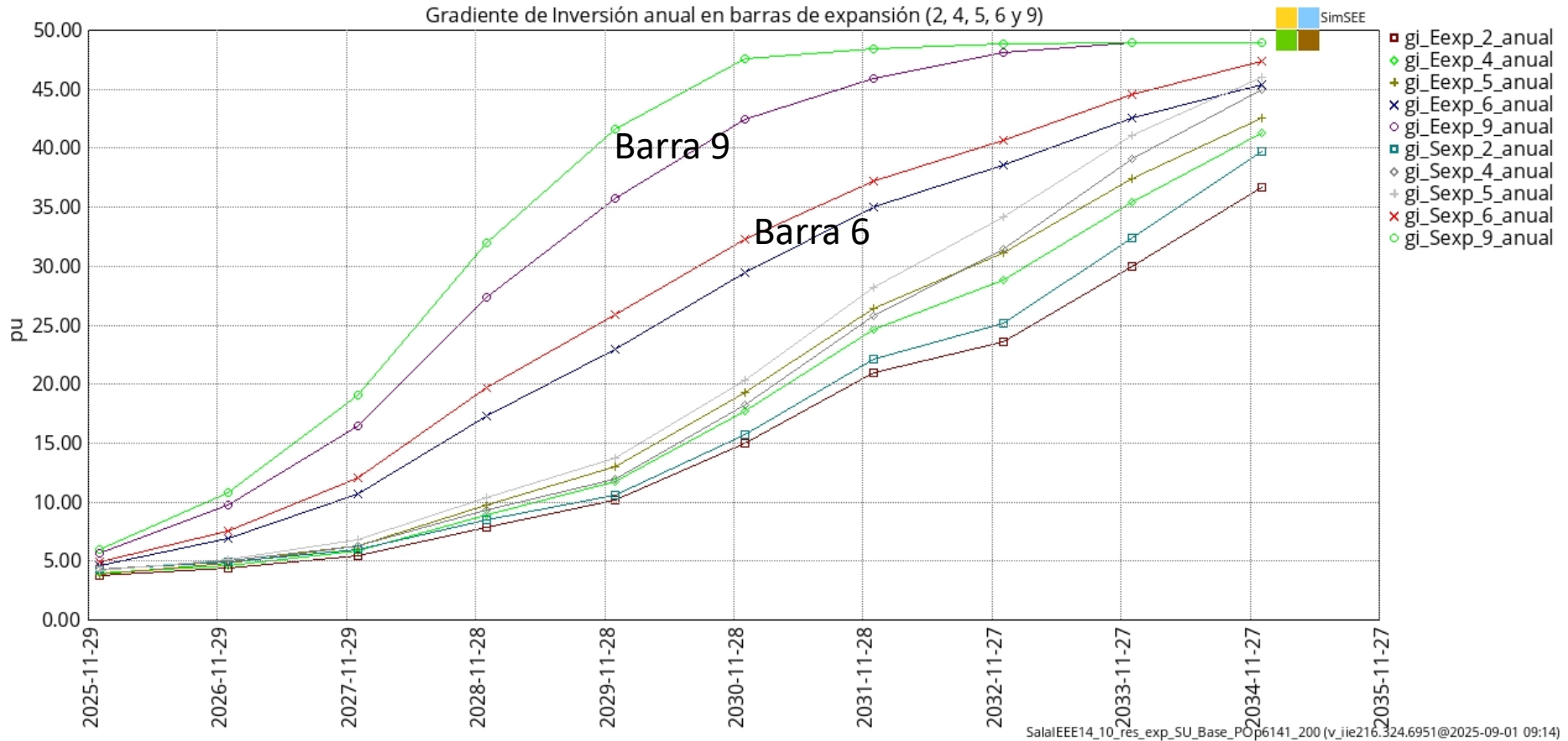


SalalEEE14_10_res_exp_SU_Base_POp6141_200 (v_jie216.324.6951@2025-09-01 09:14)

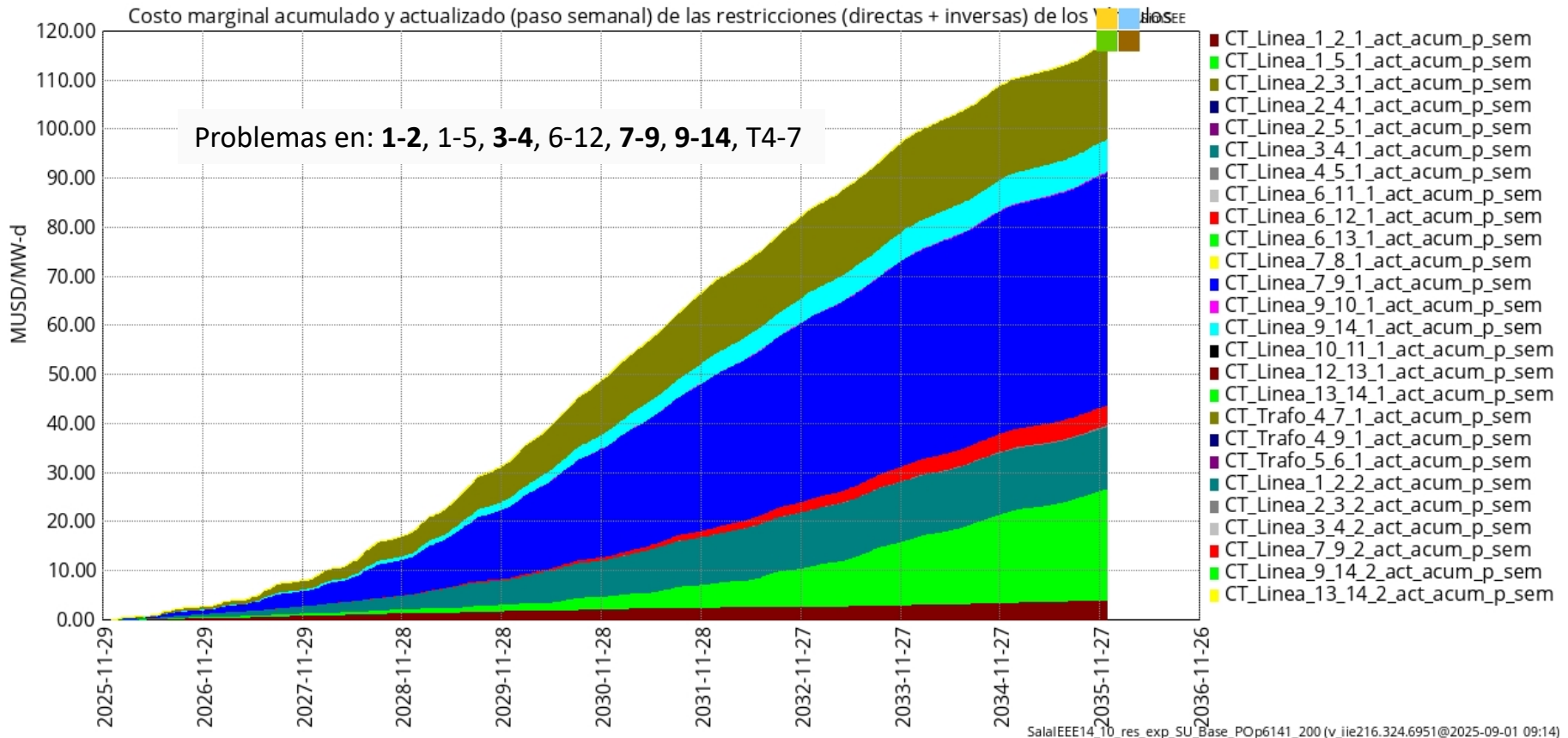
Costos Marginales (lambdas) de ERNC en todas las Barras



