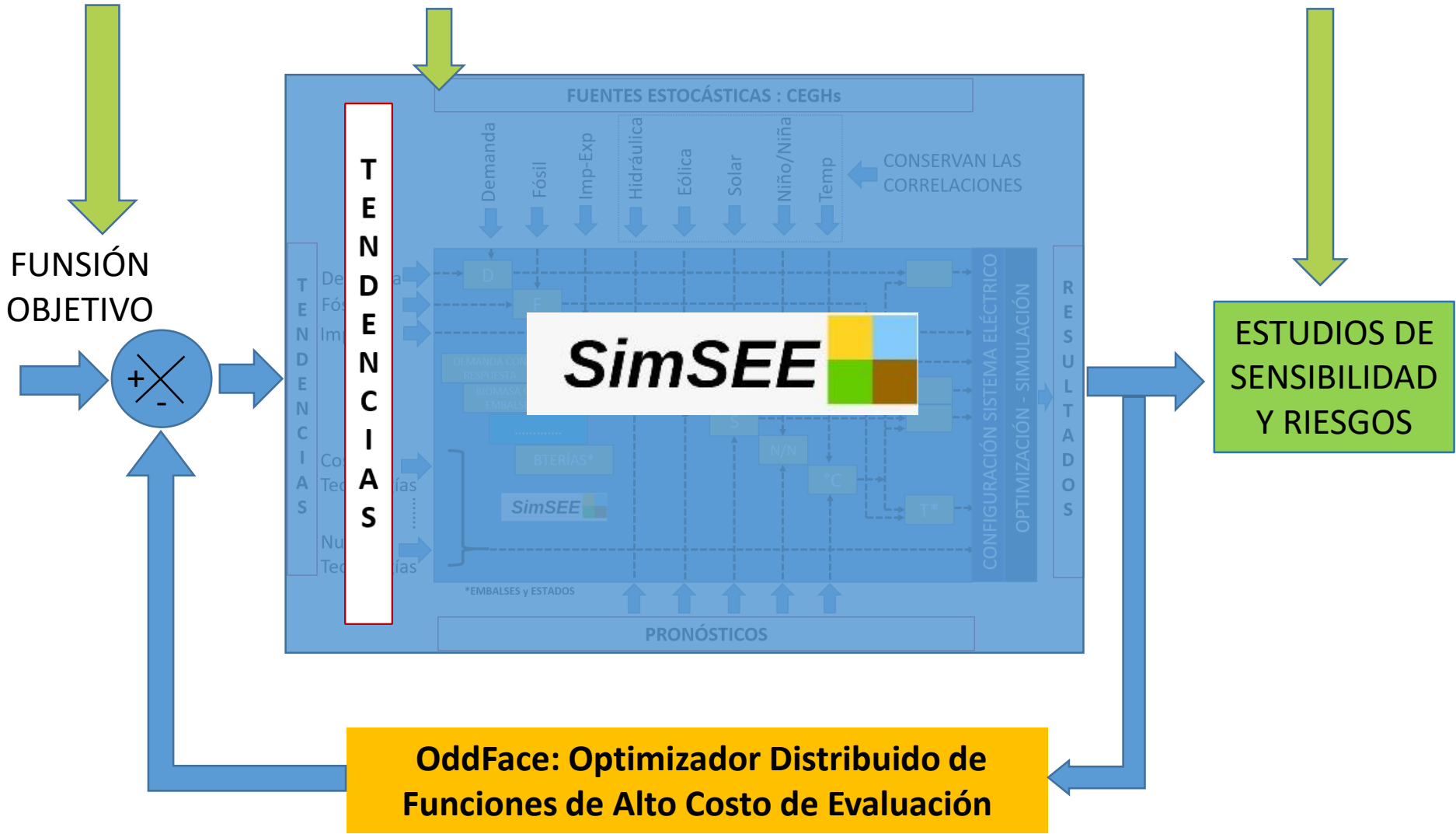
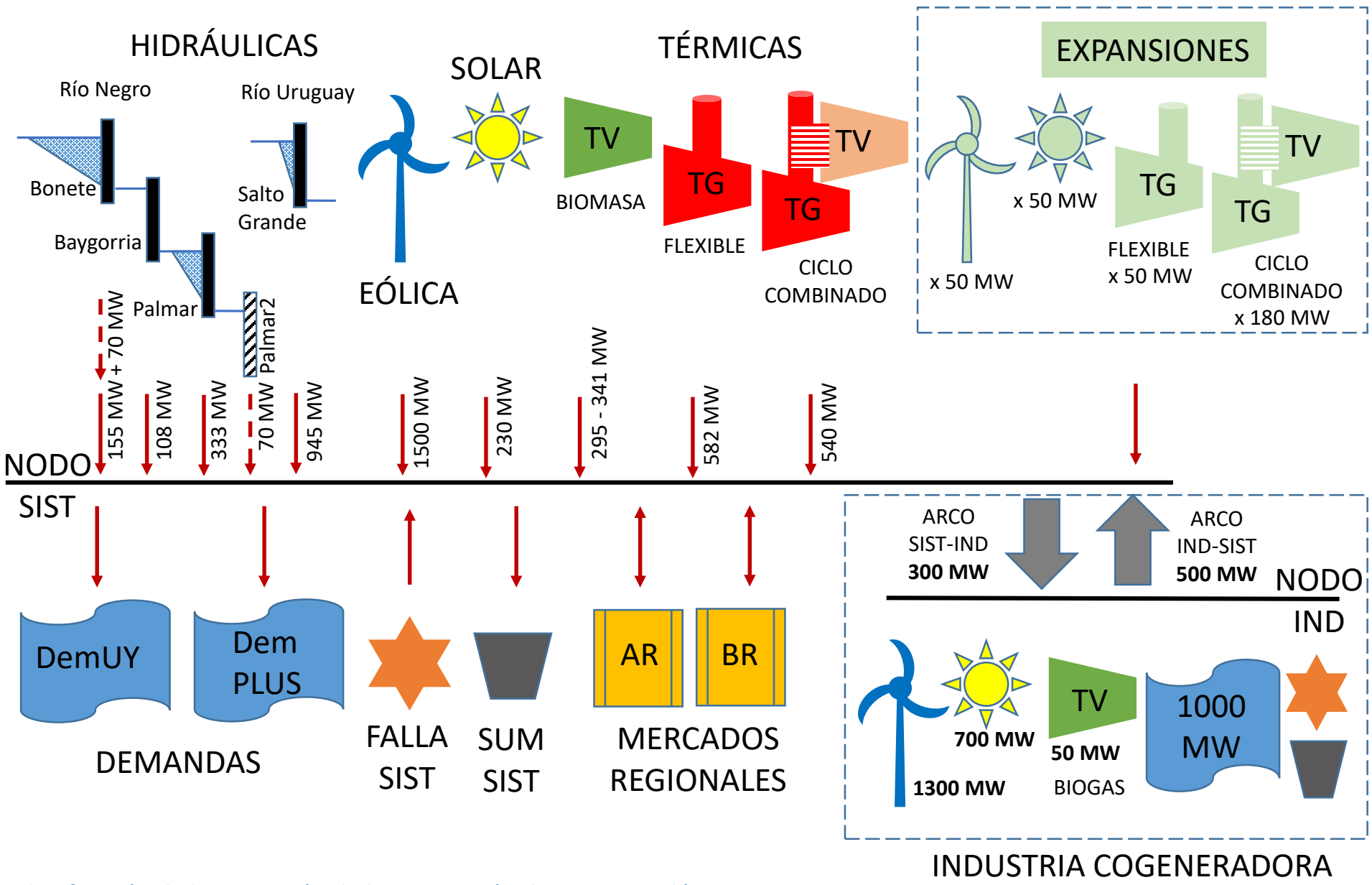


Problema de Expansión: PEG 7 y 8 Expansiones con ampliación de Hidroeléctrica y con Nuevo Proyecto Industrial de gran porte (Hidrolizador)

PEGSE



Sala SimSEE del curso PEGSE (8)



Mapa de PEGs del Curso 2024

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

Tecnologías y criterios de Expansión

Fronteras cerradas – Valorización nula de Excedentes

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

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

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

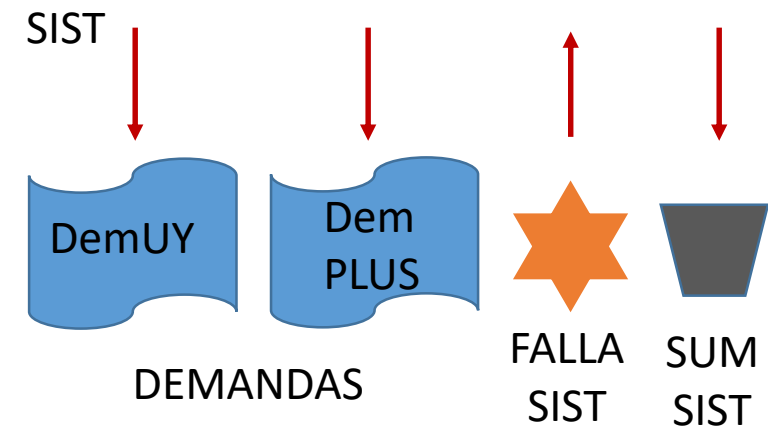
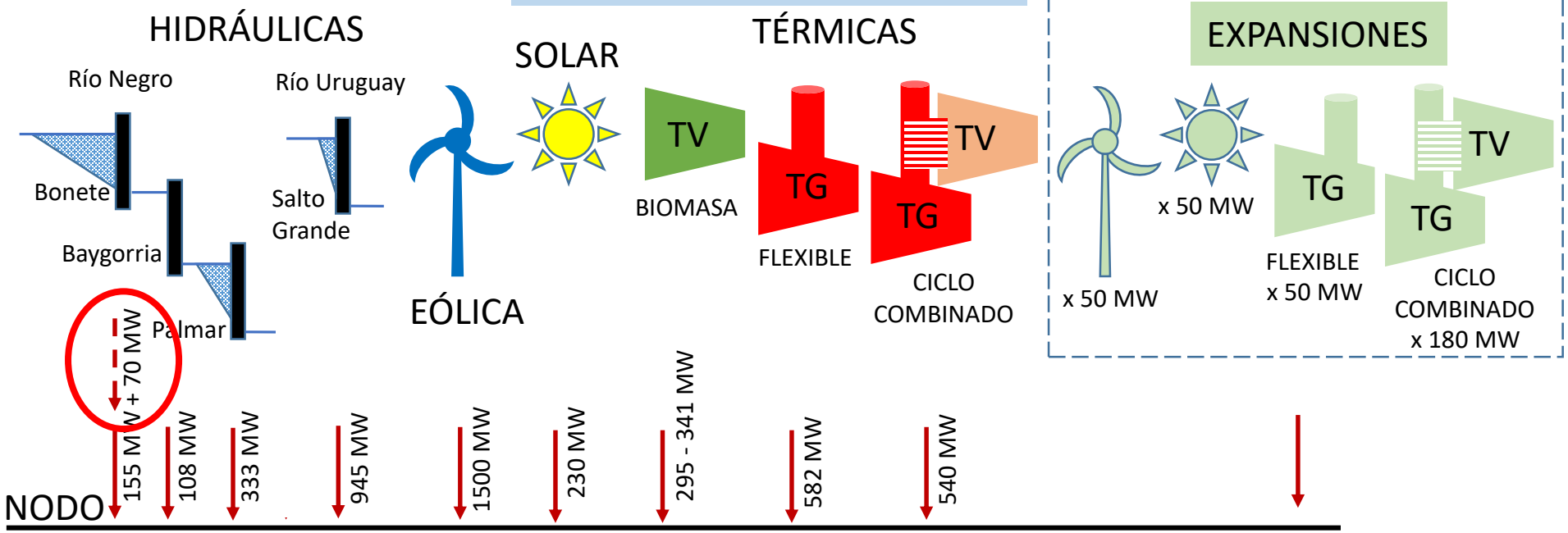
Reducción de 3% anual	
año	USD/MWh
2024	40.0
2025	38.8
2026	37.7
2027	36.6
2028	35.5
2029	34.5
2030	33.5
2031	32.5
2032	31.6
2033	30.7

*Valores medios 2018 a 2022

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

PEG 7: Eólica, Solar y Térmica

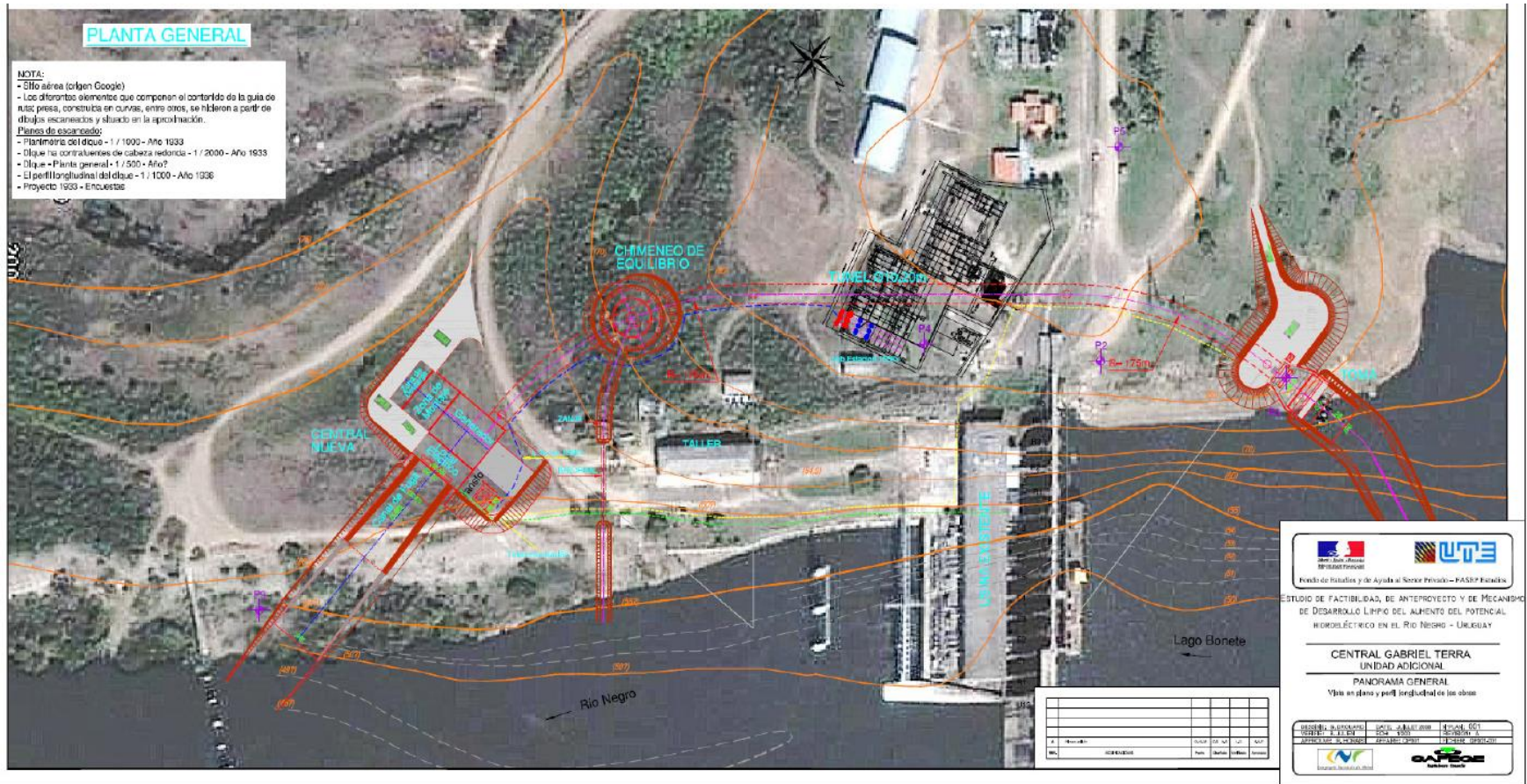
Ampliación Bonete en el 2028



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

Proyecto de una 5ª unidad en Bonete

116 MUSD@2009



Capas principales (tomado de las Notas de la sala)

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

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

- Capa 150: Demanda Plus de 150 MW planos.

- Capa 826: Proyecto Ind Tambores.

- Capa 729: Proyecto Ind Paysandú.

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

- Capa 1500: Actor Eolica con 1500 MW de UY 2023.

- Capa 230: Actor Solar con 230 MW de UY 2023.

- Capa 540: Actor TerBaseCC con el CC de 540 MW de UY 2023.

- Capa 582: Actor TerFlexTG con TGs de UY 2023.

- Capa 81: Cota de Bonete a 81 m.

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

- Capa 1982: Palmar INDISPONIBLE.

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

Manual de Usuario de SimSEE, VOLUMEN 3 – Actores

11.1. Generador Hidroeléctrico con Embalse.

$$V_{fin} =$$

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

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.

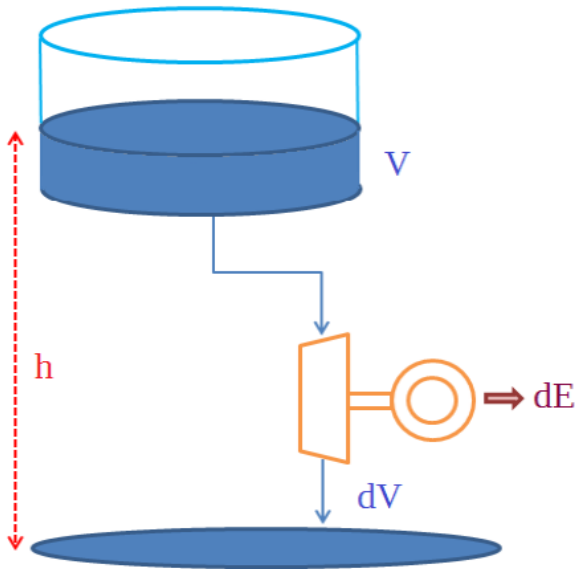


Fig. 13: Esquema de una central hidroeléctrica con embalse.

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

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

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:

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

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

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

Coeficiente Energético (ce)

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

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

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

Dónde:

- ρ Es la densidad del agua. (1000kg/m³)
- g Es la constante gravitatoria. (9.8m/s²)
- η Es el rendimiento complejo de la turbina y del generador eléctrico. (p.u.)

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

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

1 Wh = 3600 joules
1 MWh = 10⁶/3600 joules
1 Hm = 100 m
1 Hm³ = 10⁶ m³

Ajuste de la generación de Bonete

Editando "Bonete" Hidroeléctrica con embalse

Editar ficha de "Bonete" Hidroeléctrica con embalse

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

Periódica?

Parámetros 1 Parámetros 2 Parámetros 3

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

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

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

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

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

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

Pérdida de la cañería = 1.06 m

Rendimiento del generador 98 %

Rendimiento de la turbina 93.5 %

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

Luego el coeficiente energético de la nueva turbina es $P/Q = 71.3/325 = 0.22$ [MW/m³/s], lo cual es consistente con el resultado de aplicar la fórmula convencional $26 \cdot 1000 \cdot 9.8 \cdot 0.88 / 10^6 = 0.22$ [MW/m³/s]

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

Ampliación de Bonete en el 2028

Editando "Bonete" Hidroeléctrica con embalse

Editar ficha de "Bonete" Hidroeléctrica con embalse

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

Periódica?