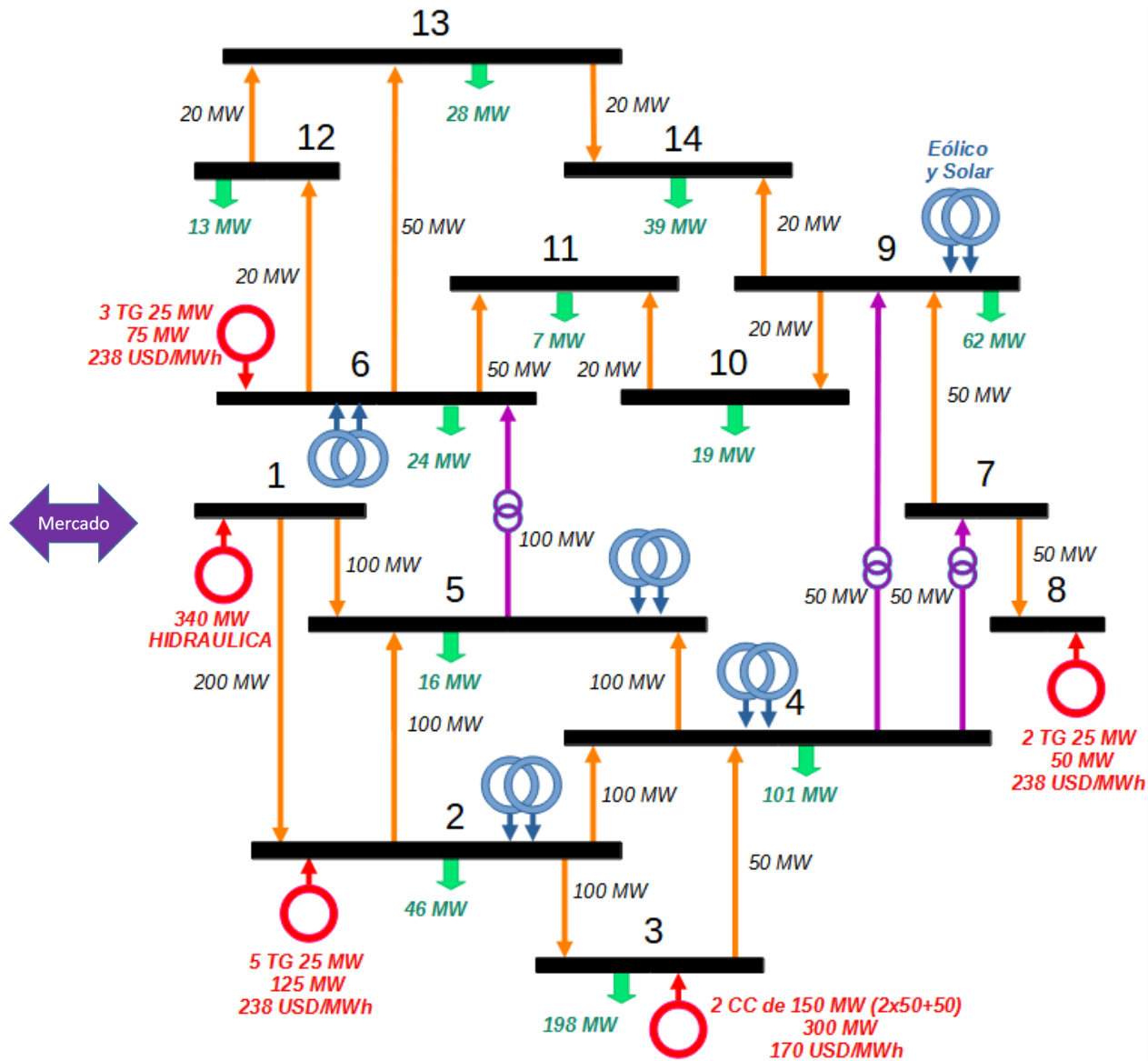
Gradientes de Inversión de ERNC en barras posibles



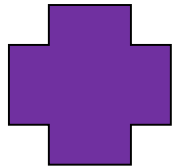
Costo Marginal Actualizado y Acumulado de los Multiplicadores de Lagrange de cada restricción de caja de cada vinculo



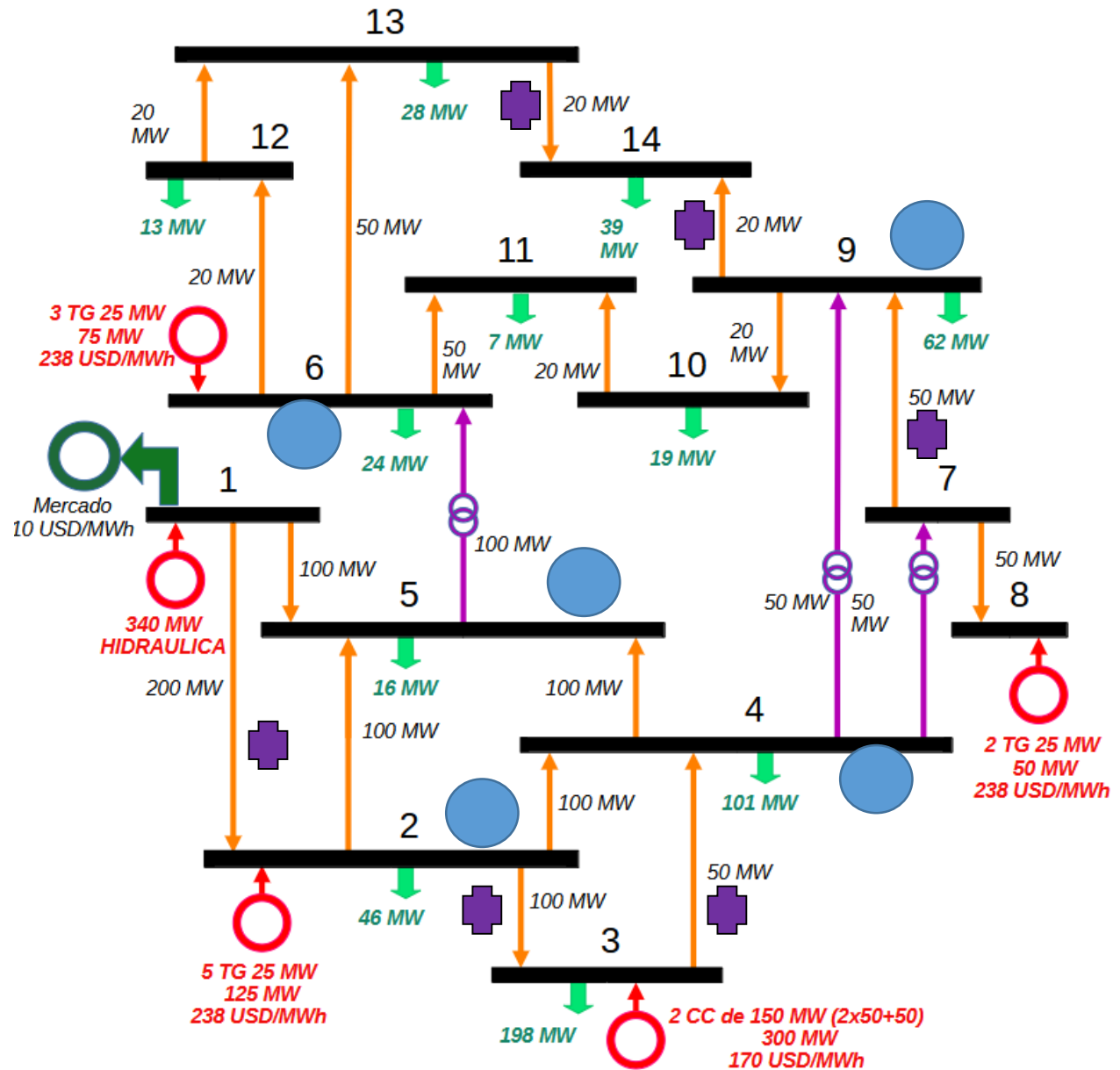
Expansión de ERNC en barras posibles: 2, 4, 5, 6 y 9