Parámetros 1 | Parámetros 2 | Parámetros 3

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

Editando "Bonete" Hidroeléctrica con embalse

Editar Unidades Disponibles

?

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

Editando "Bonete" Hidroeléctrica con embalse

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

Periódica?

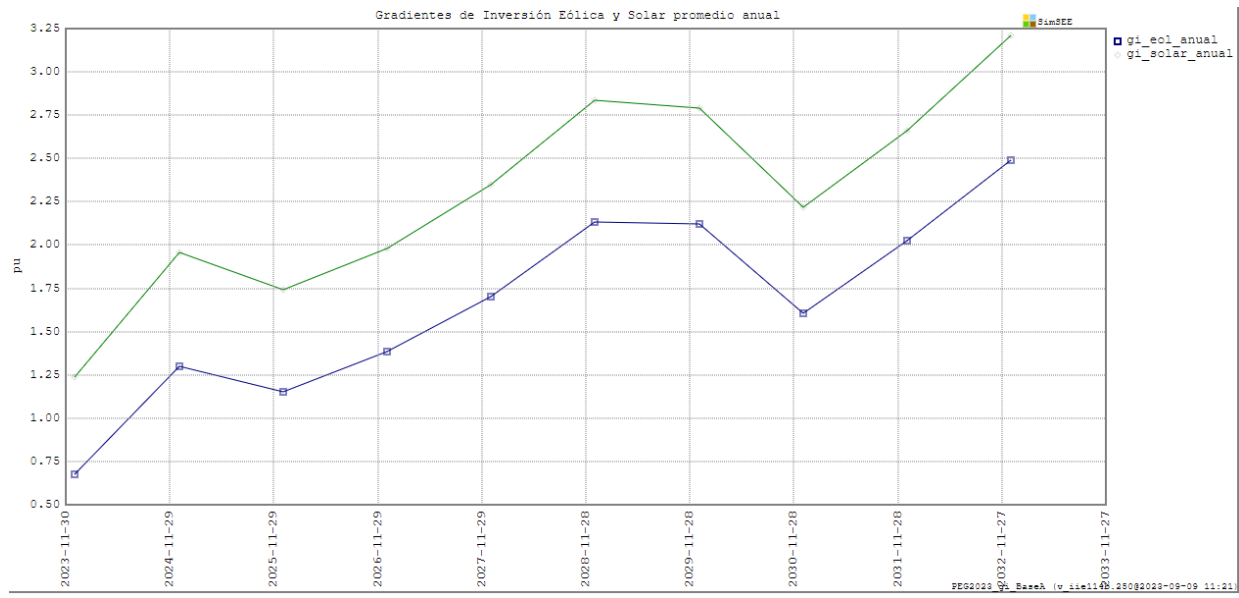
Parámetros 1 | Parámetros 2 | Parámetros 3

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

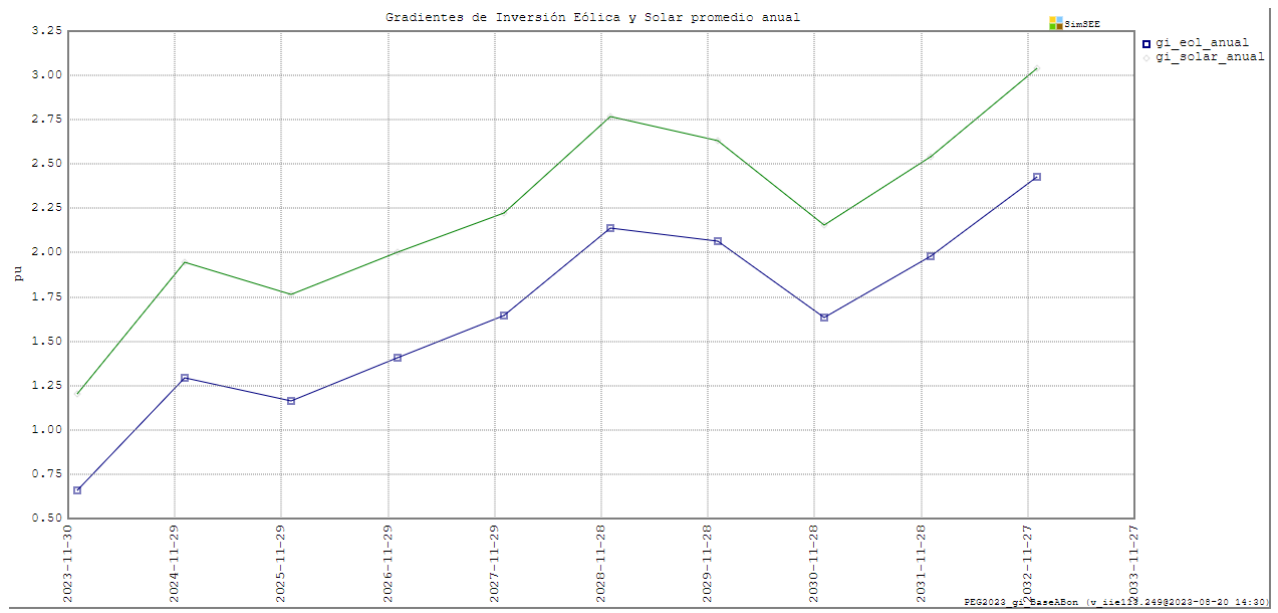
4x38.8 = 155 MW
 6x37.4 = 224 MW
 167.5 = 170*37.8/38.8
 Ampliación: 70 MW

Gradientes de inversión

BaseA

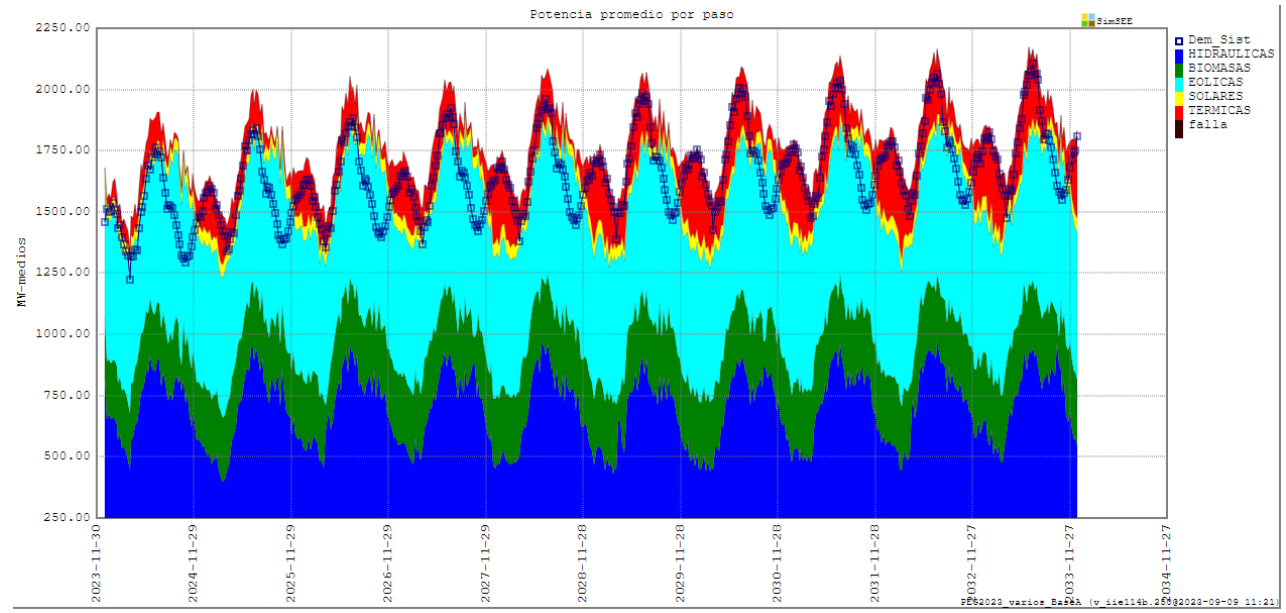


BaseABon

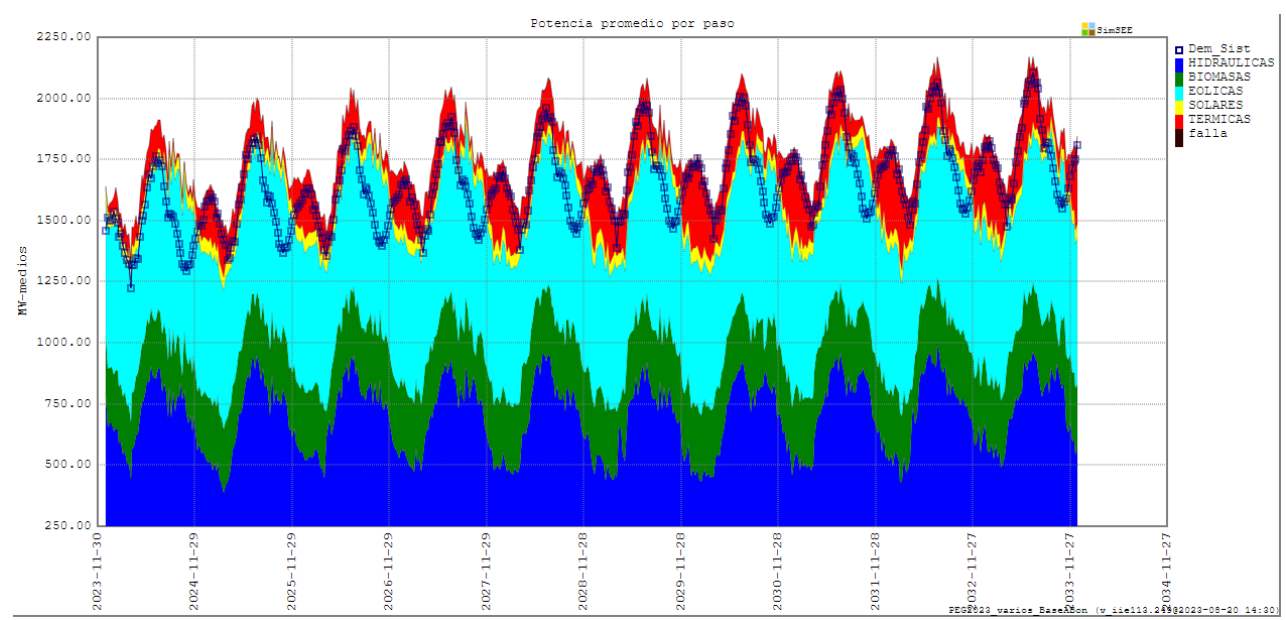


Generación por fuente

BaseA



BaseABon

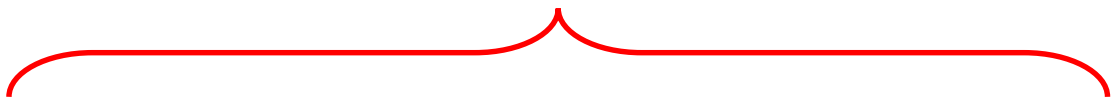


Ventanas de la PO, Simulación y OddFace

14 años de Optimización de la Operación (SimSEE)



10 años de Simulación (SimSEE)



Decenal de la PEG con OffFace



Decisión y Construcción

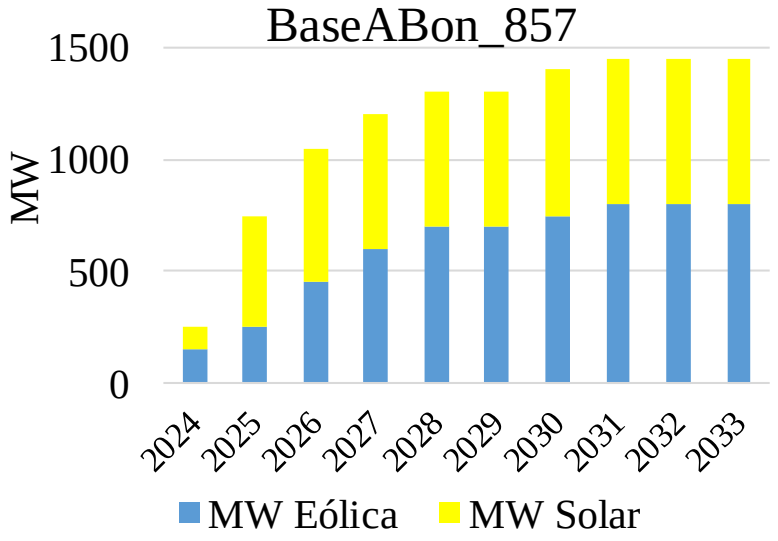
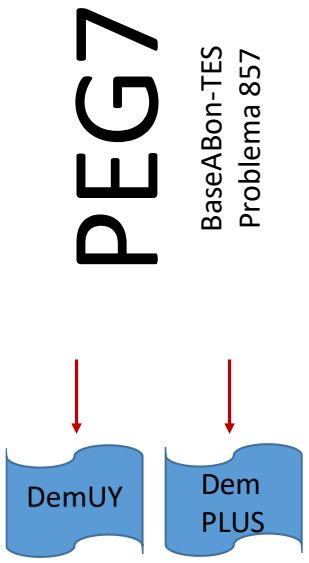


Momentos en que entran las inversiones

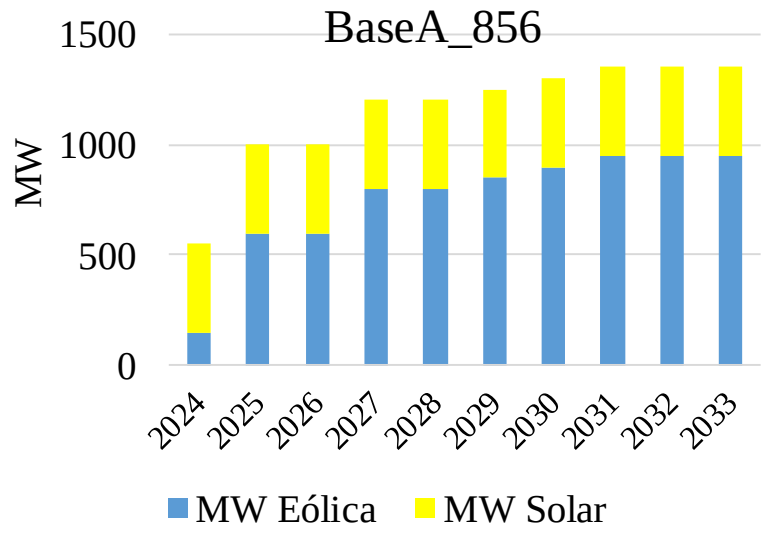
Guarda de Optimización

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

Expansiones de Eólica y Solar (1)



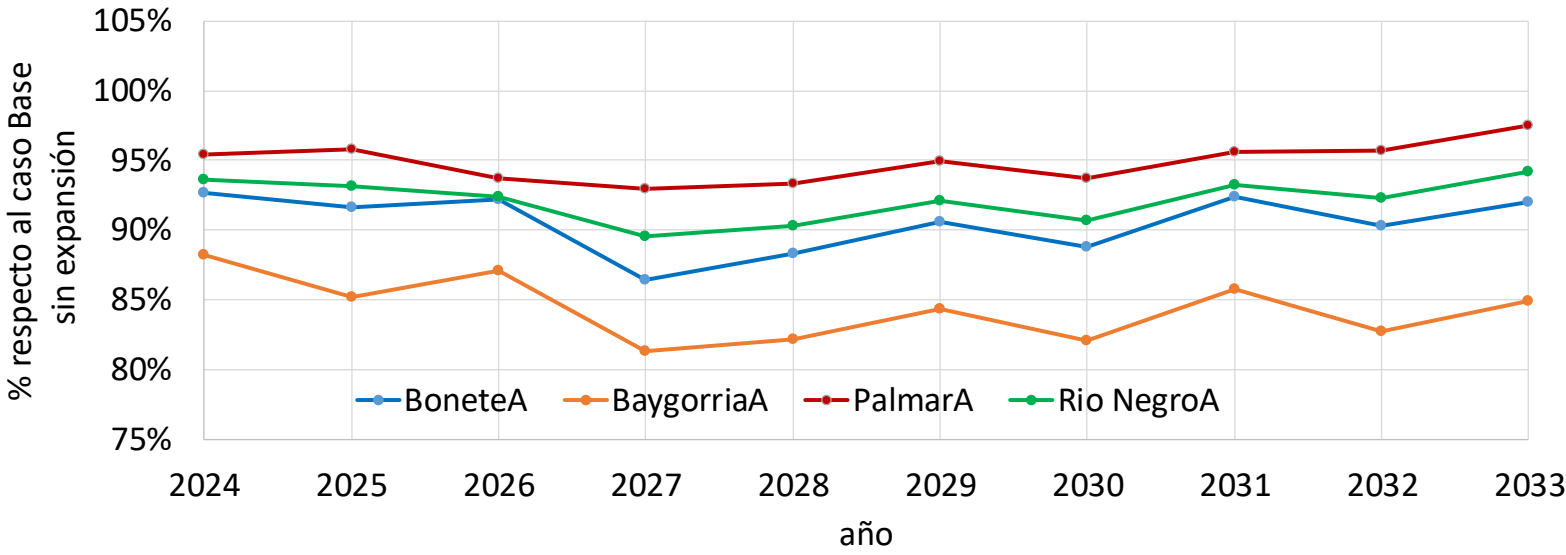
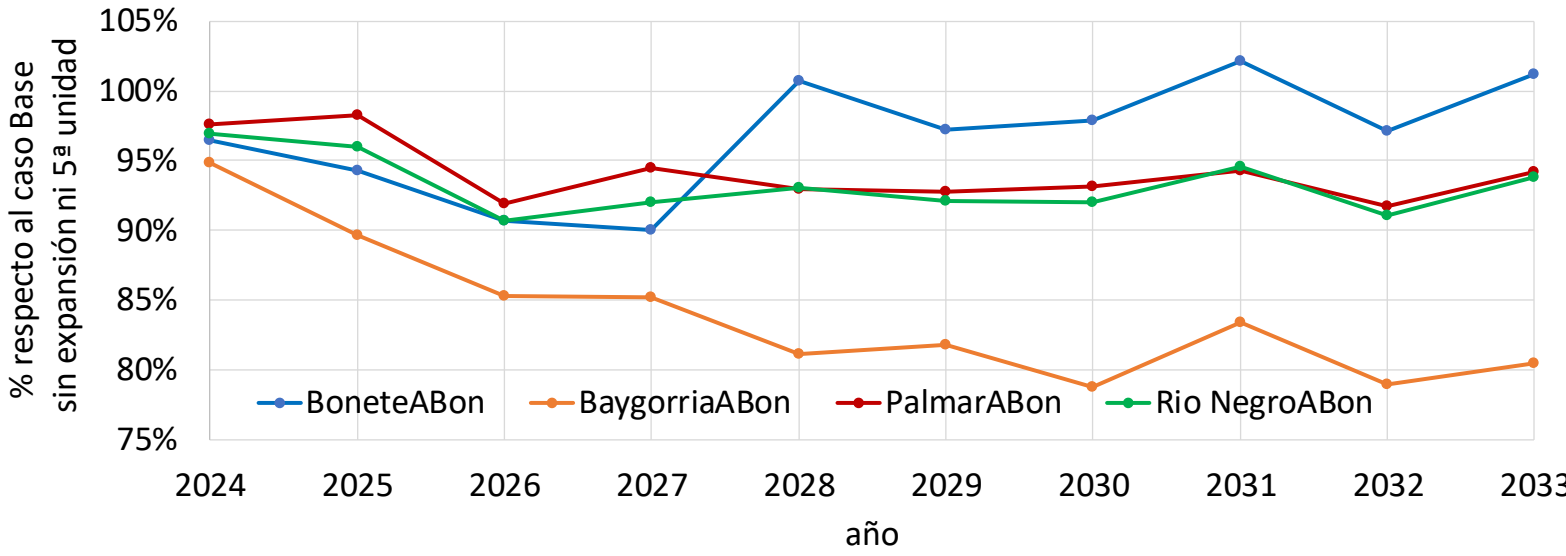
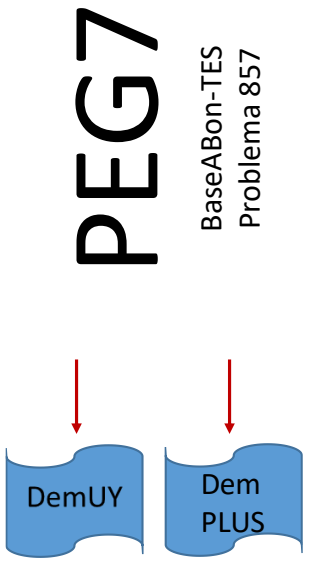
Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	60	21	81
2025	100	105	205
2026	180	126	306
2027	240	126	366
2028	279	126	405
2029	280	126	406
2030	300	137	437
2031	320	137	457
2032	320	137	457
2033	320	137	457
	280	131	411
	68%	32%	100%