Expansión de RED candidatas

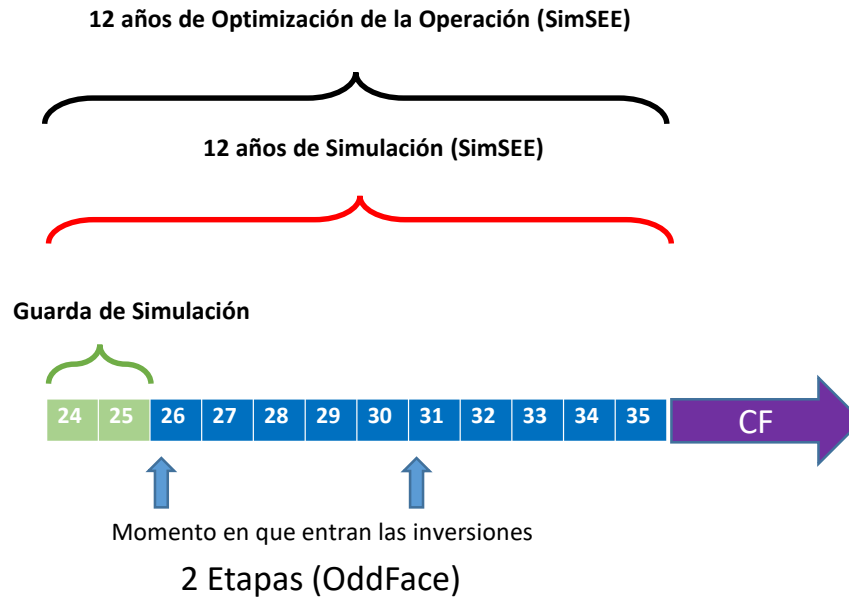


Nombre del proyecto	Inversión (MUSD)
Duplico_Linea_1_2	16
Duplico_Linea_2_3	27
Cambio_Cond_3_4	9.3
Cambio_Cond_7_9	0.54
Cambio_Cond_9_14	15
Cambio_Cond_13_14	19.5



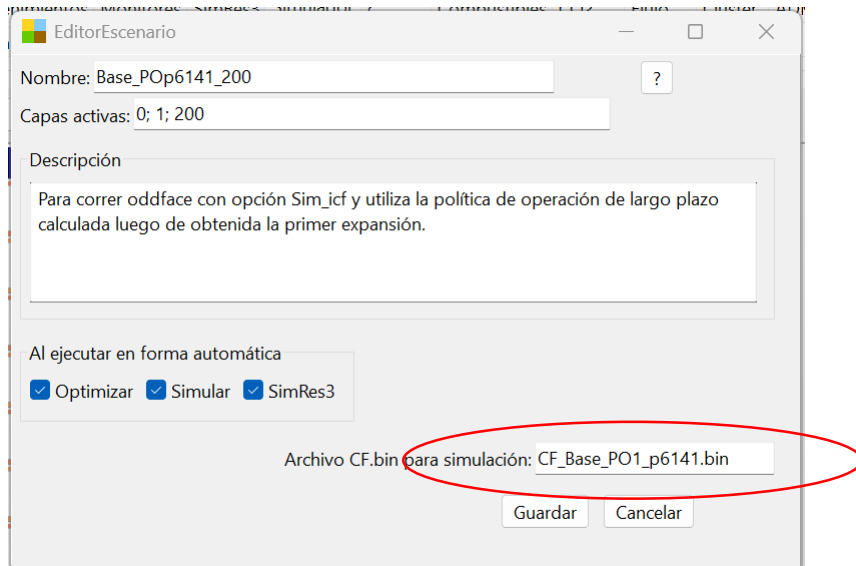
Sala IEEE14_10

10 años de Expansión

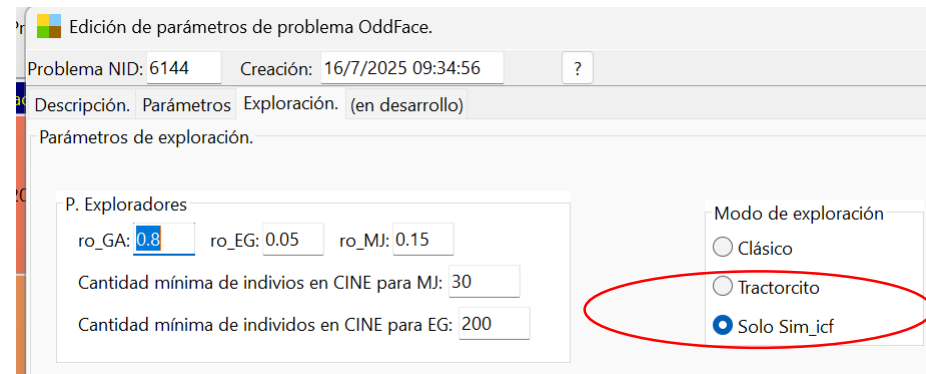


OddFace con PO fija

Sala

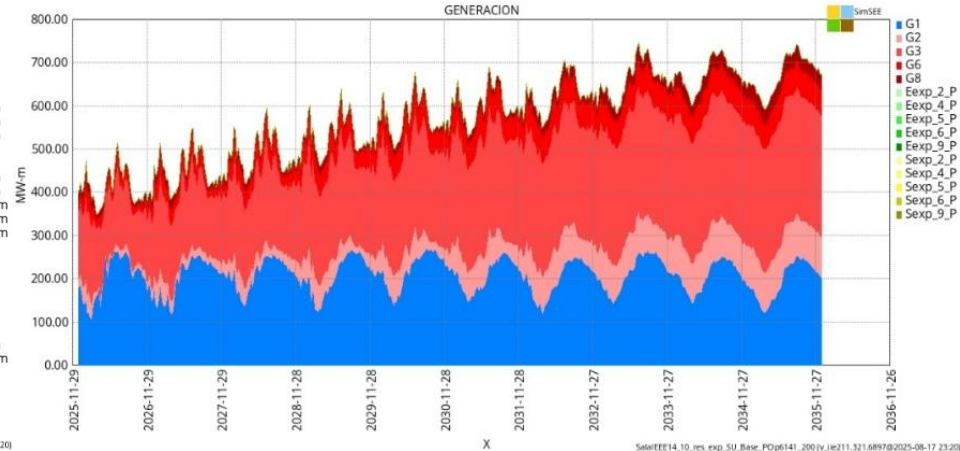
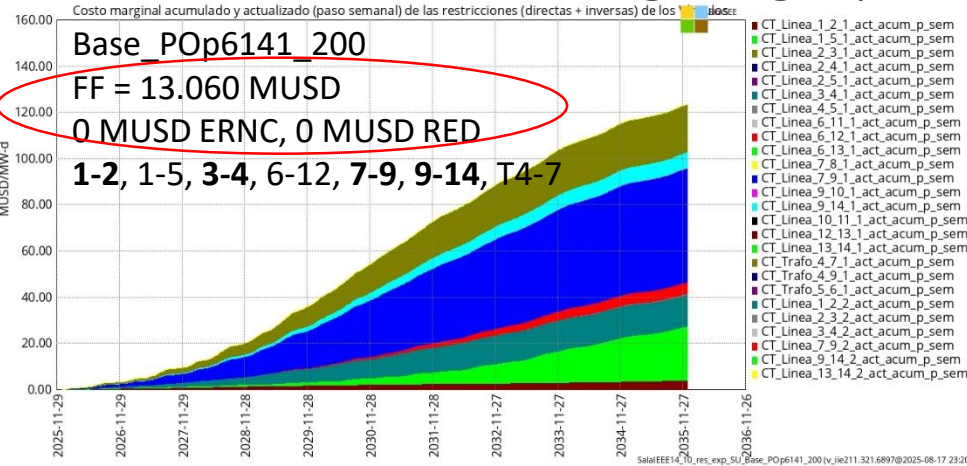


OddFac_prepare

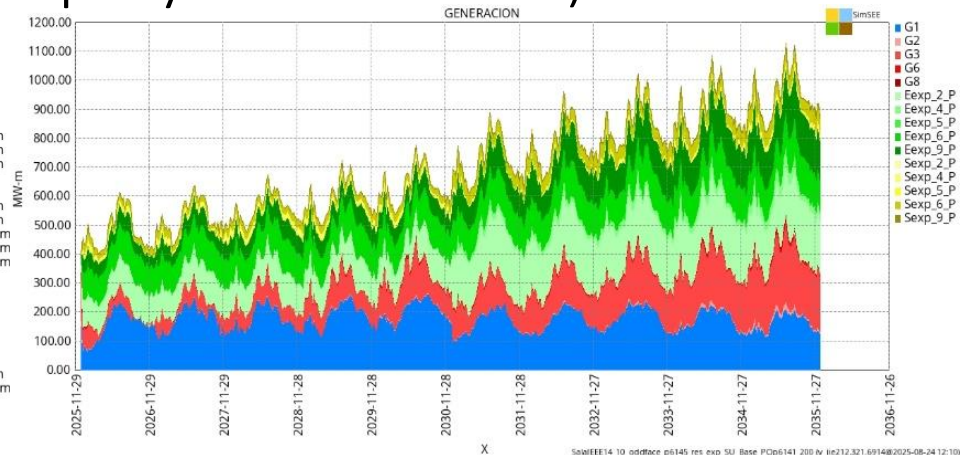
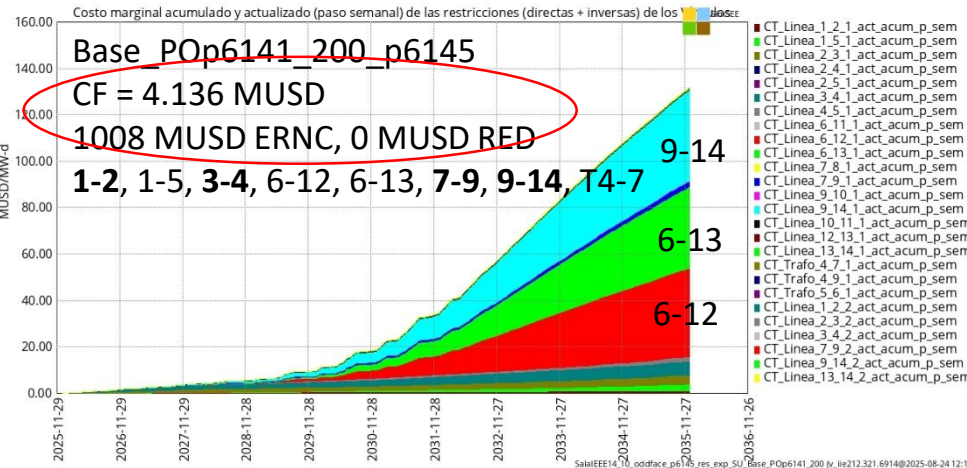


Expansión solo de ERNC

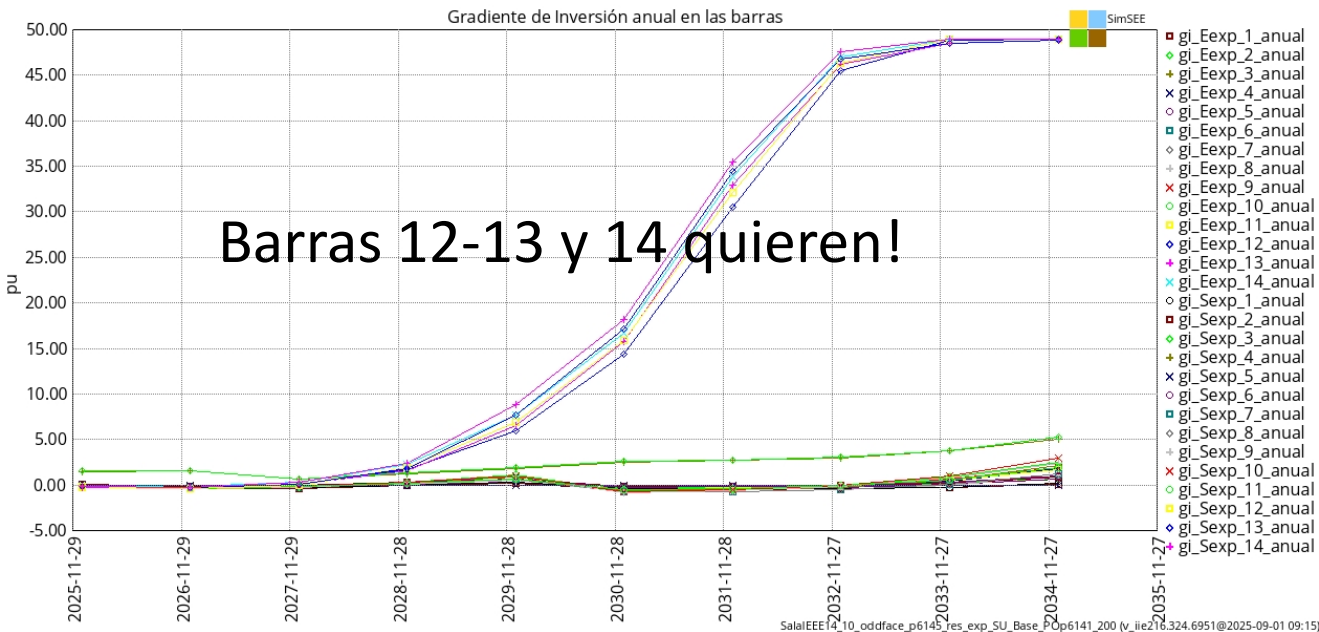
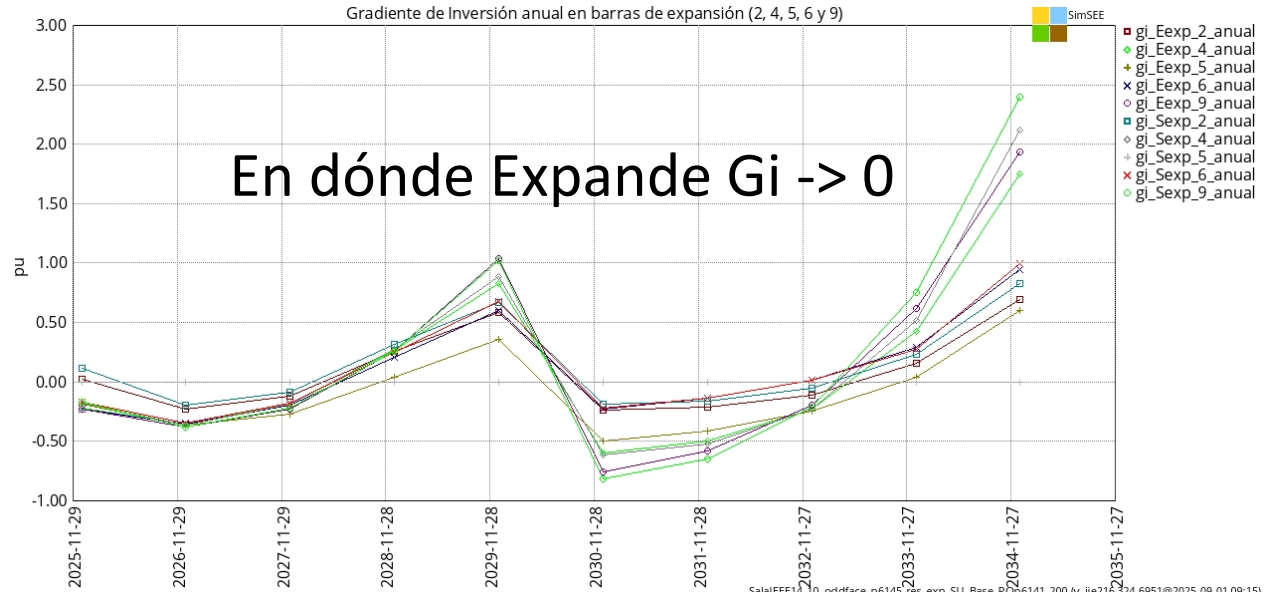
Mult. de Lagrange y Generación – Base+211%