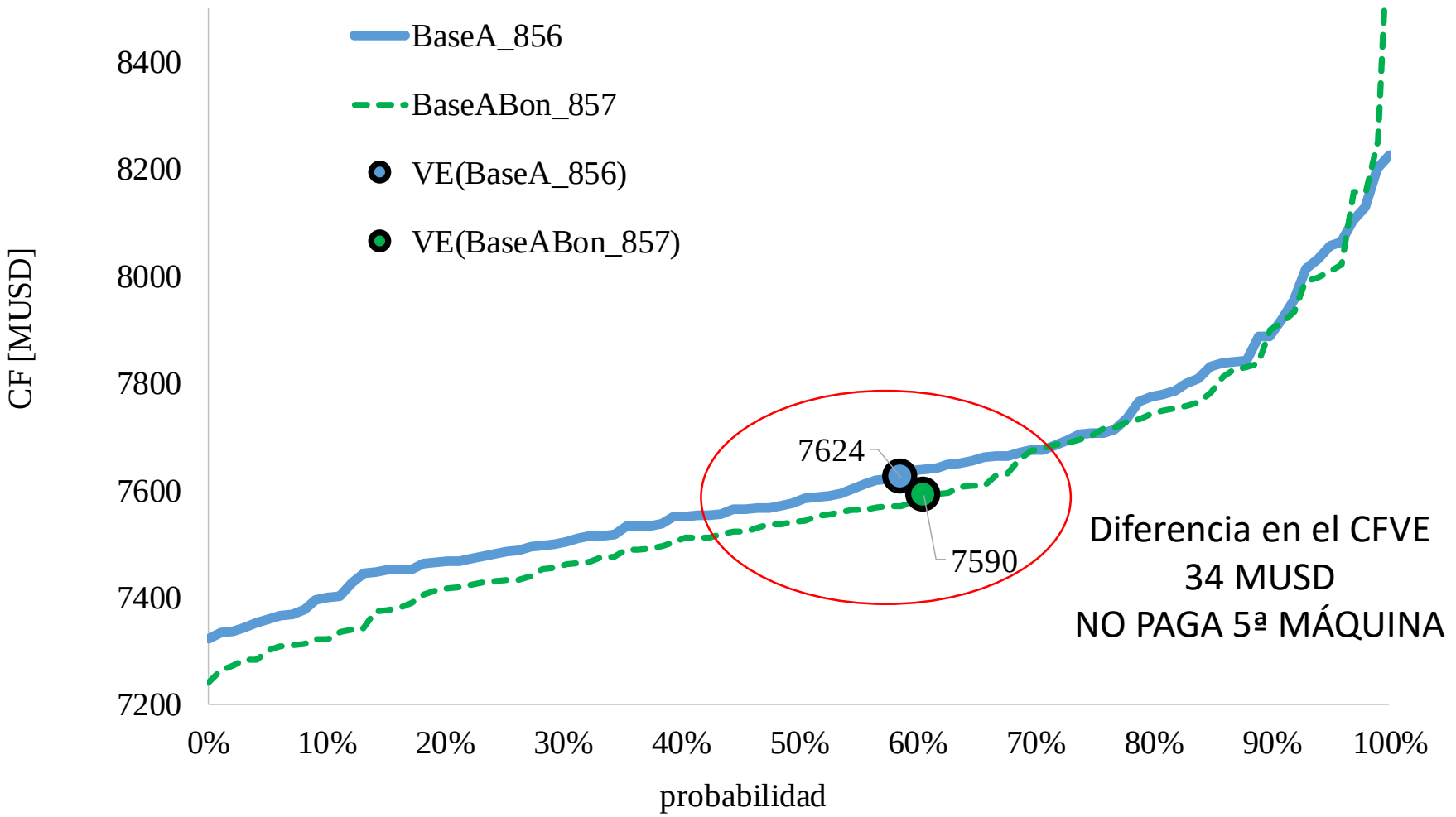
Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	60	84	144
2025	240	84	324
2026	240	84	324
2027	320	84	404
2028	320	84	404
2029	340	84	424
2030	360	84	444
2031	380	84	464
2032	380	84	464
2033	380	84	464
Prom	340	84	424
	80%	20%	100%

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

Generación Hidráulica en el Río Negro



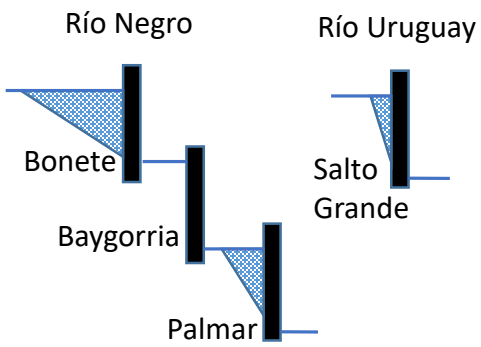
PEG7: Ampliación de Bonete no se paga...



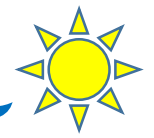
PEG 8: Eólica, Solar y Térmica

INDUSTRIA CON COGENERACIÓN

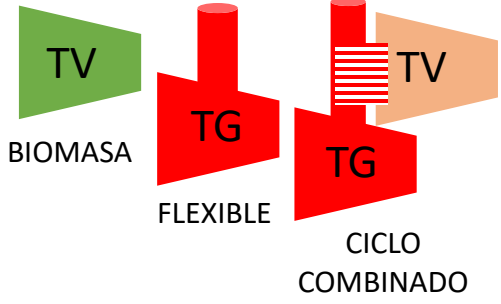
HIDRÁULICAS



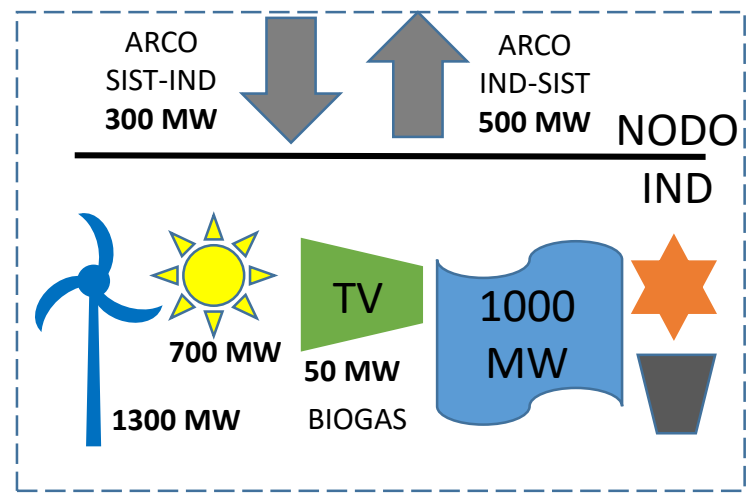
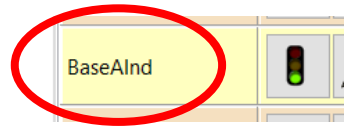
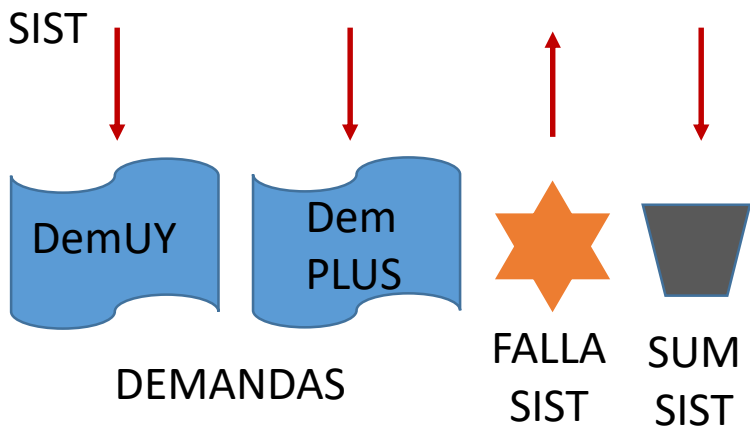
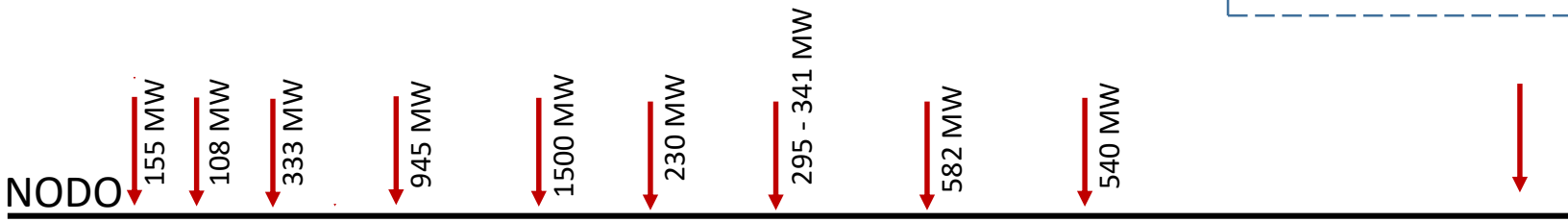
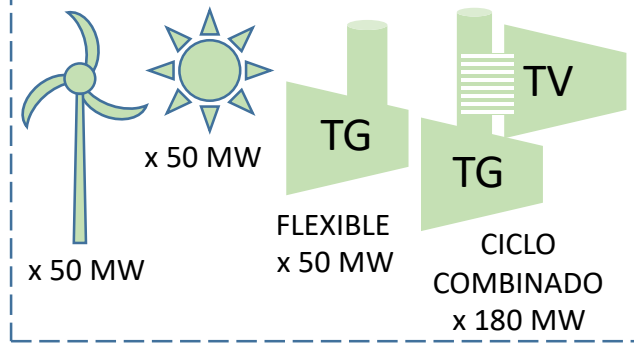
SOLAR



TÉRMICAS



EXPANSIONES



INDUSTRIA COGENERADORA

Capas principales (tomado de las Notas de la sala)

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

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

- Capa 150: Demanda Plus de 150 MW planos.

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

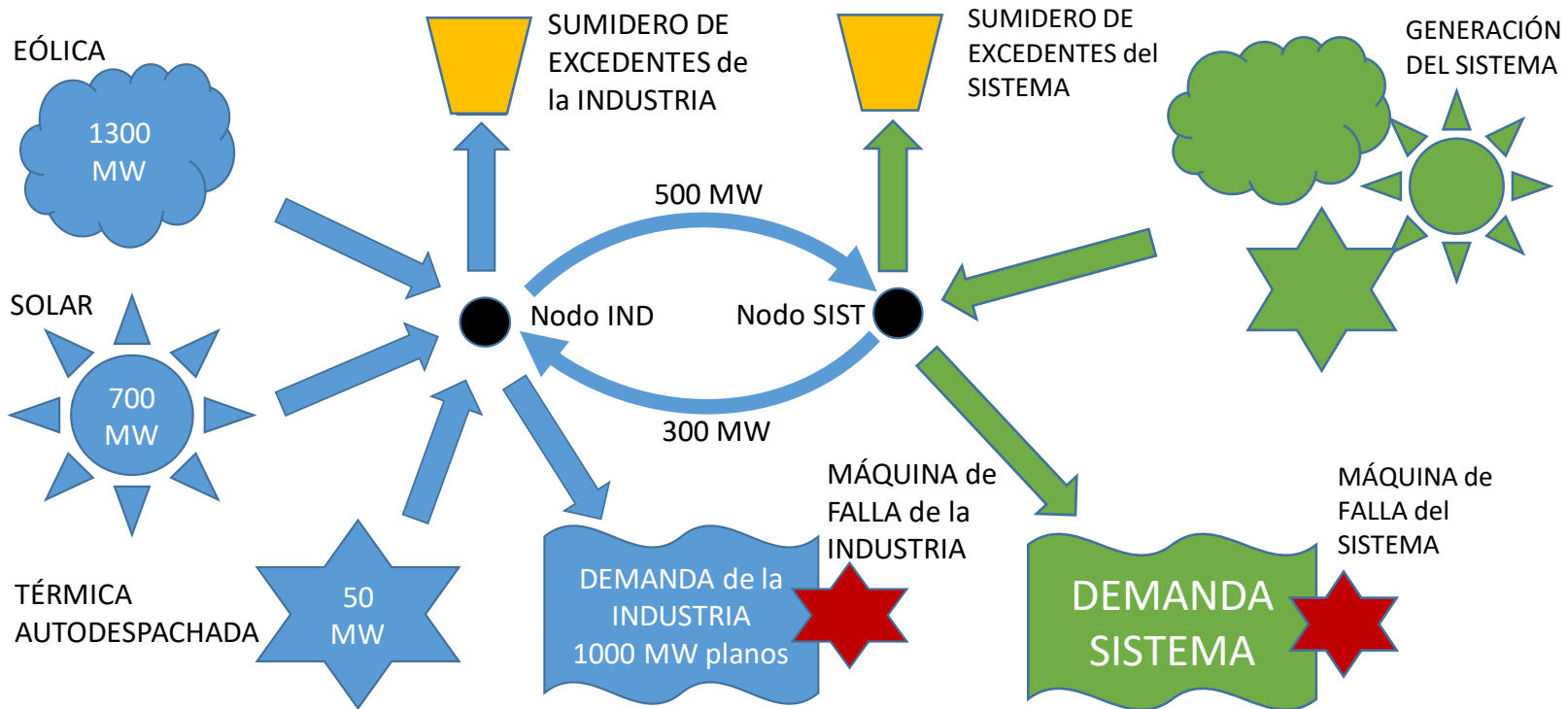
- Capa 246: TerBaseAutoBio de Térmicas de cv=0 de UY 2023 (incluye UPM2).
- Capa 1500: Actor Eolica con 1500 MW de UY 2023.
- Capa 230: Actor Solar con 230 MW de UY 2023.
- Capa 540: Actor TerBaseCC con el CC de 540 MW de UY 2023.
- Capa 582: Actor TerFlexTG con TGs de UY 2023.
- Capa 81: Cota de Bonete a 81 m.

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

- Capa 1982: Palmar INDISPONIBLE.

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

Sumideros, Costo de Falla y Arcos



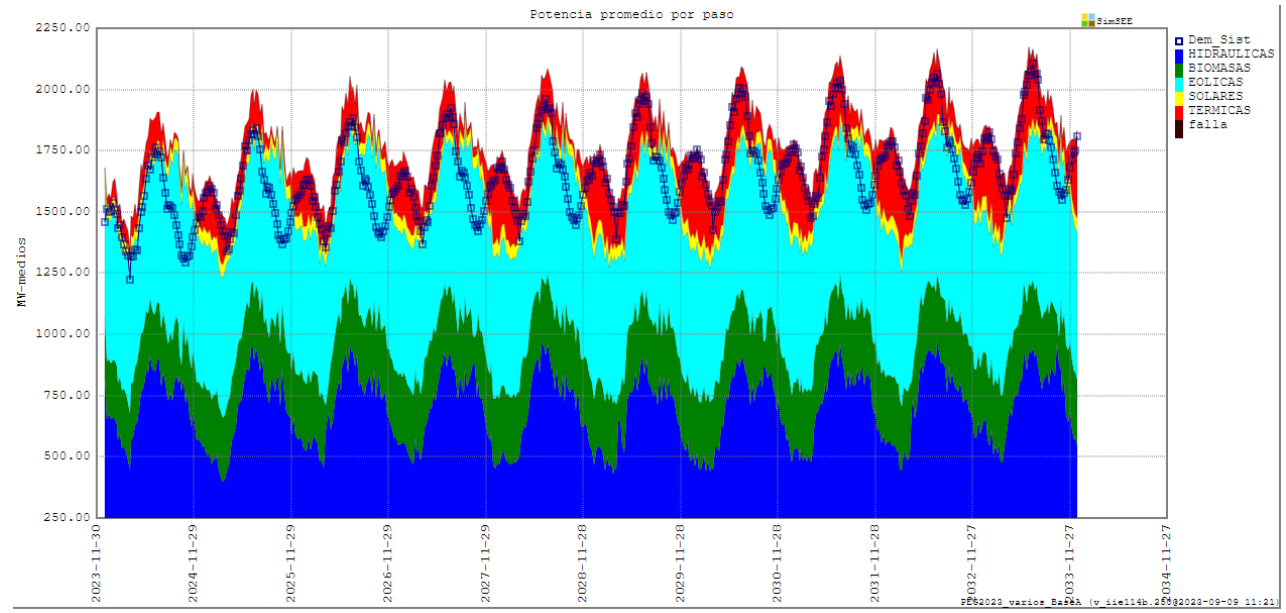
Quando **NO** hay restricciones de los ARCOS se debe cumplir que:

- 1.- EXCEDENTES EN CADA LADO SE QUEDEN EN EL SUMIDERO RESPECTIVO.
- 2.- FALLA EN CADA LADO SE ALIMENTE POR LA MAQUINA DE FALLA RESPECTIVA.