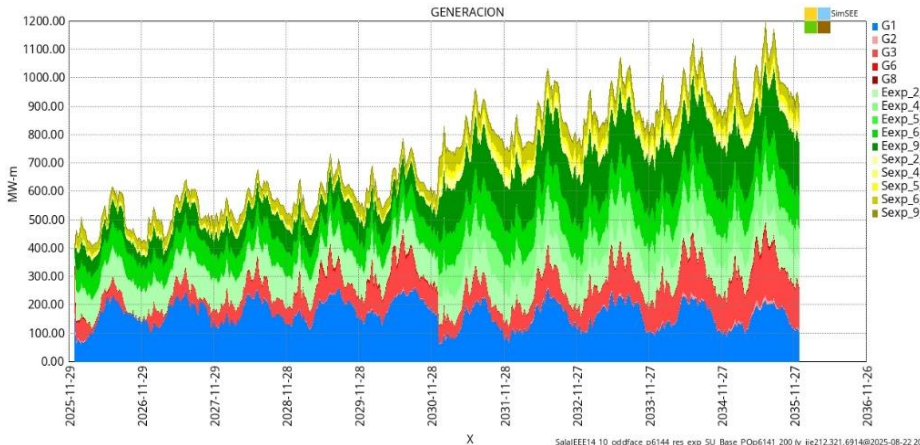
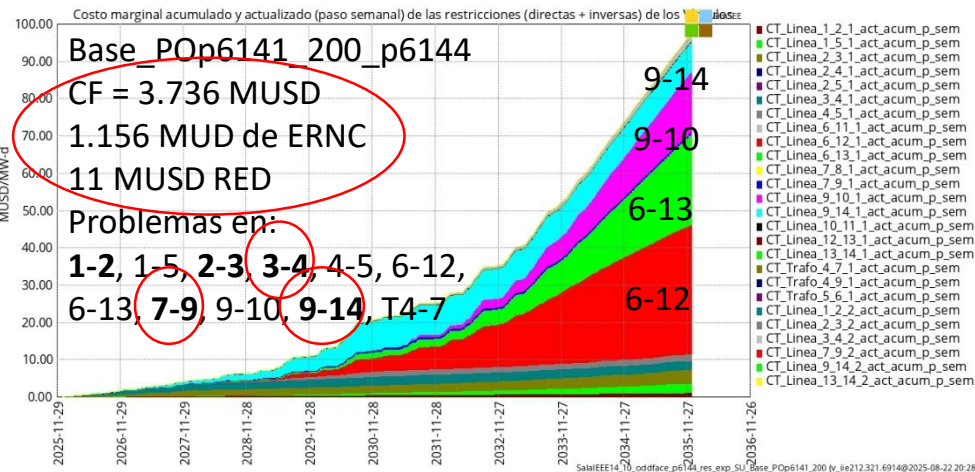
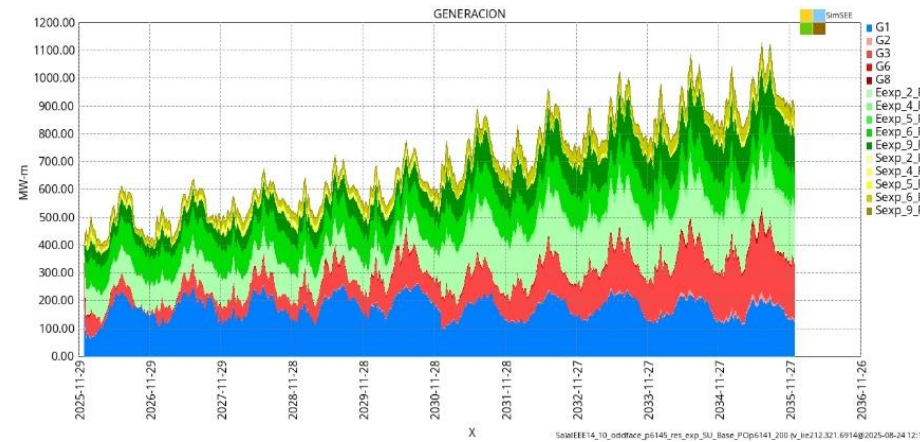
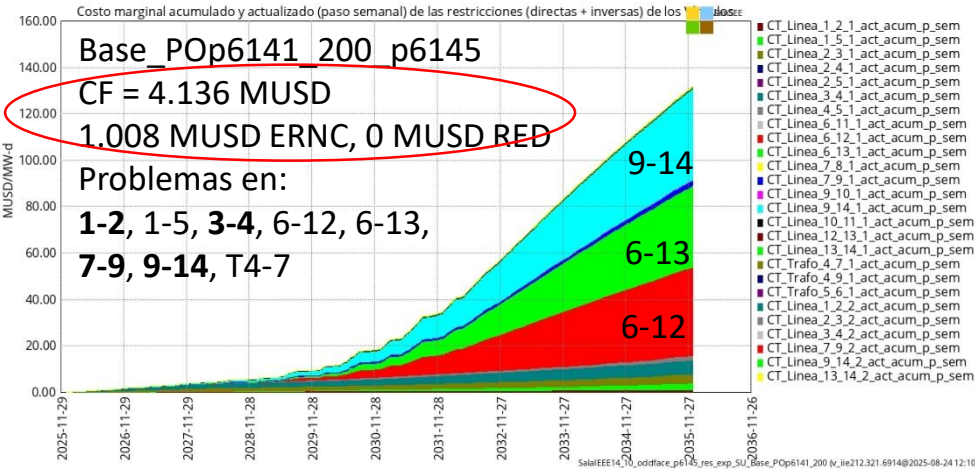
Expansión de ERNC (sin proyectos de RED)