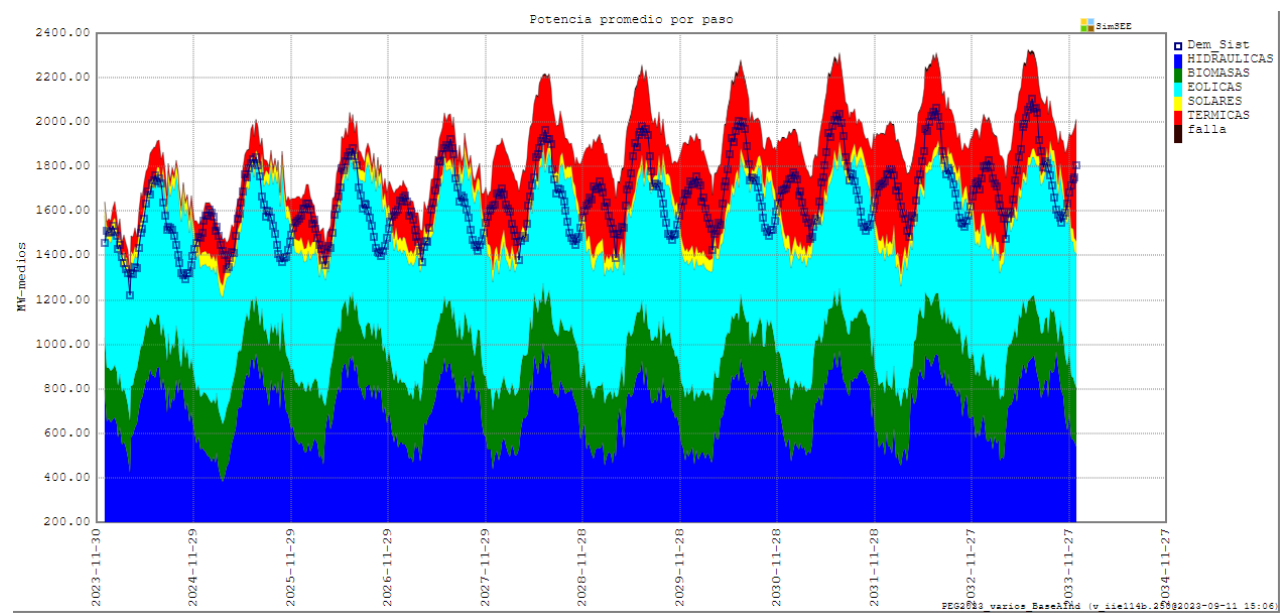
Solución: Igual precio de sumideros y costos de falla; rendimiento 99 % de los ARCOS.

Generación por fuente

BaseA

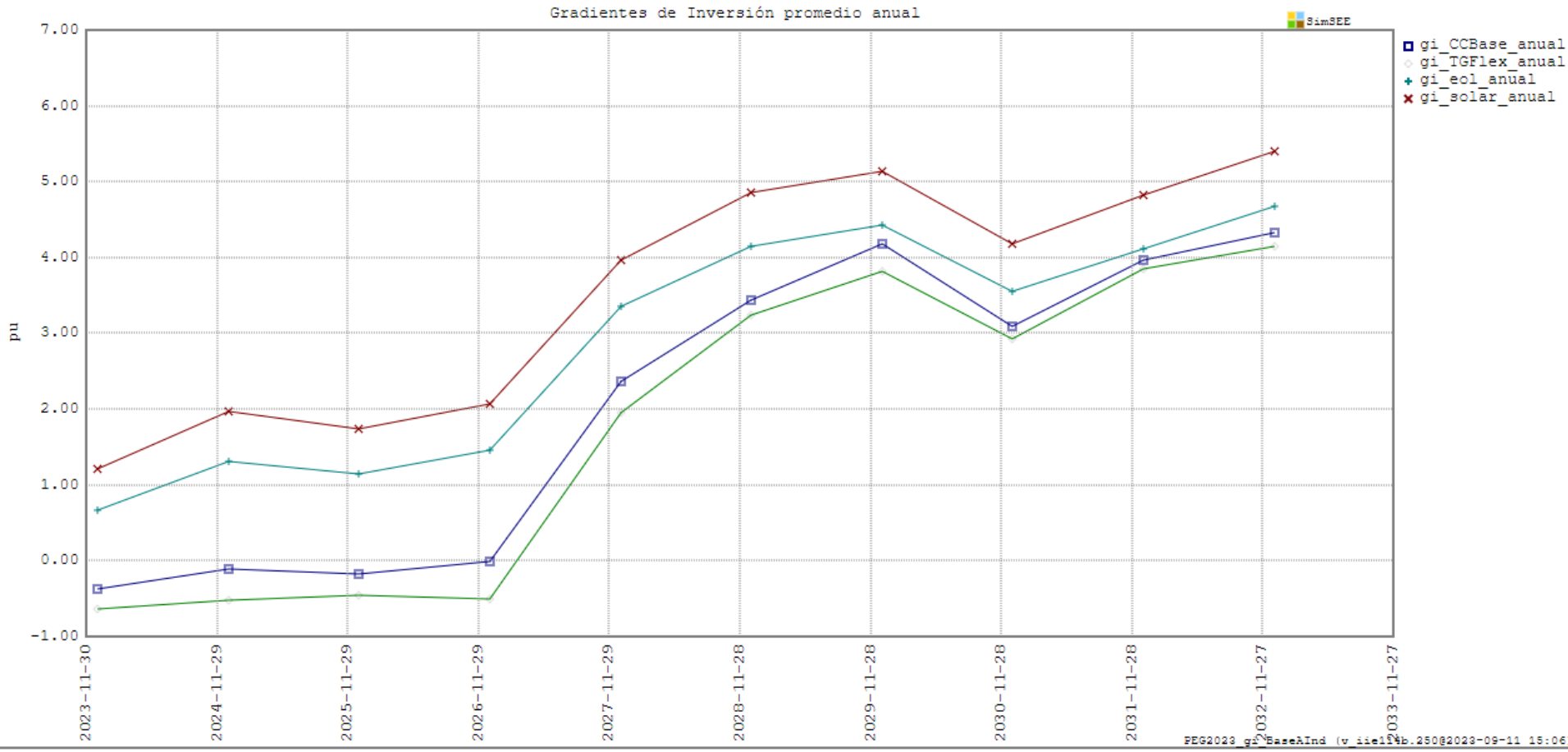


BaseAInd



Gradientes de inversión

BaseAInd



PEG8-1

mmm...el 2028 es el infinito...

14 años de Optimización de la Operación (SimSEE)



10 años de Simulación (SimSEE)



Decenal de la PEG con OffFace

Decisión y Construcción

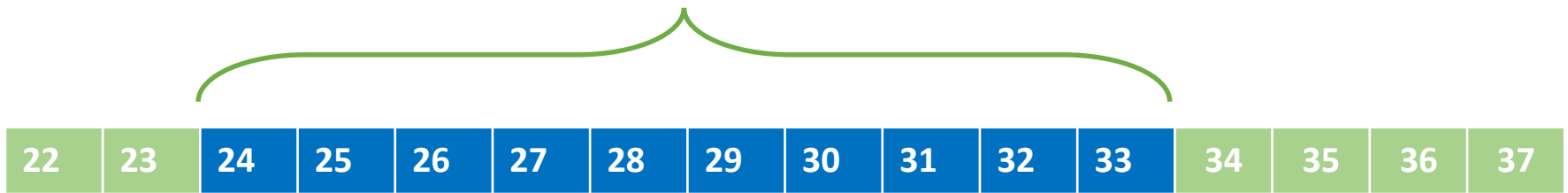


Momentos en que entran las inversiones

PEG 8 – 2

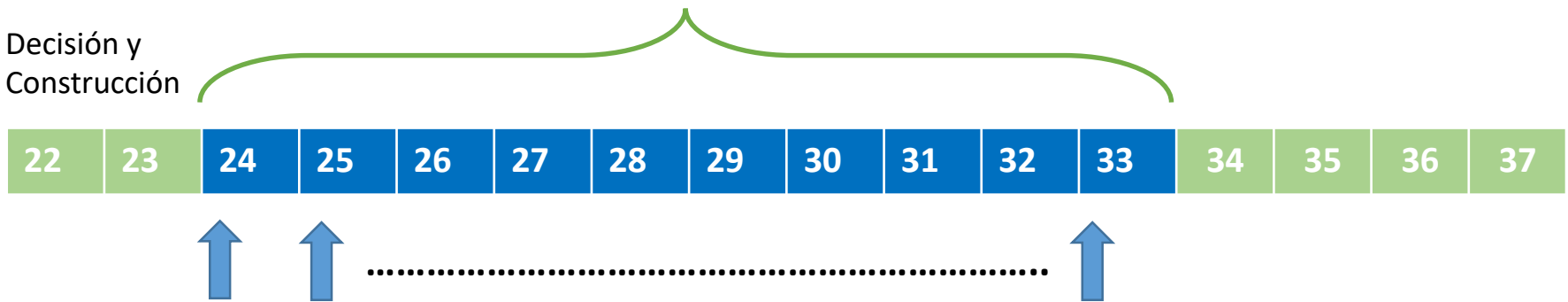
Expansion incremental a la PEG6

PEG6



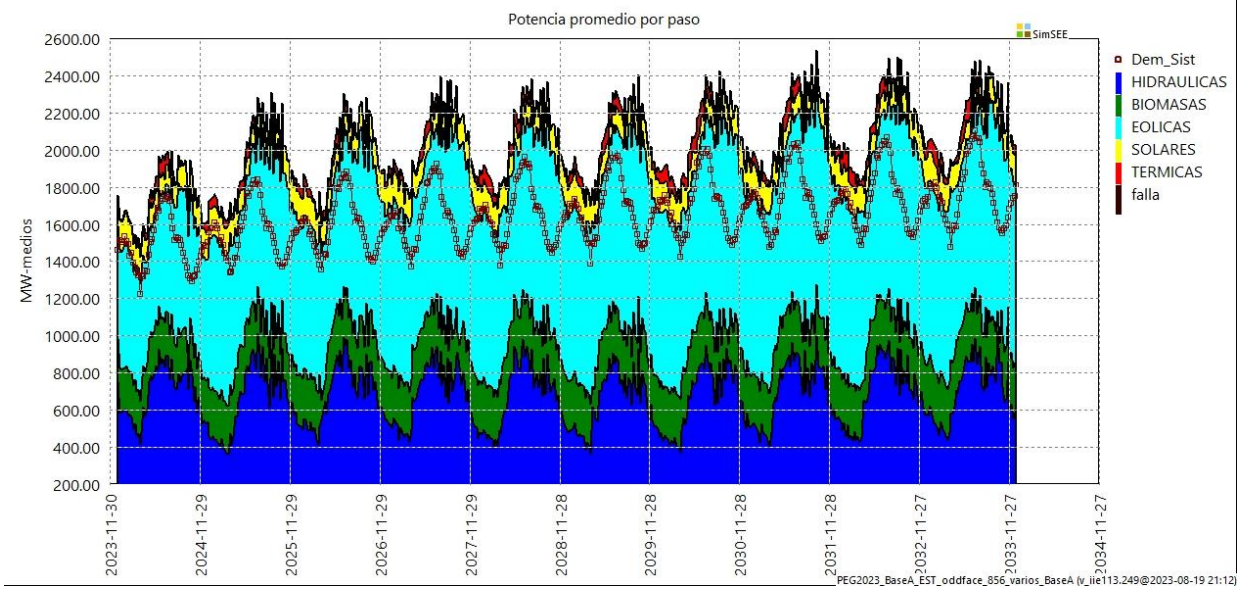
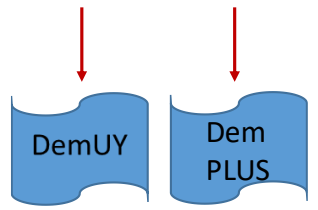
PEG8 -2

Decisión y
Construcción

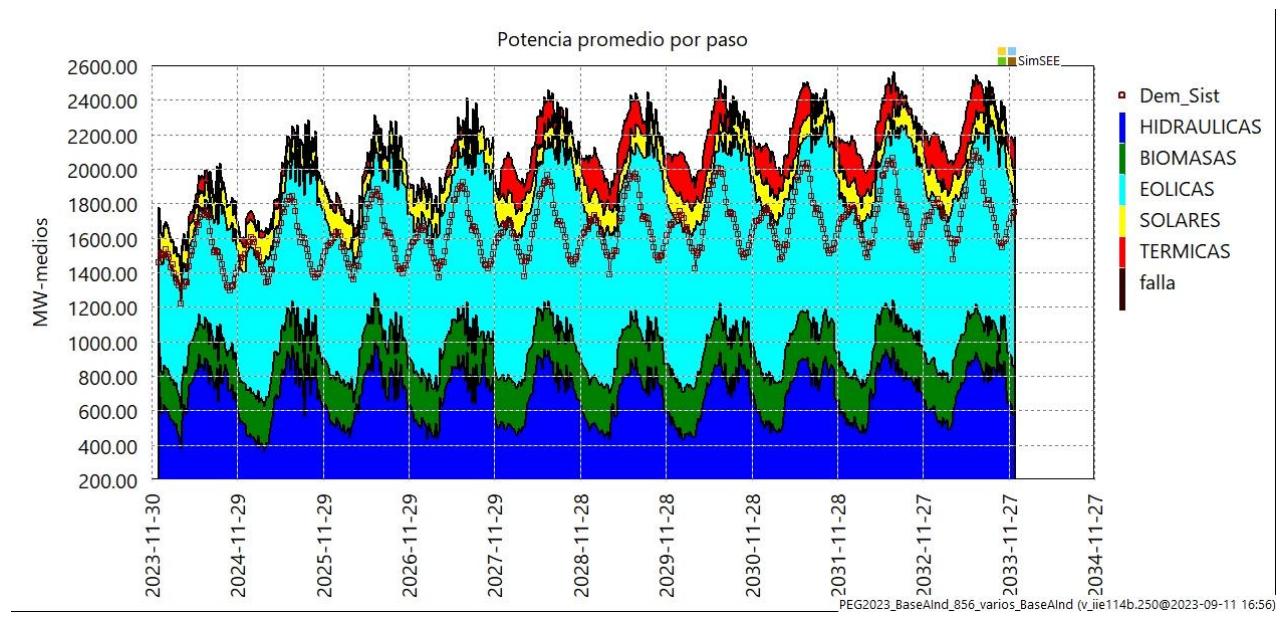


Generación por fuente

PEG6 BaseA

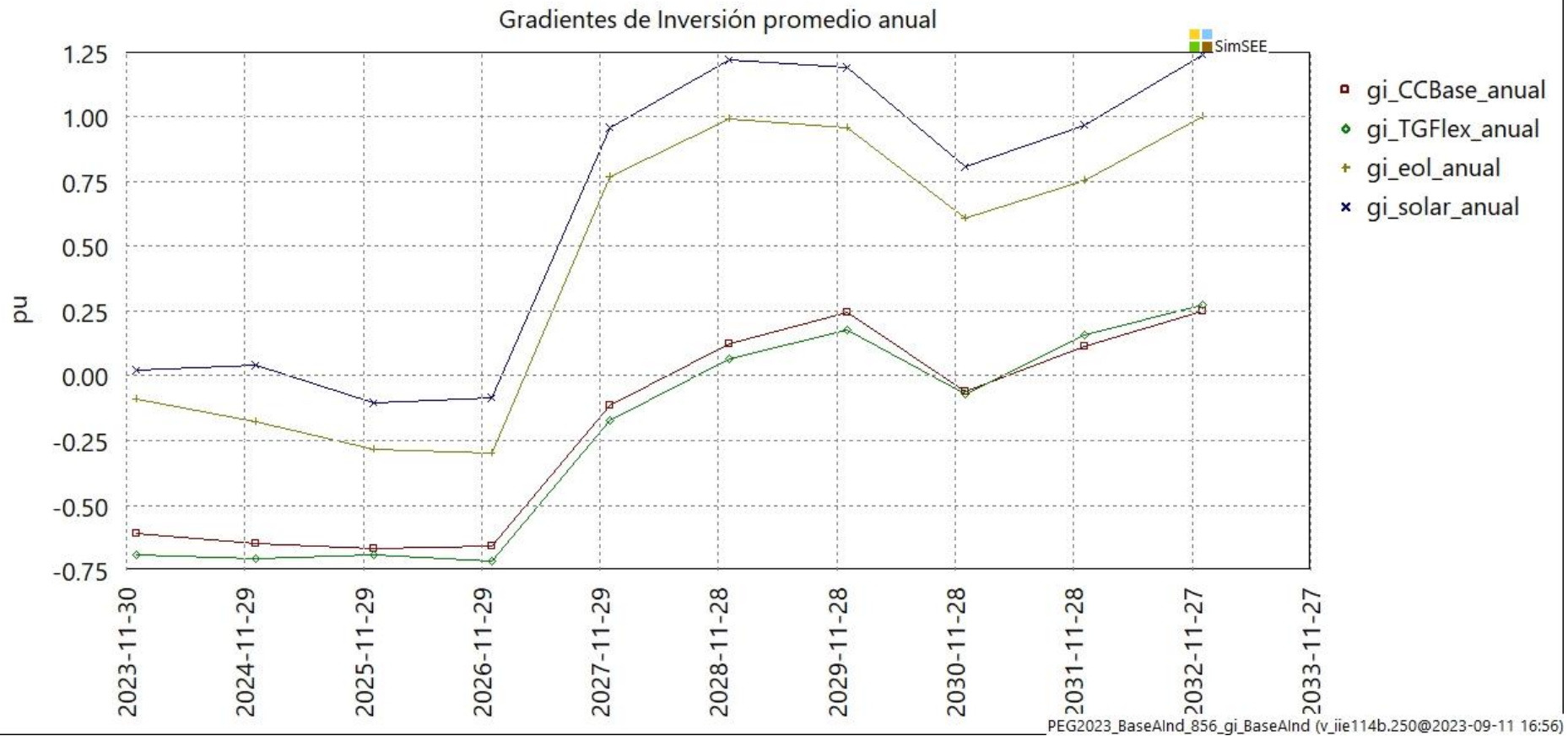
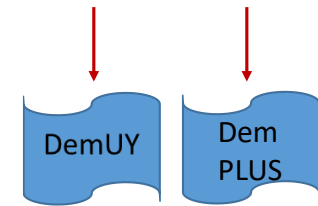


PEG6 BaseAInd

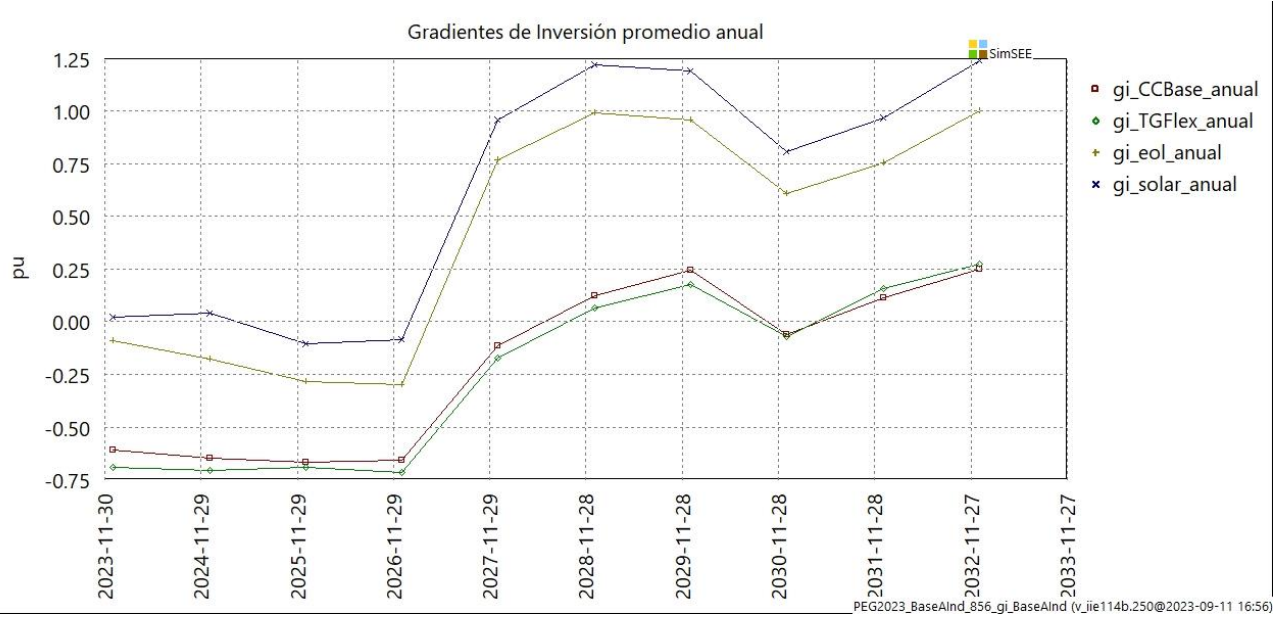
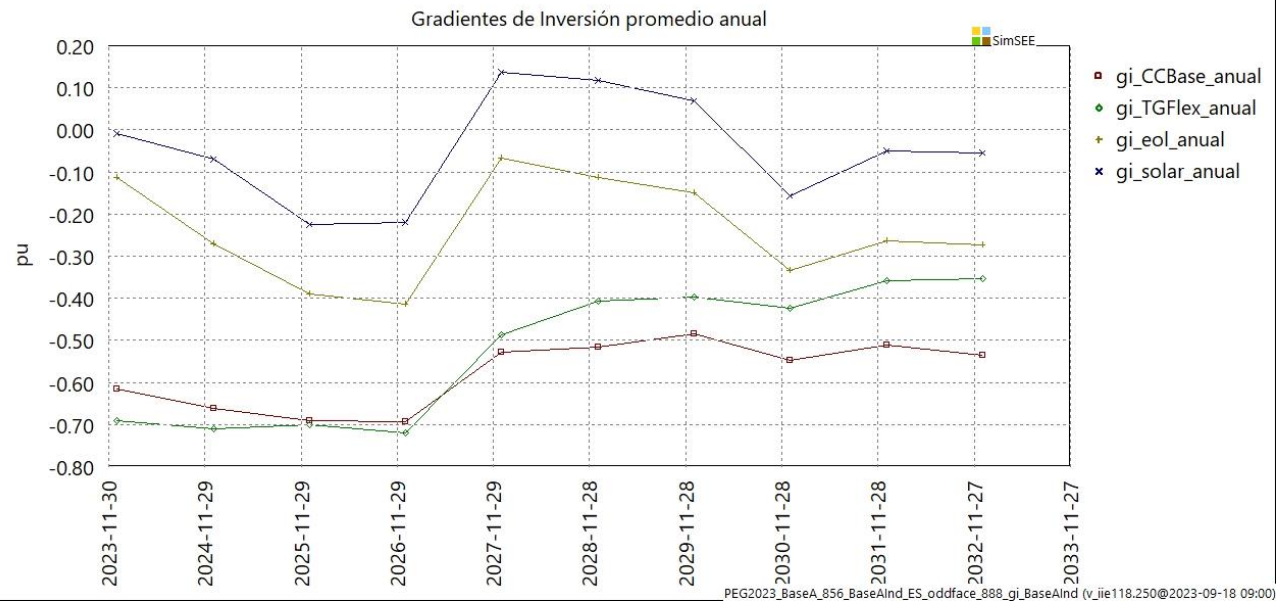
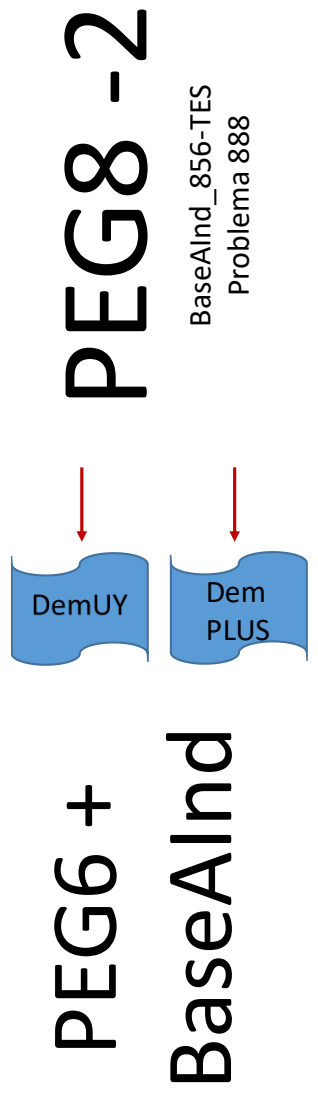


Gradientes de inversión

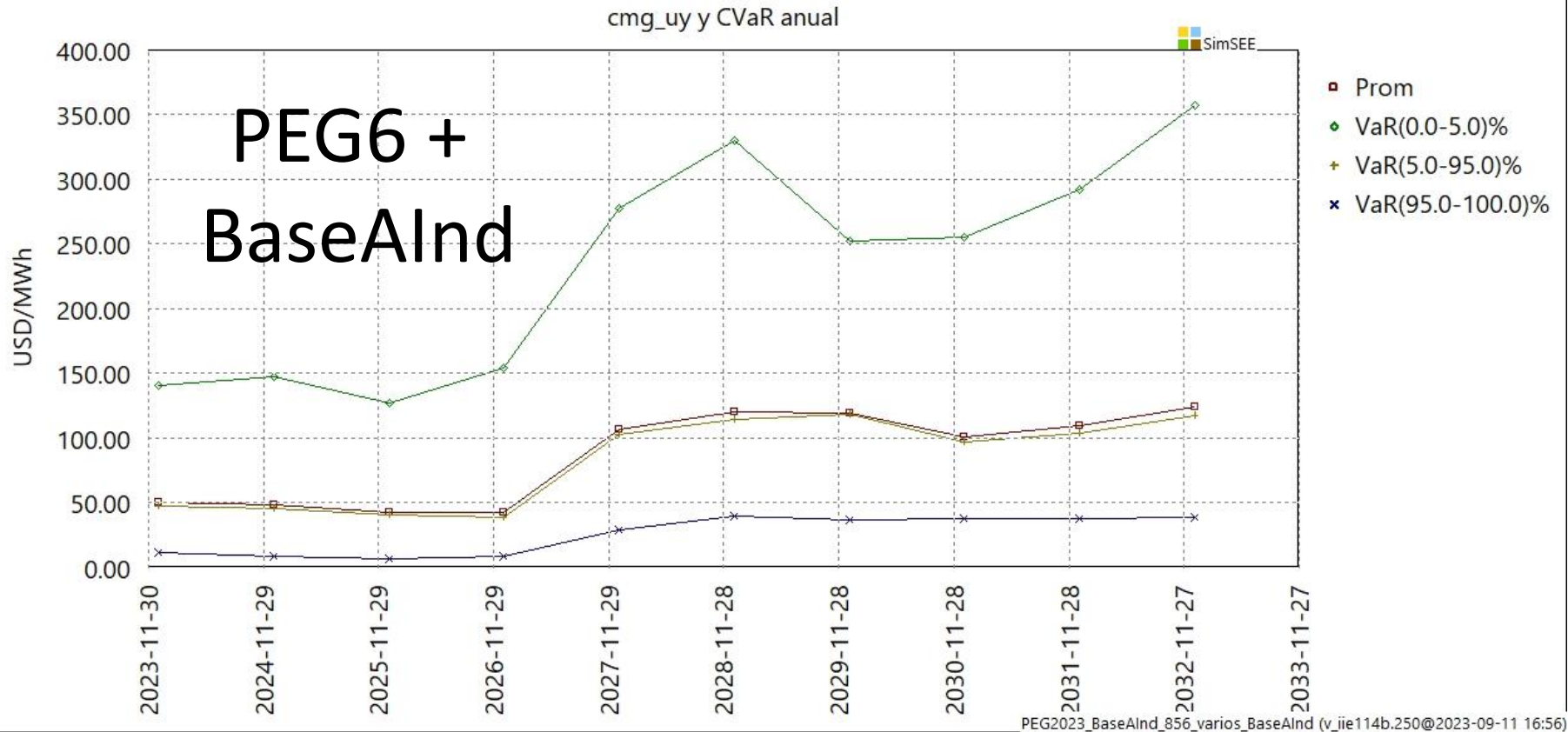
PEG6 + BaseAInd



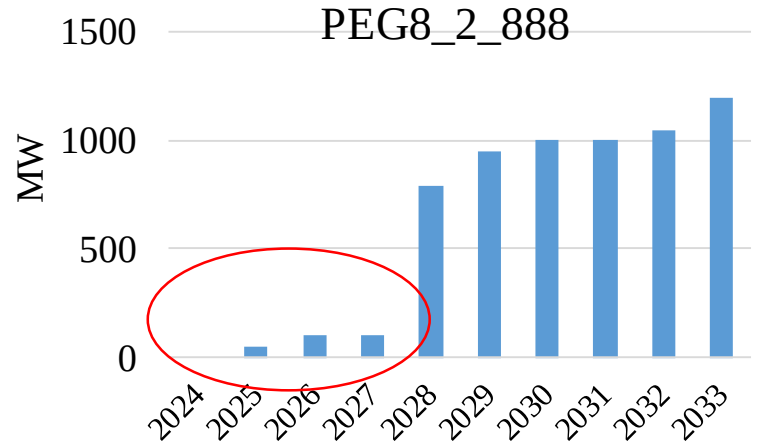
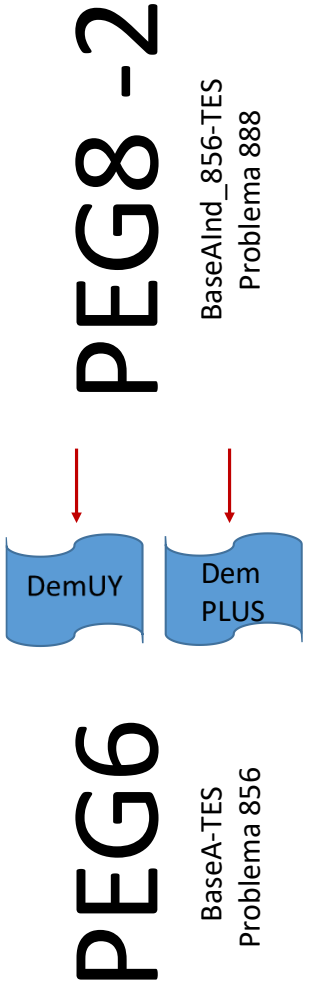
Gradientes de Inversión



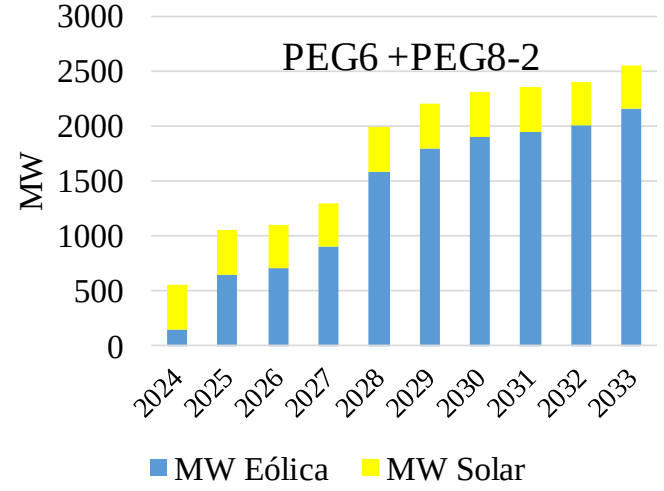
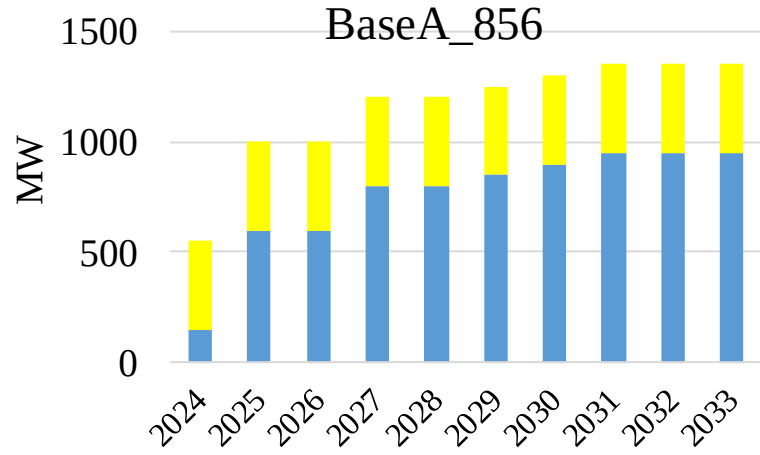
Costos Marginales si no Expando



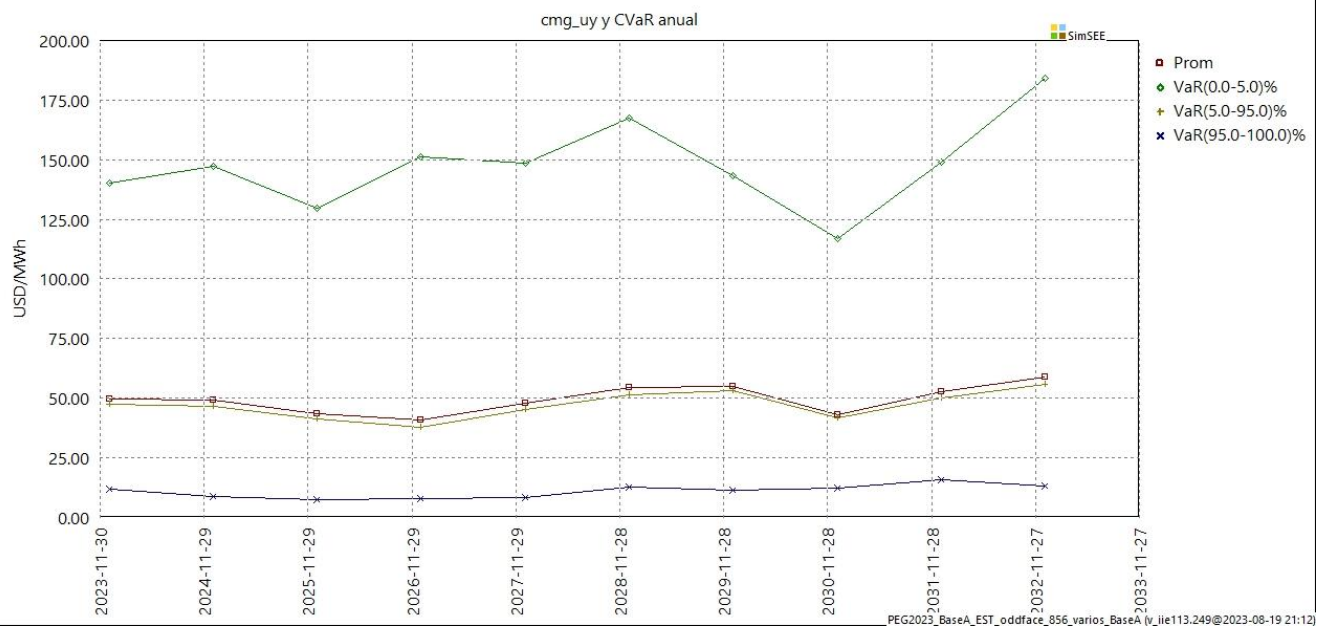
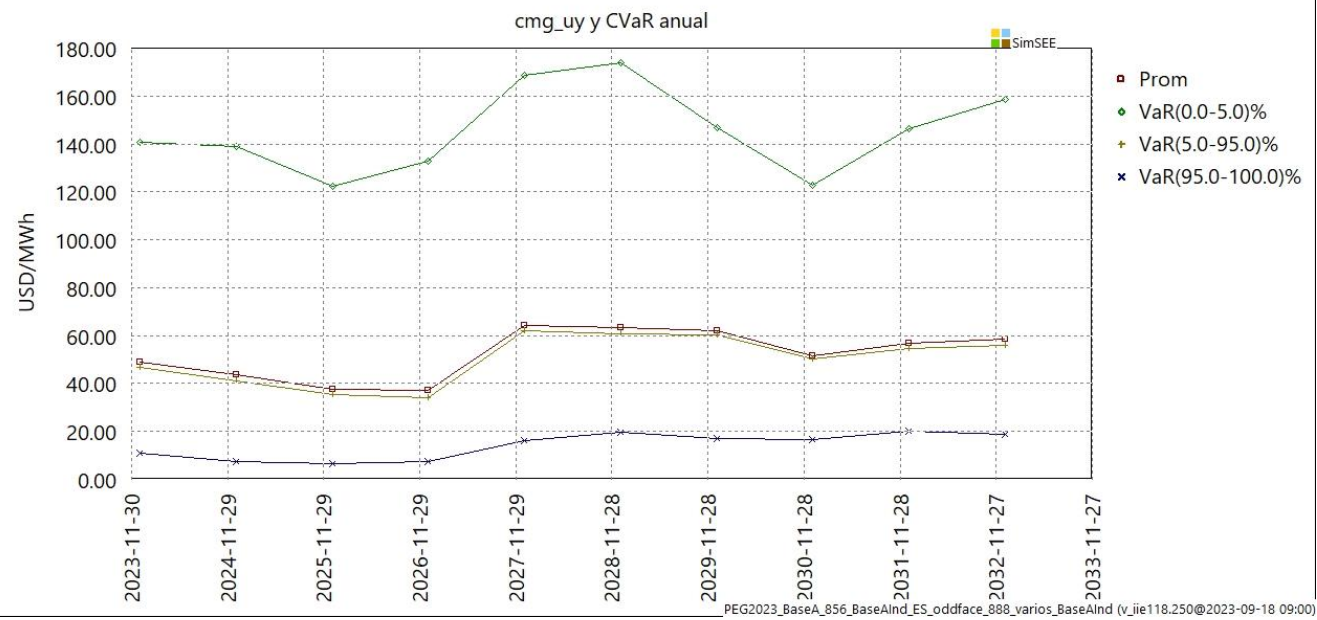
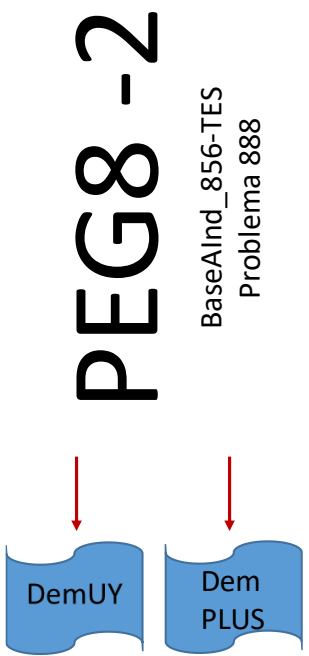
Expansiones de Eólica y Solar (1)