Gradientes de Inversión

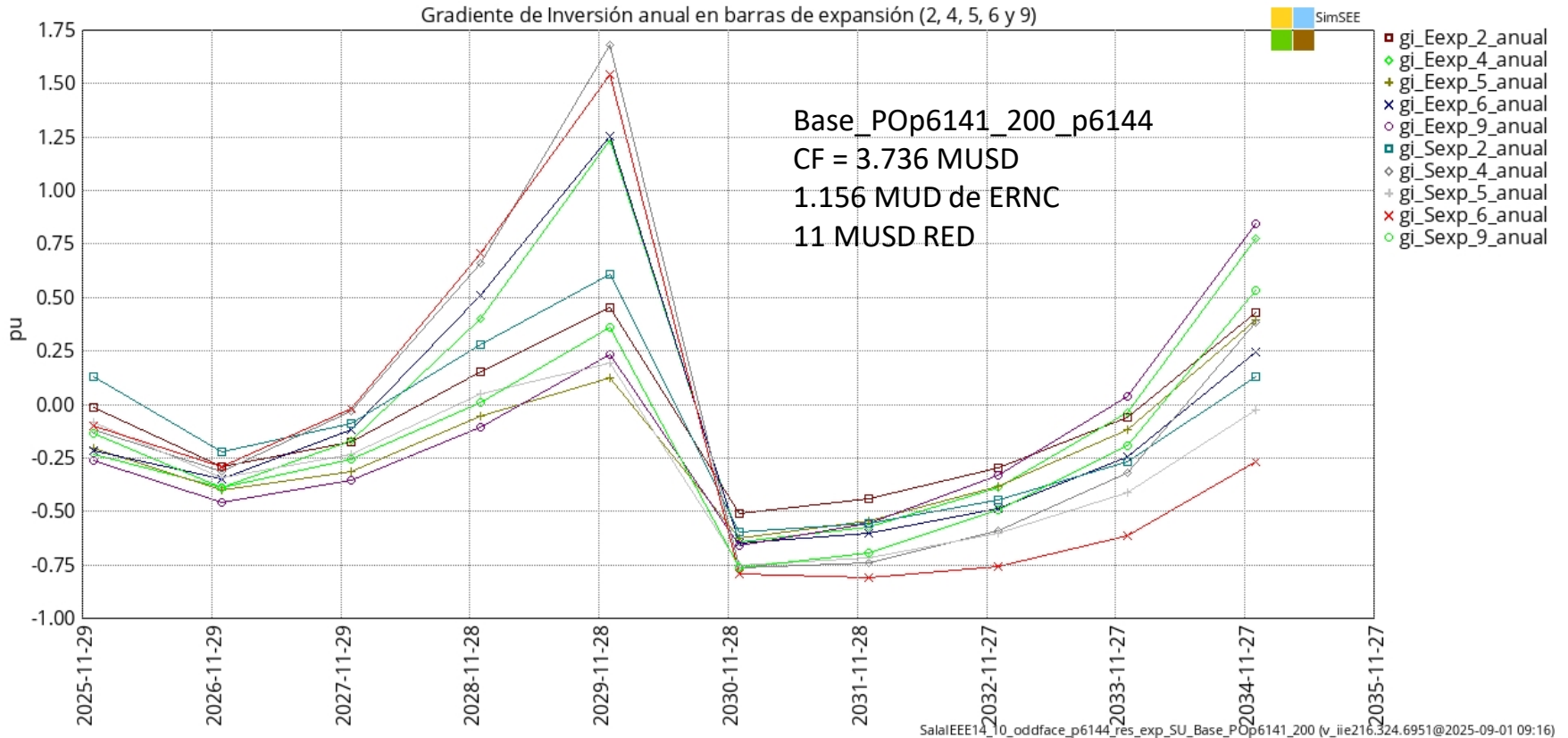


Expansión de ERNC y RED



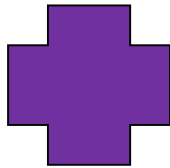
Expansión de ERNC y RED

Gradientes de Inversión

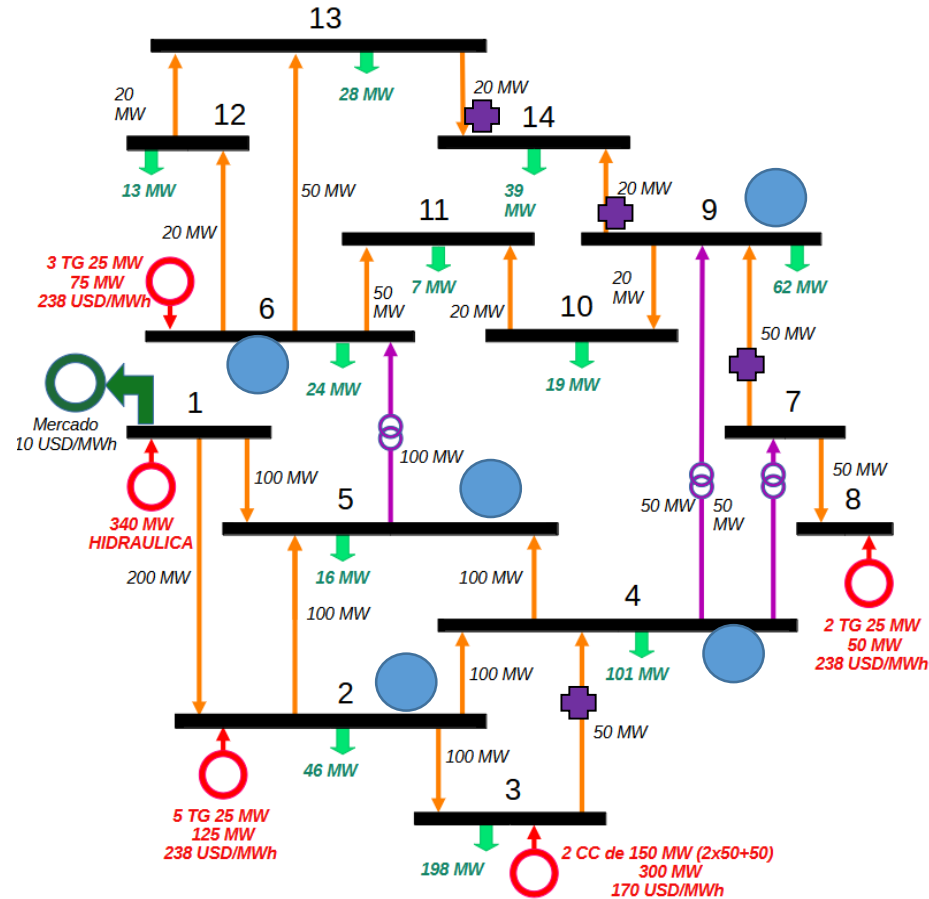


Expansión de ERNC y RED

Expansiones de RED

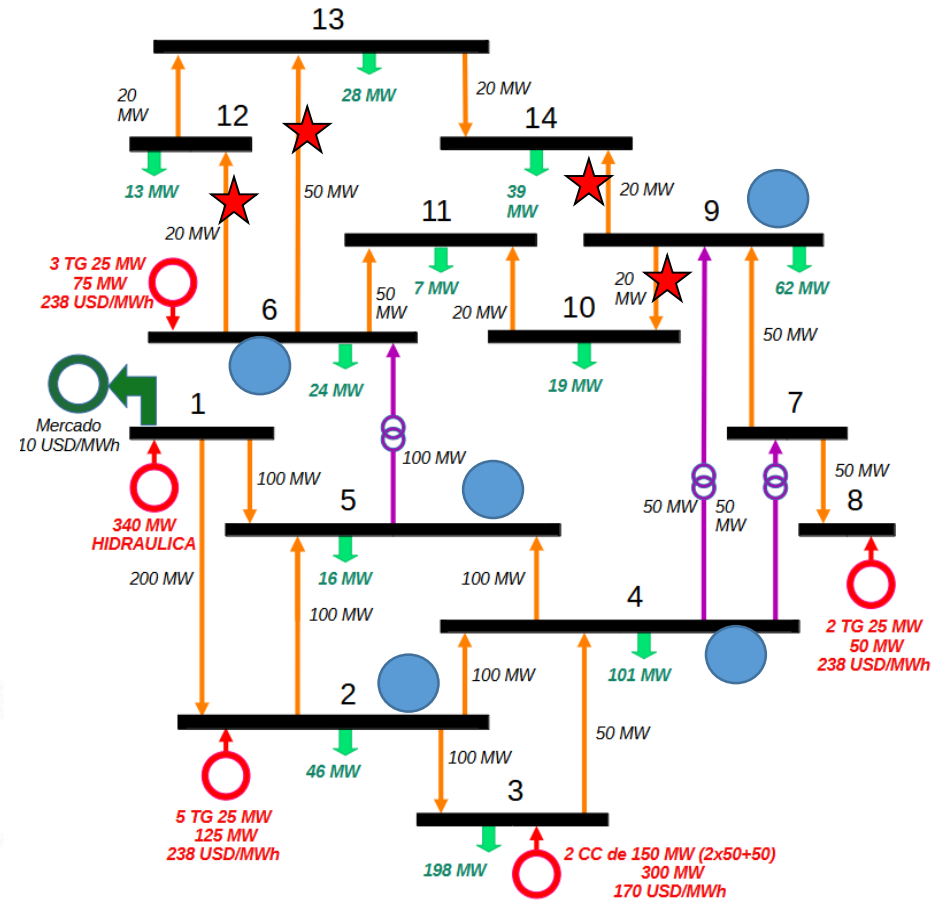
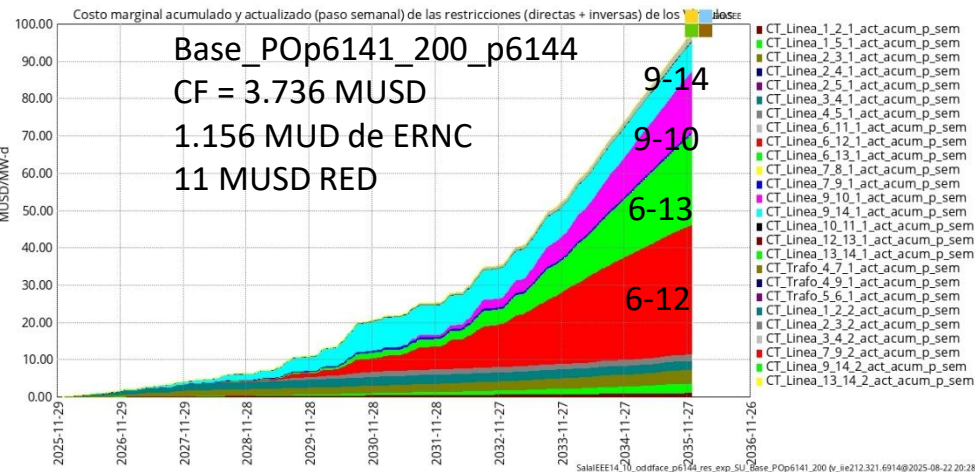


Nombre del proyecto	Inversión (MUSD)
Duplico_Linea_1_2	16
Duplico_Linea_2_3	27
Cambio_Cond_3_4	9.3
Cambio_Cond_7_9	0.54
Cambio_Cond_9_14	15
Cambio_Cond_13_14	19.5