mmm...algo instala de 2024 a 2026



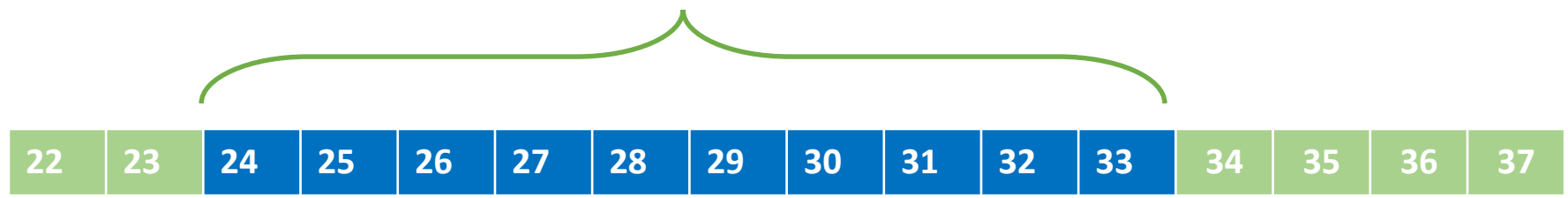
Costos Marginales



PEG 8 – 3

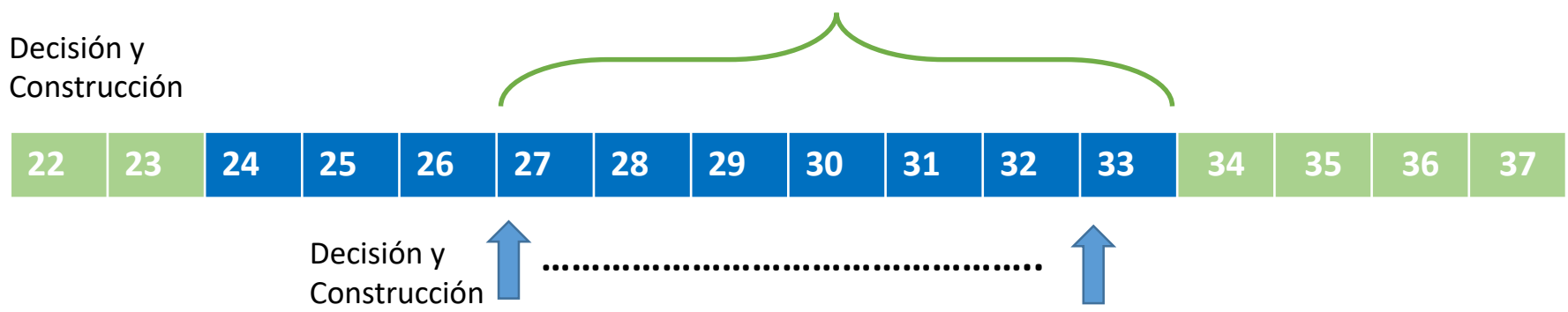
Expansion de la PEG6 del 2027 al 2033

PEG6

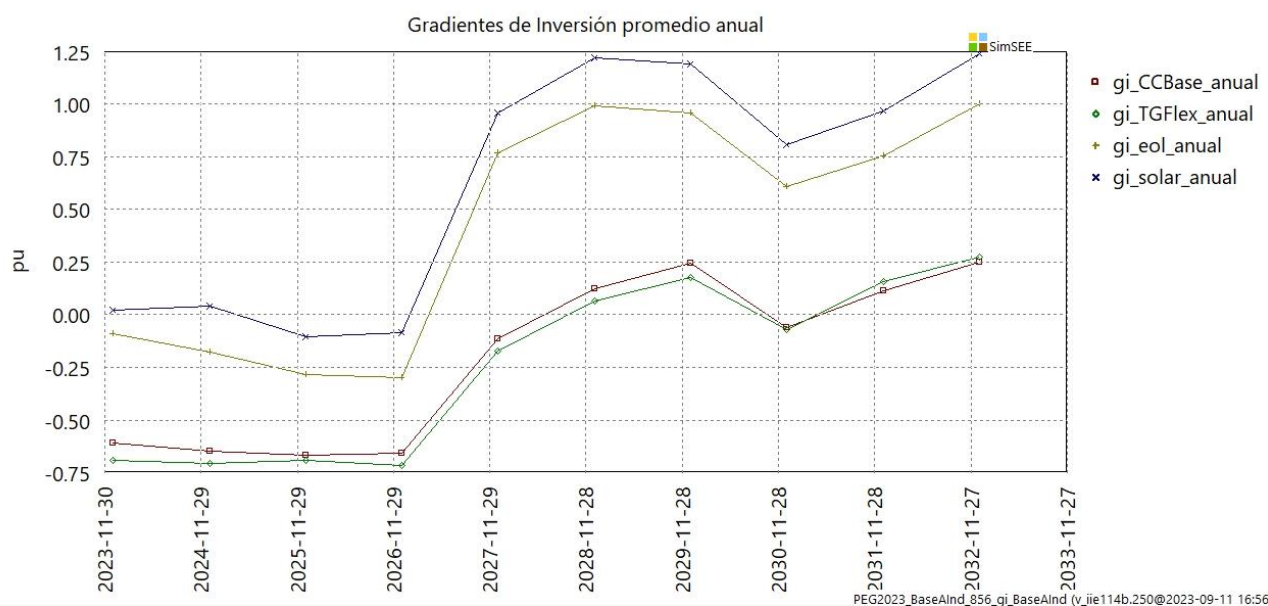
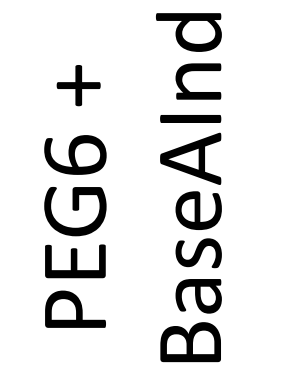
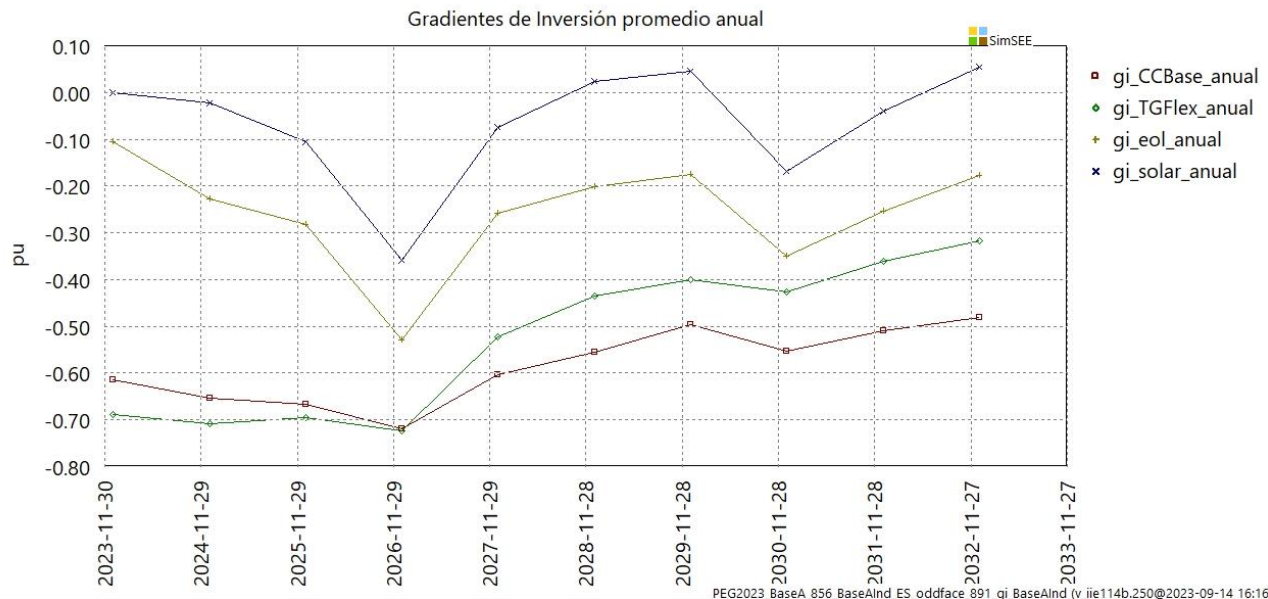
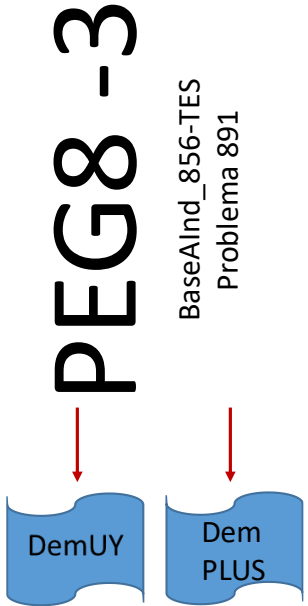


PEG8 -3

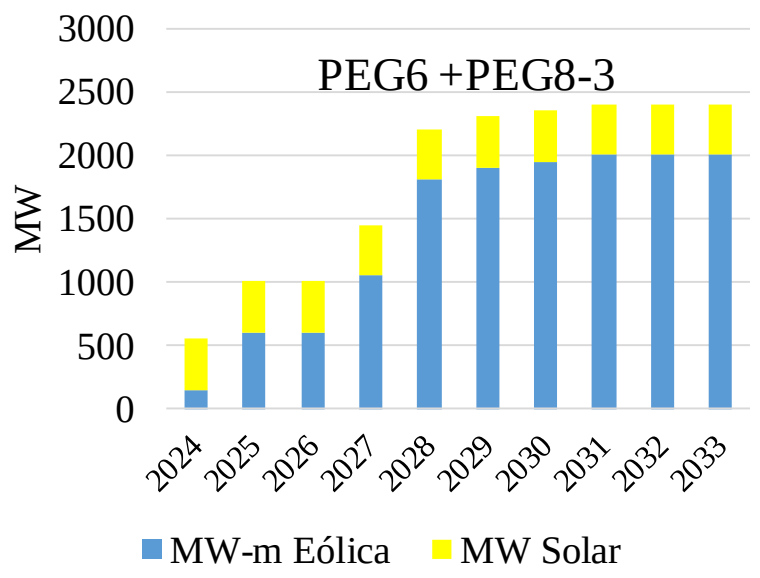
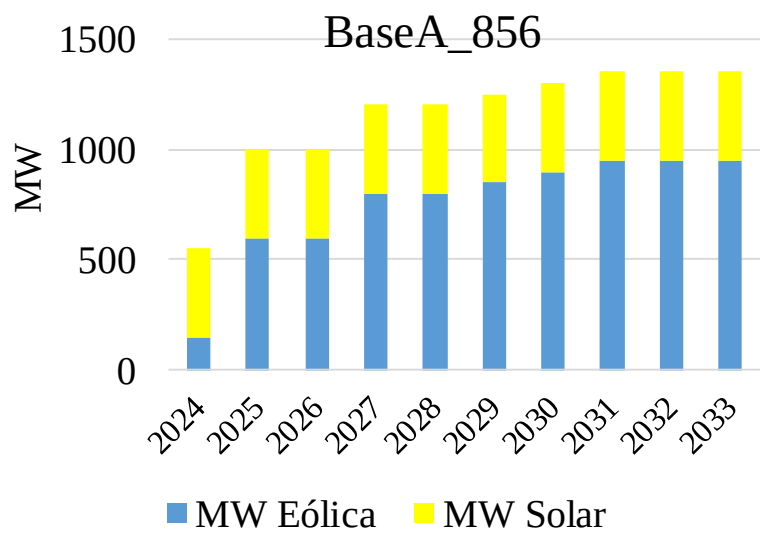
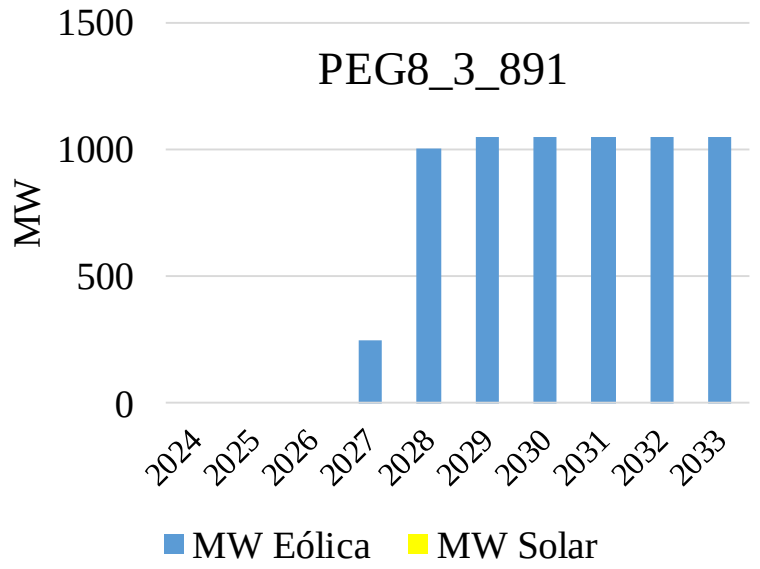
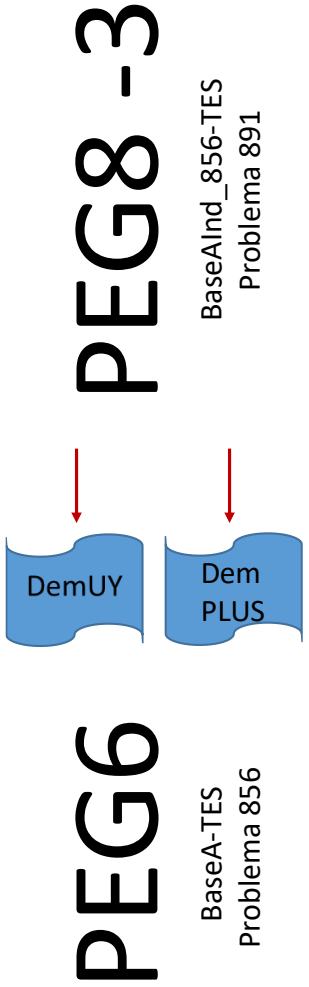
Decisión y
Construcción



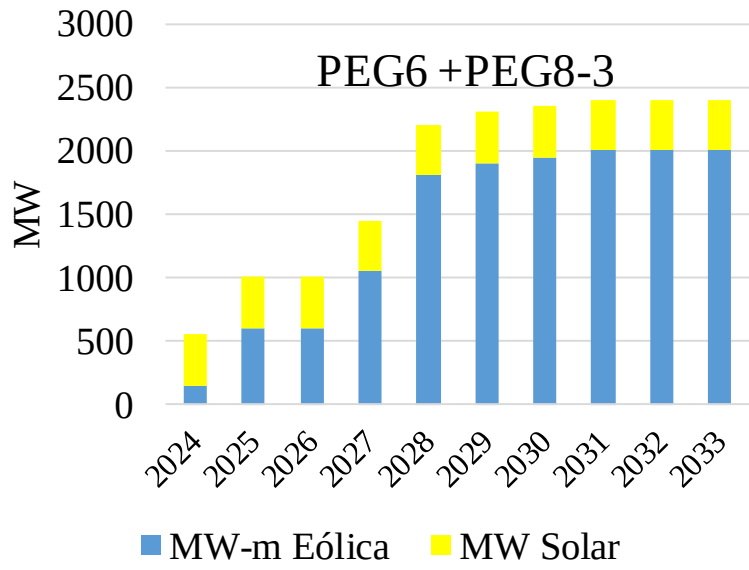
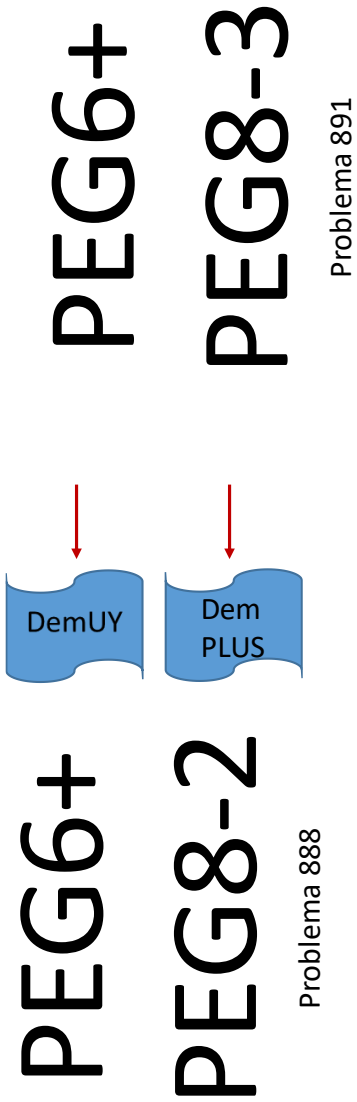
Gradientes de Inversión



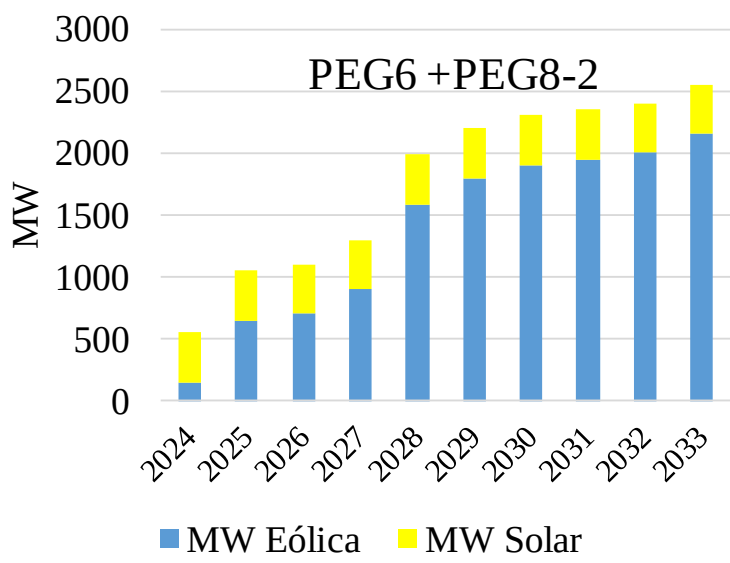
Expansiones de Eólica y Solar (1)



Expansiones de Eólica y Solar PEG8 2 y 3

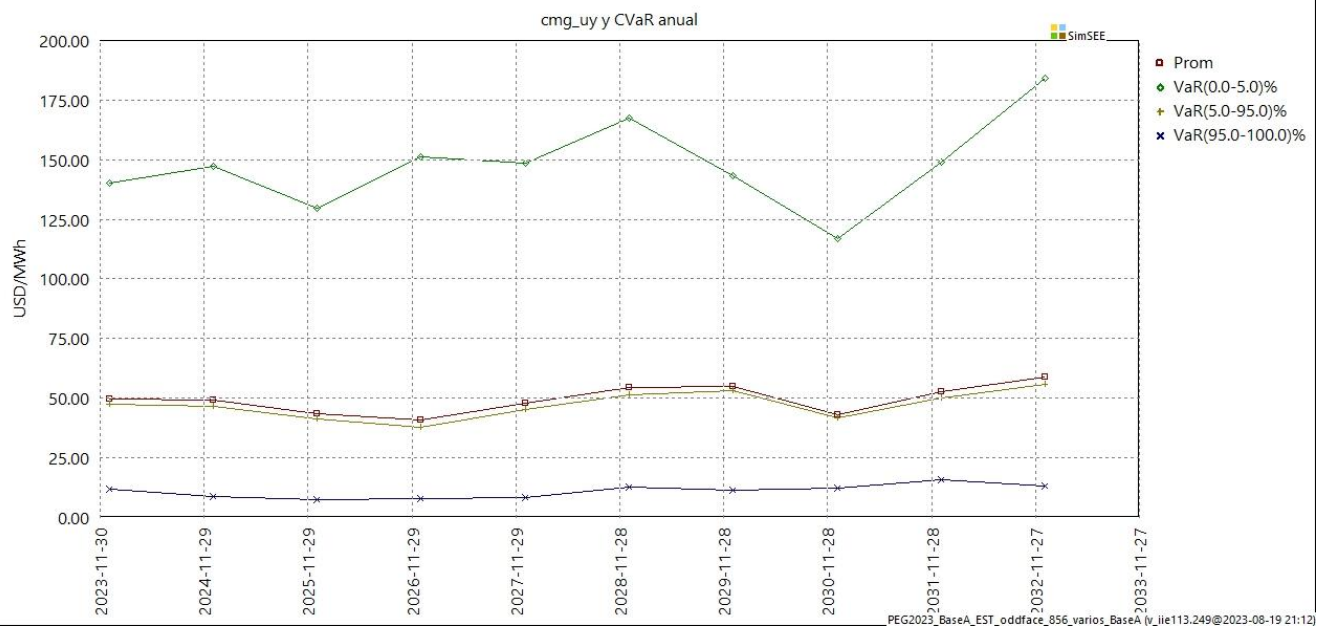
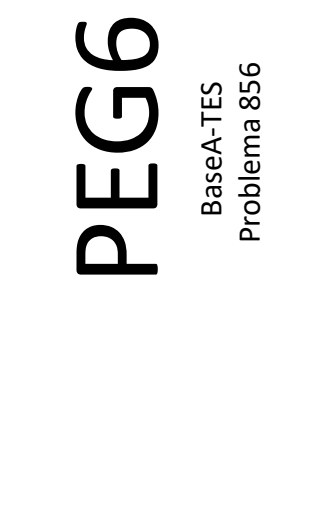
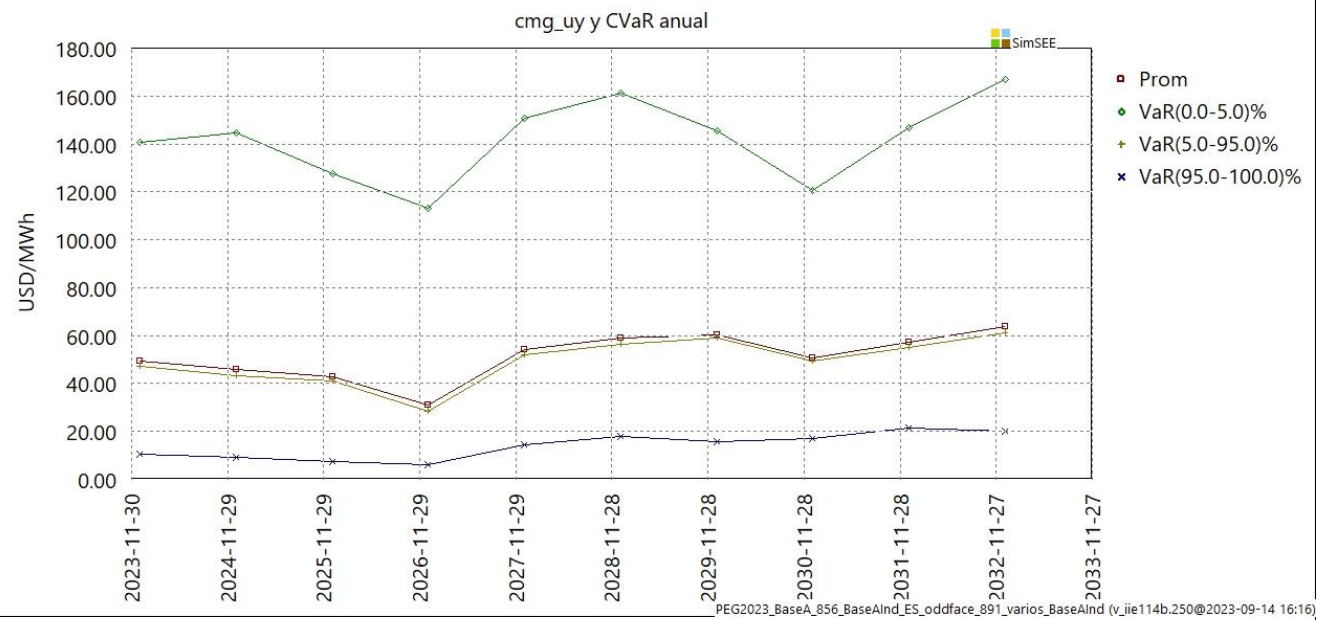
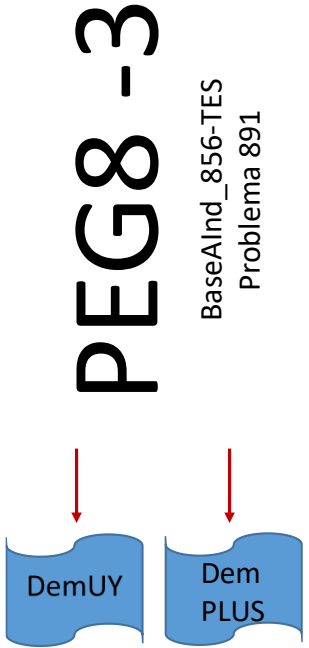


Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	60	84	144
2025	240	84	324
2026	240	84	324
2027	420	84	504
2028	720	84	804
2029	759	84	843
2030	780	84	864
2031	800	84	884
2032	800	84	884
2033	800	84	884
Prom	665	84	749
	89%	11%	100%



Año	MW-m Eólica	MW-m Solar	MW-m
2024	60	84	144
2025	260	84	344
2026	280	84	364
2027	360	84	444
2028	635	84	719
2029	718	84	802
2030	760	84	844
2031	780	84	864
2032	800	84	884
2033	859	84	943
Prom	649	84	733
	89%	11%	100%

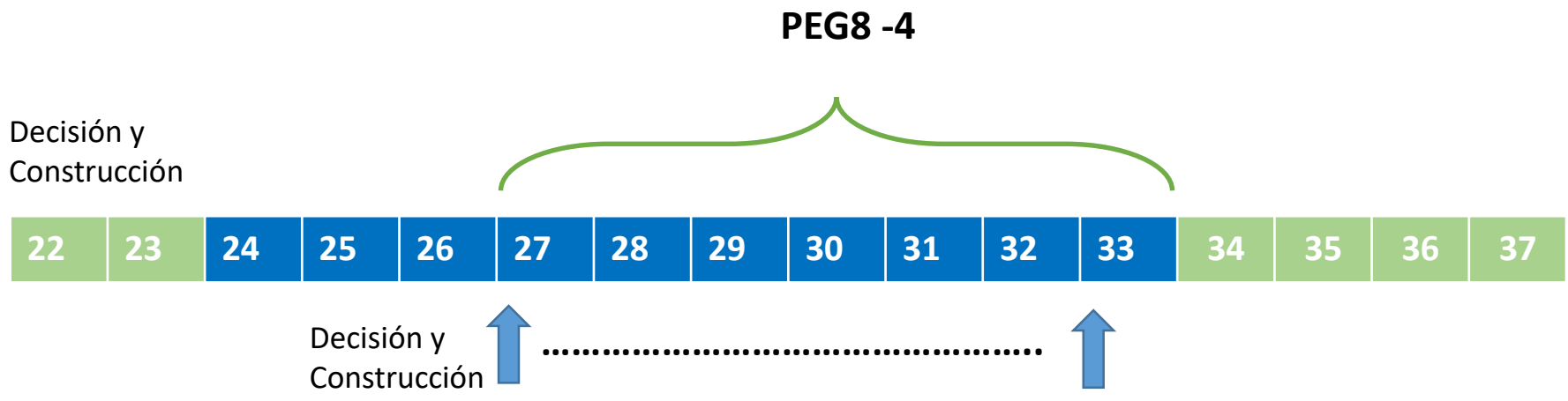
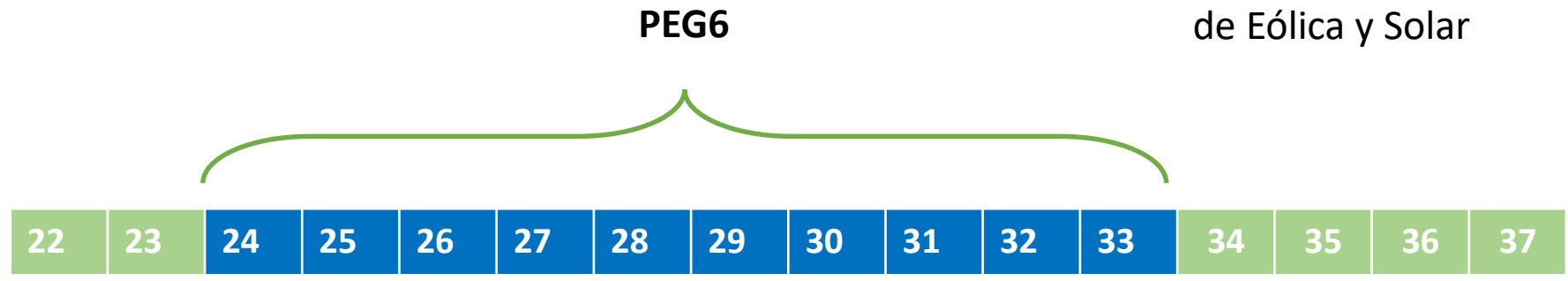
Costos Marginales



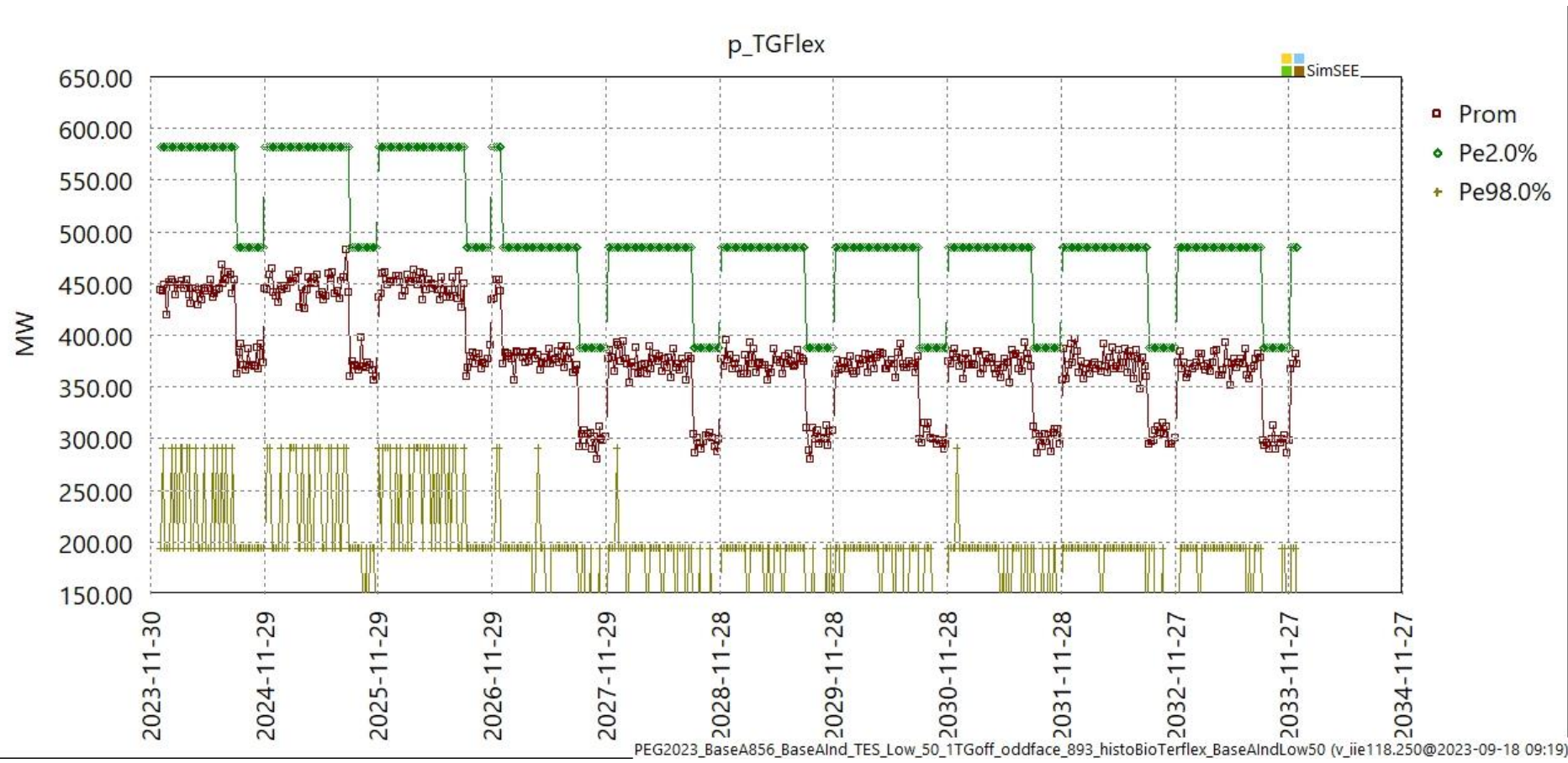
PEG 8 – 4

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

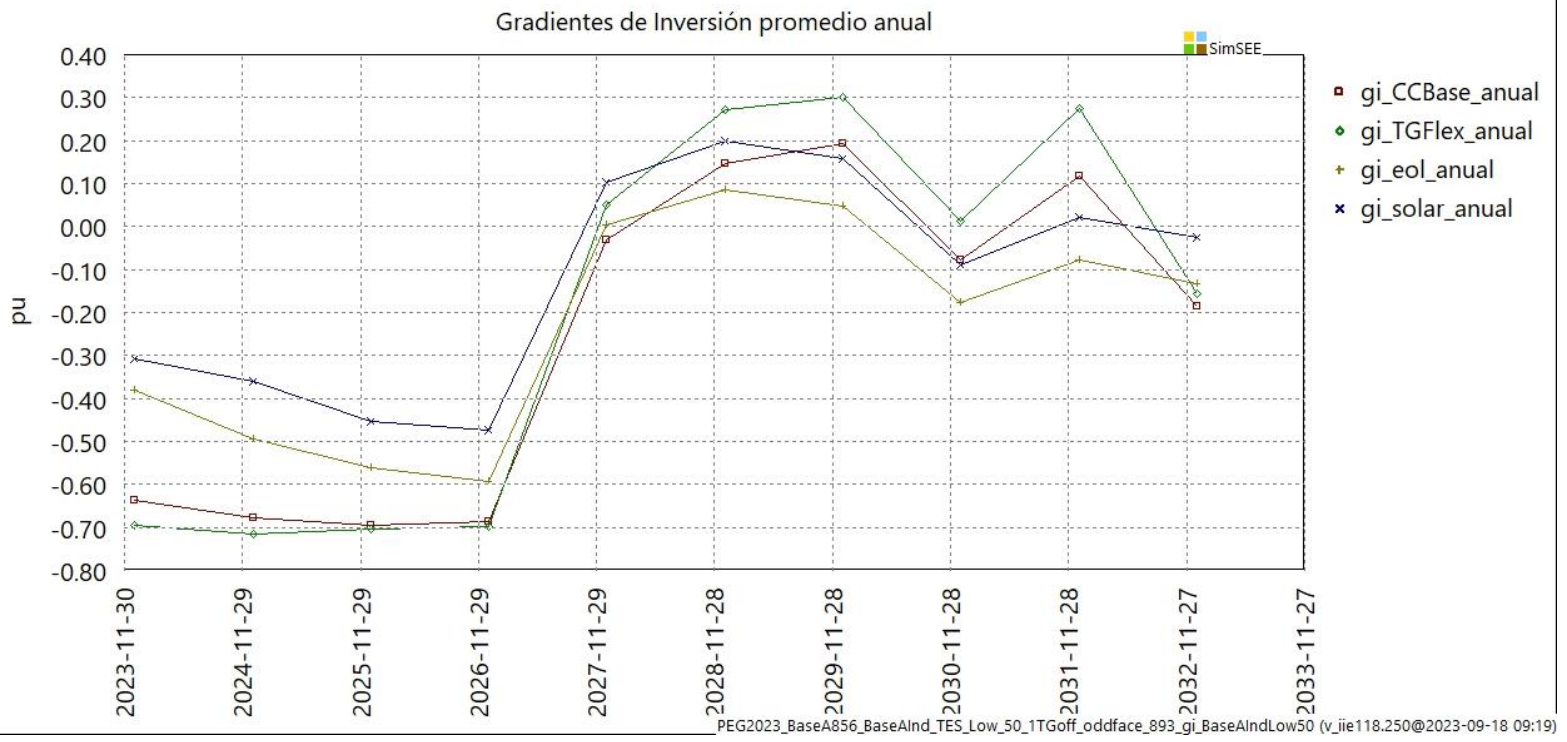
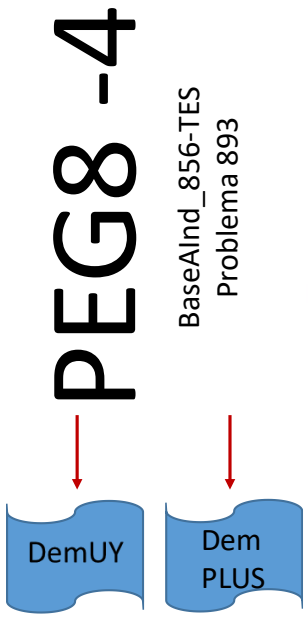