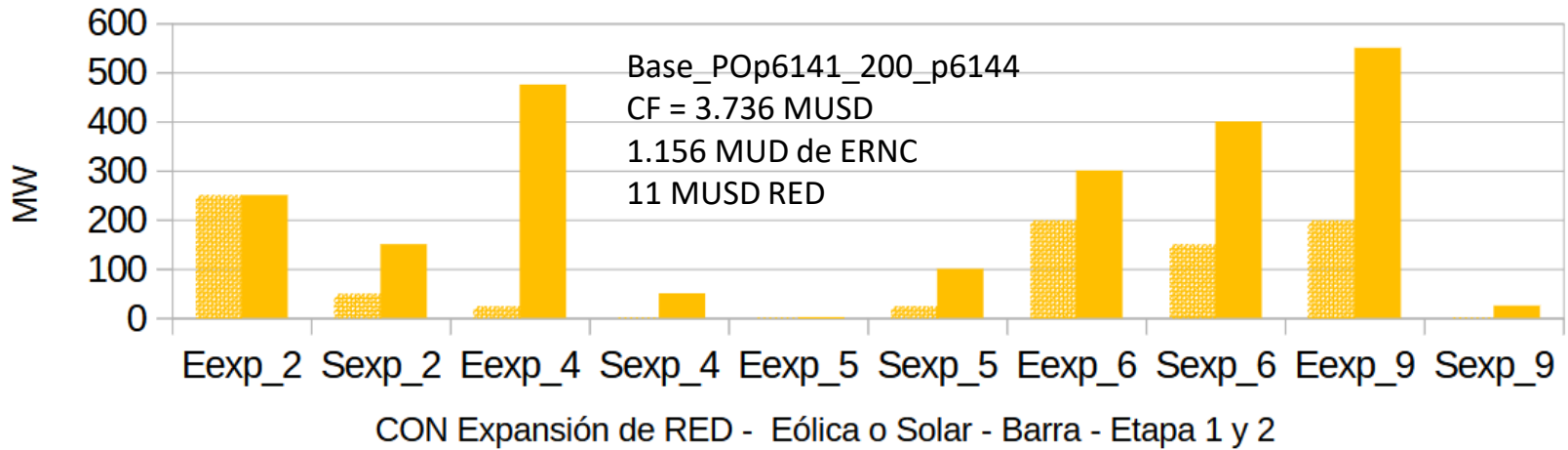
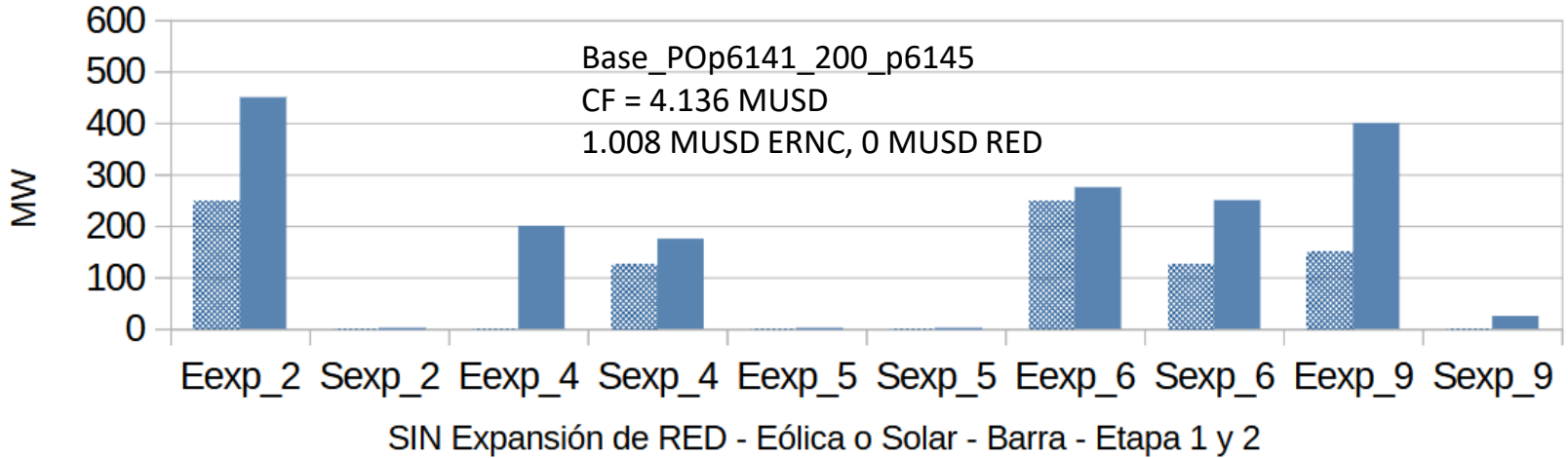


Expansión de ERNC y RED

RESTRICCIONES DE RED



Expansión de ERNC con y sin RED



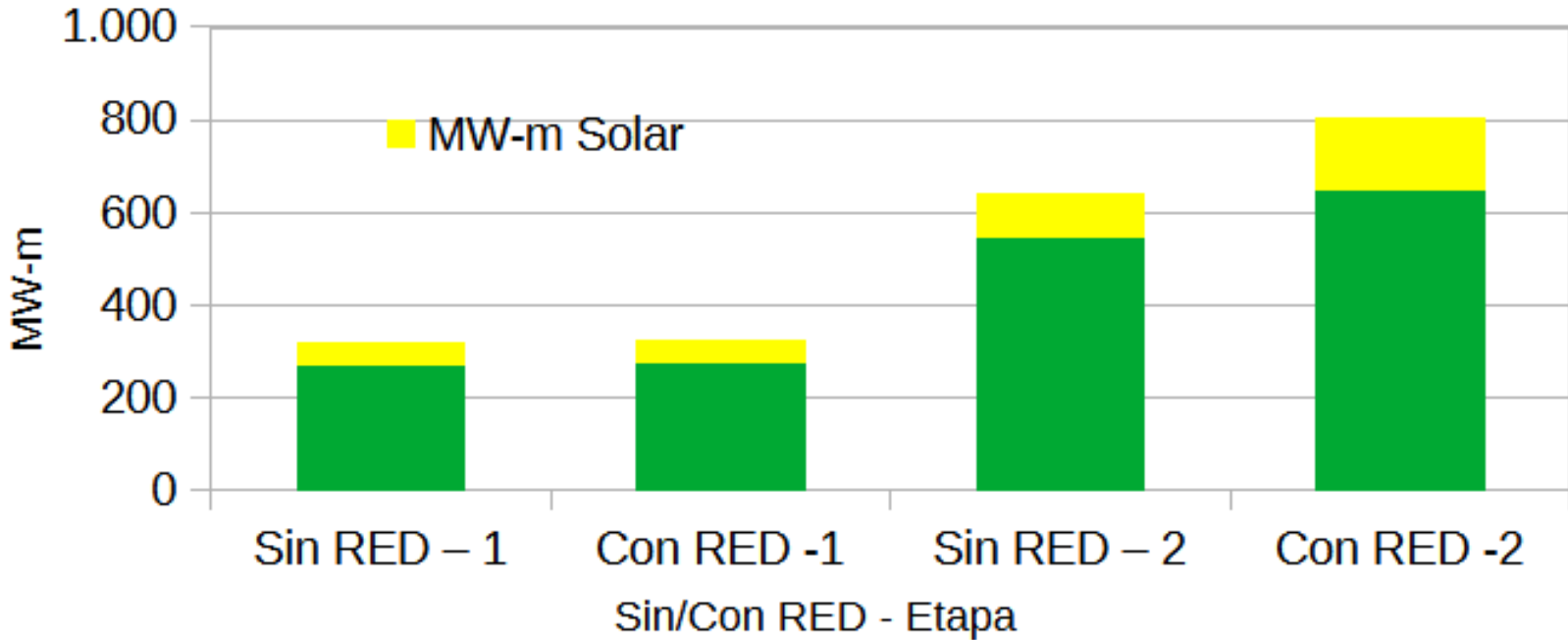
Expansión de ERNC con y sin RED

Sin RED

Base_POp6141_200_p6145
 CF = 4136 MU.SD
 1.008 MUSD ERNC
 0 MUSD RED

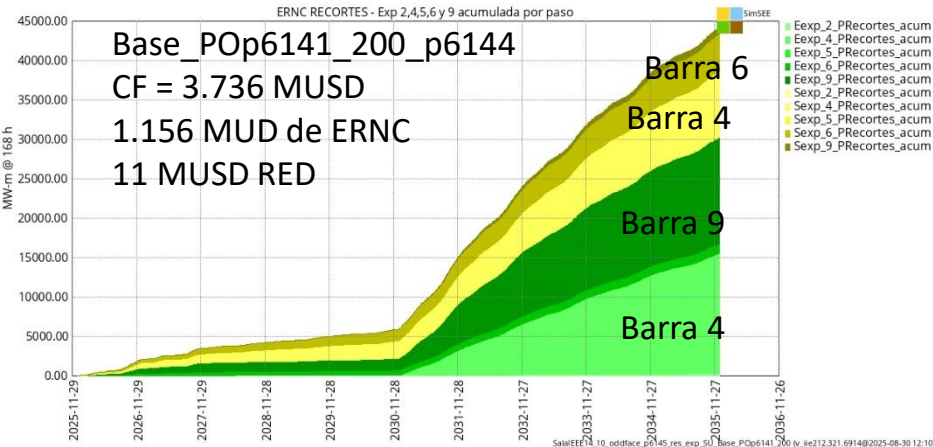
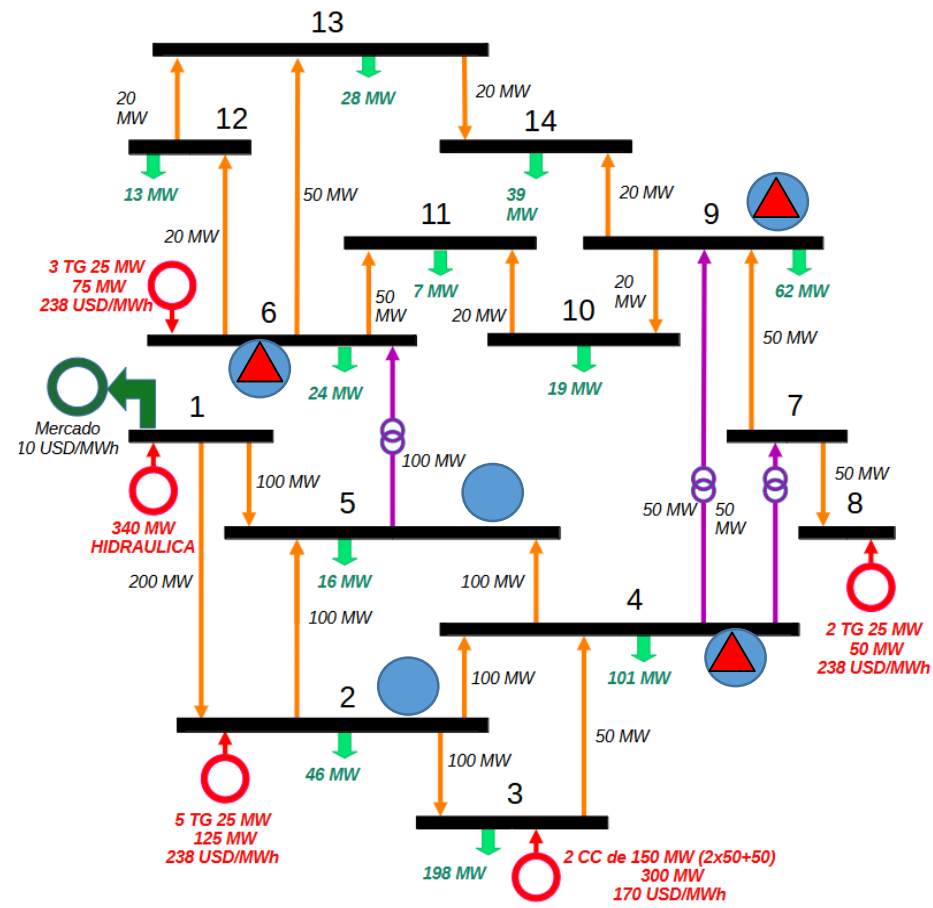
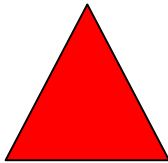
Con RED

Base_POp6141_200_p6144
 CF = 3.736 MUSD
 1.156 MUSD de ERNC
 11 MUSD RED



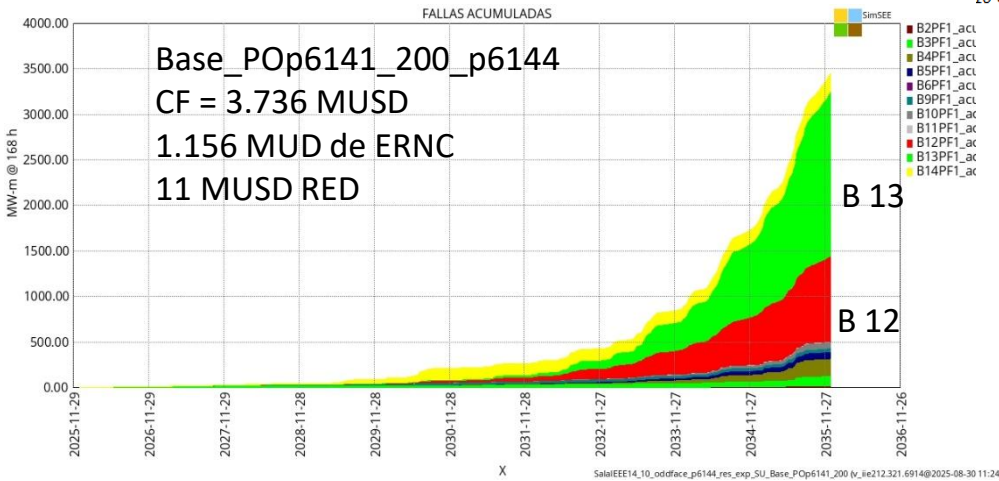
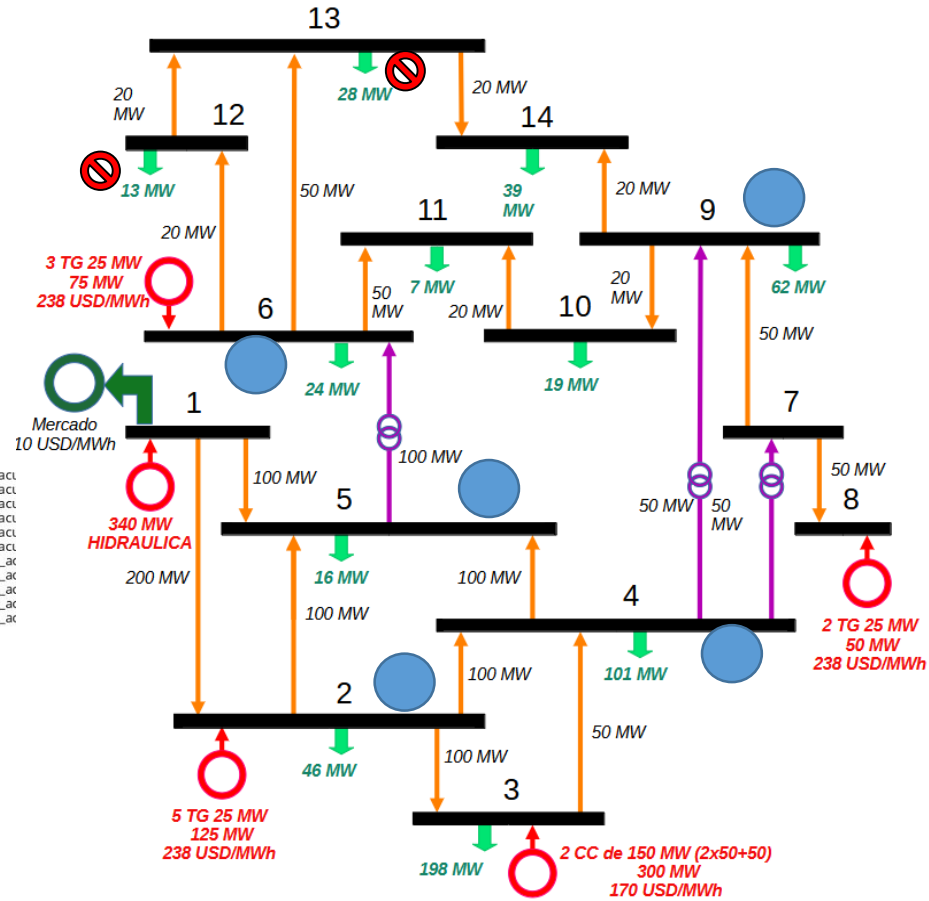
Expansión de ERNC y RED

RECORTES DE ERNC



Expansión de ERNC y RED

FALLAS



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)
- Ejemplos
 - Caso Uruguay
 - PEG 3 y 4 curso PEGSE
 - Industria Cogeneradora, Exp. ERNC, Baterías y TGs.
 - Expansión conjunta de Generación y Trasmisión (PEGT)

“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