Sale 1 TG en el 2027

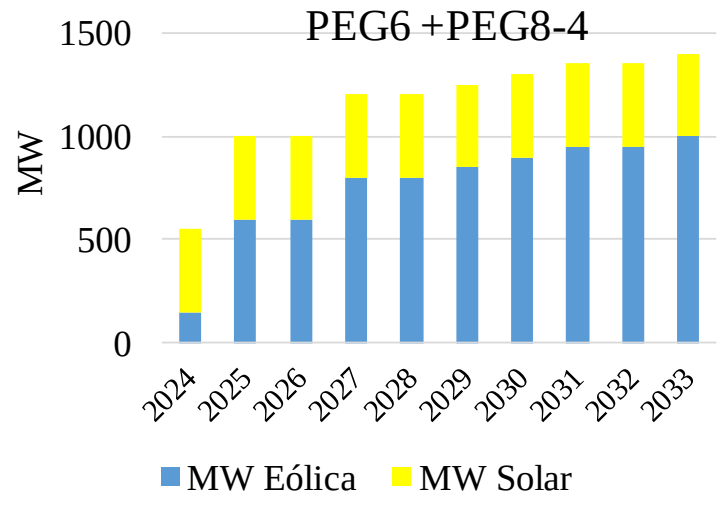
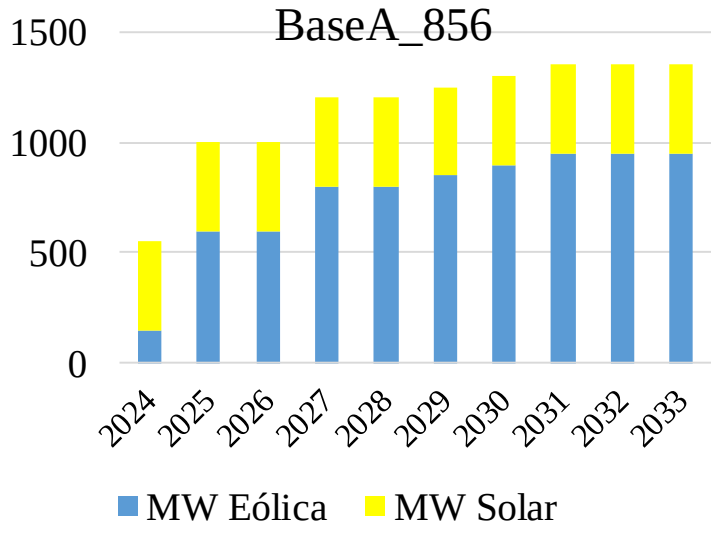
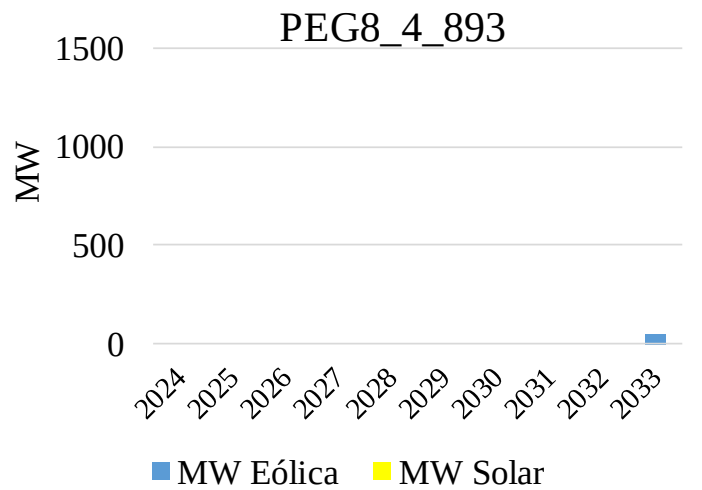
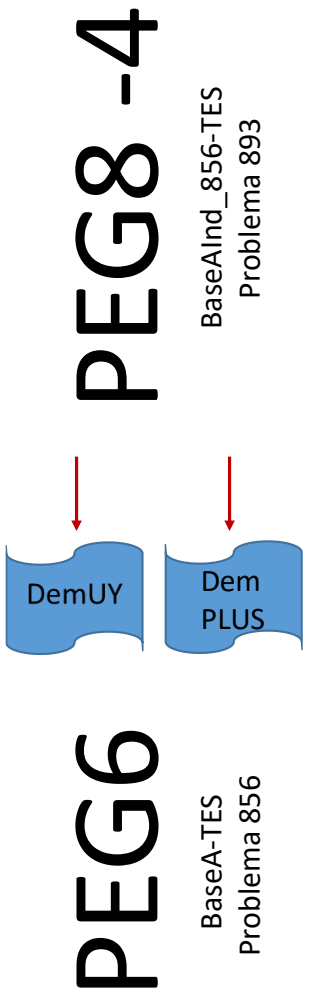


PEG2023_BaseA856_BaseAlnd_TES_Low_50_1TGoff_oddface_893_histoBioTerflex_BaseAlndLow50 (v_jie118.250@2023-09-18 09:19)

Gradientes de Inversión



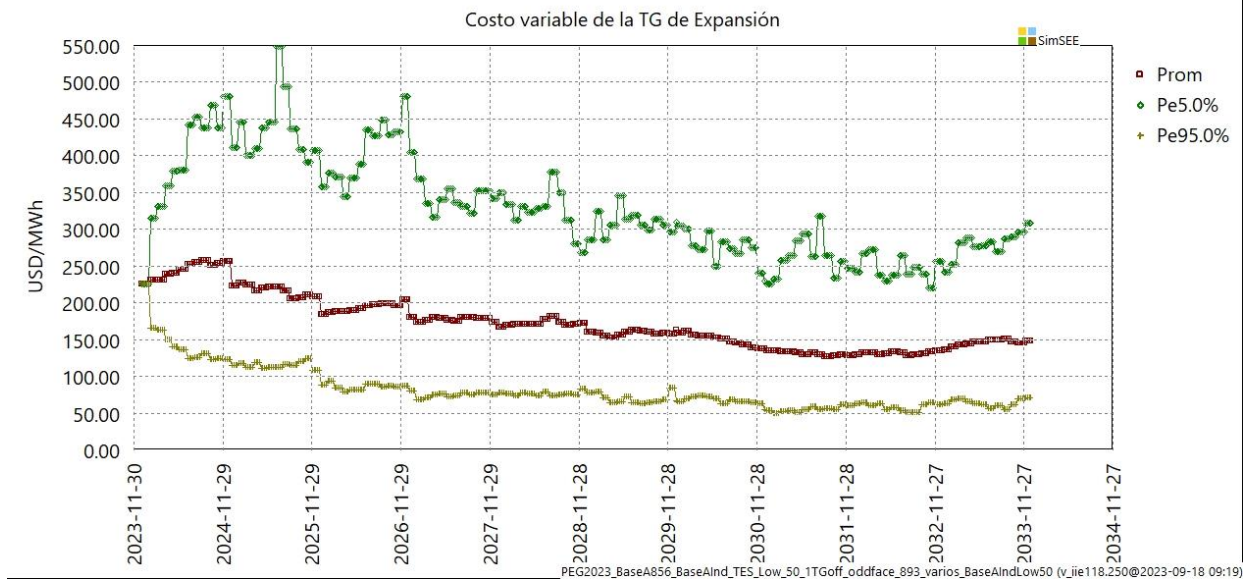
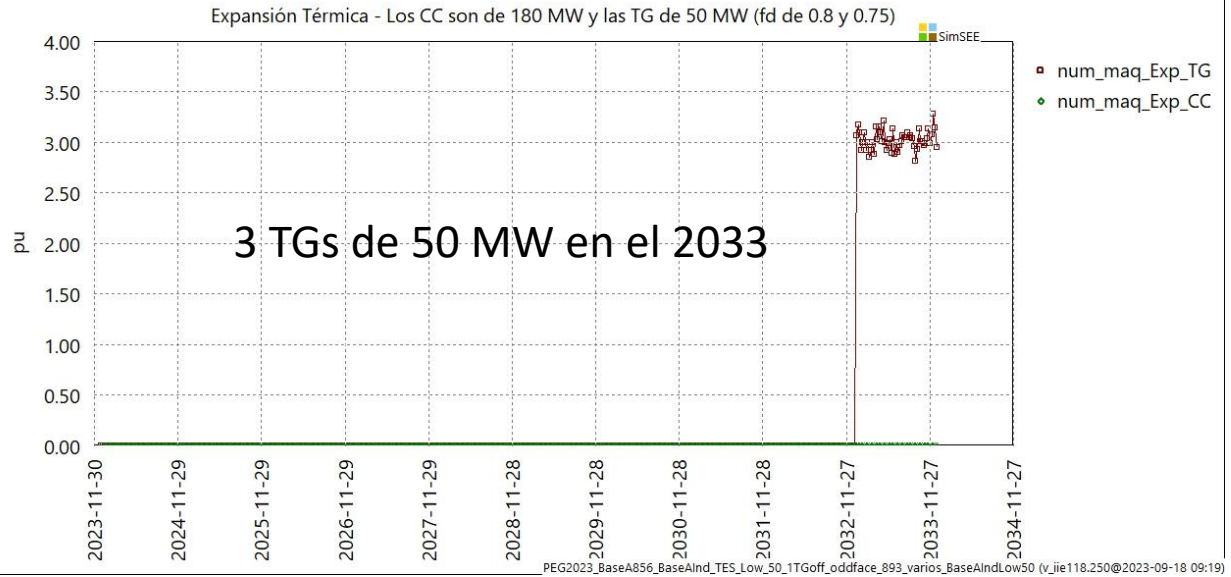
Expansiones de Eólica y Solar (1)



Expansión Térmica

PEG8 -4

BaseAInd_856-TES
Problema 893

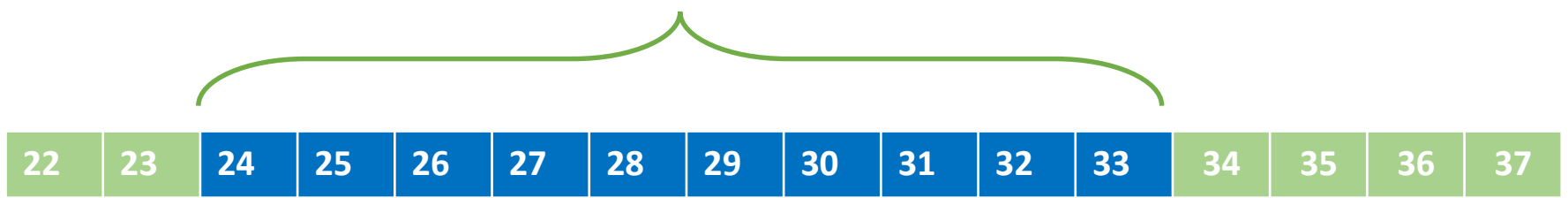


PEG 8 – 5

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

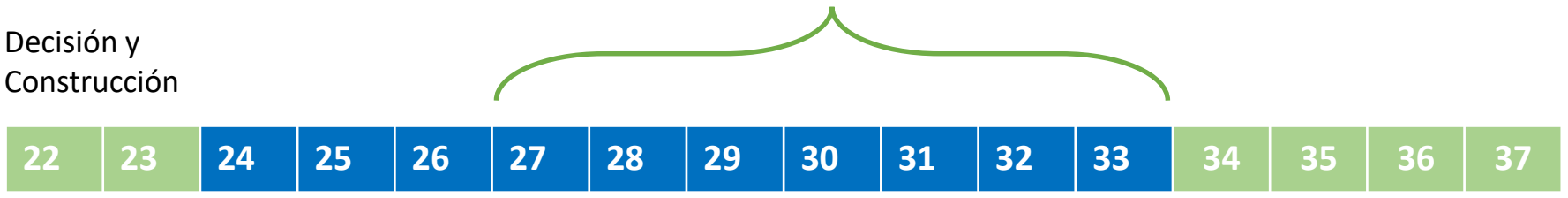
50 USD/MWh
de Eólica y Solar

PEG6



PEG8 -5

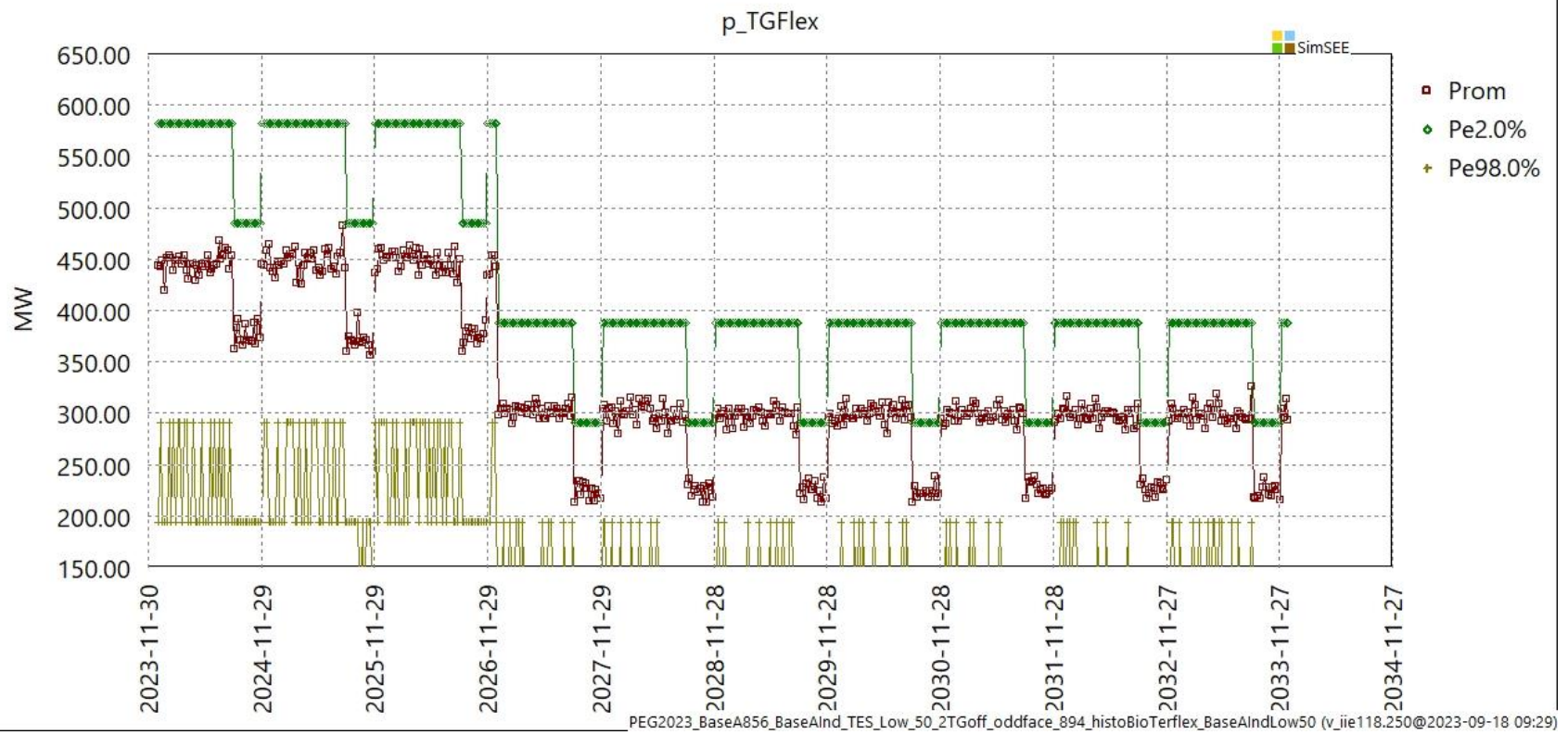
Decisión y
Construcción



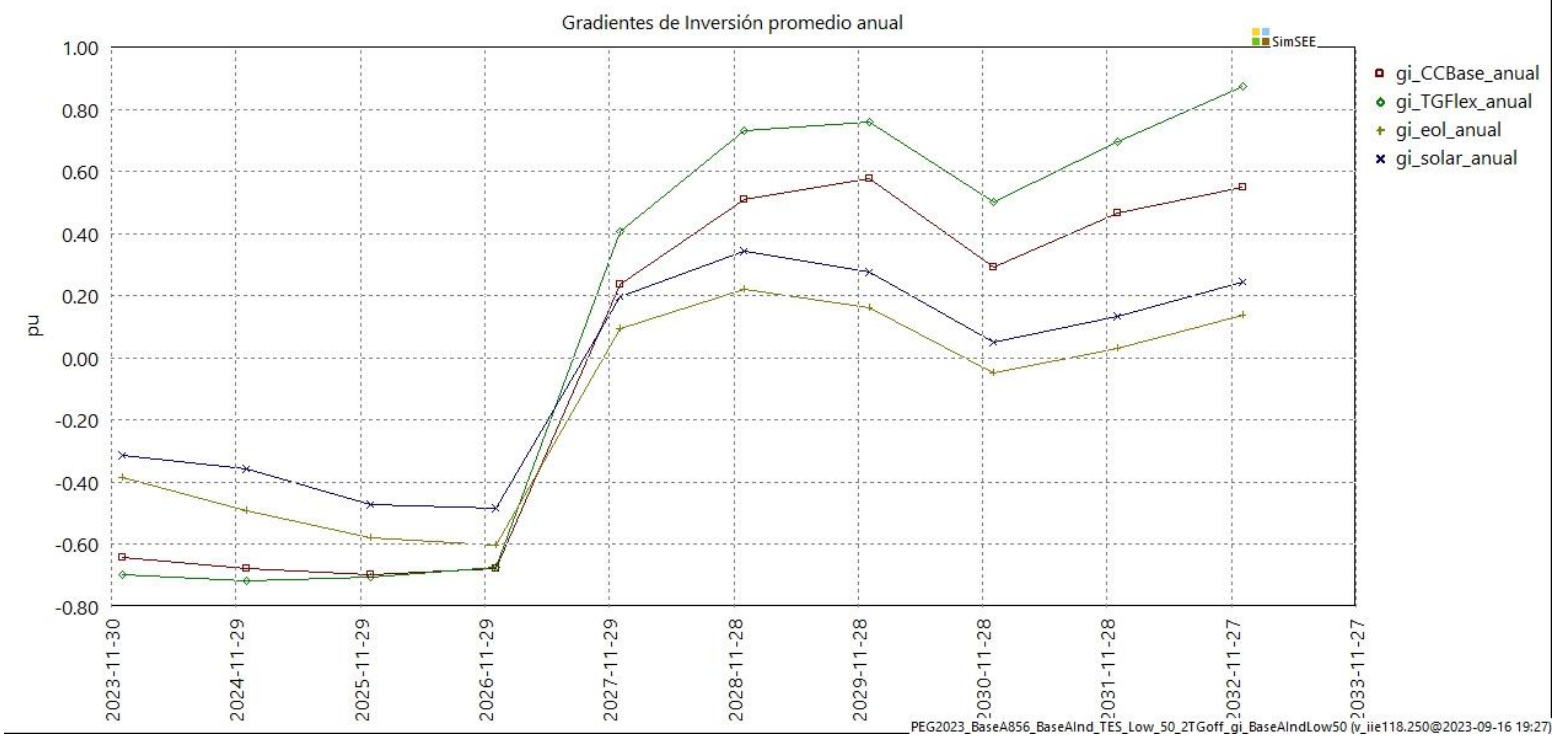
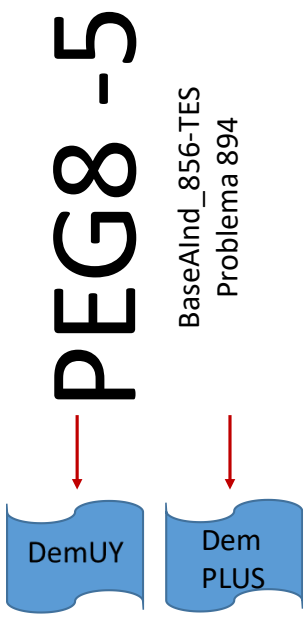
Decisión y
Construcción

↑ ↑

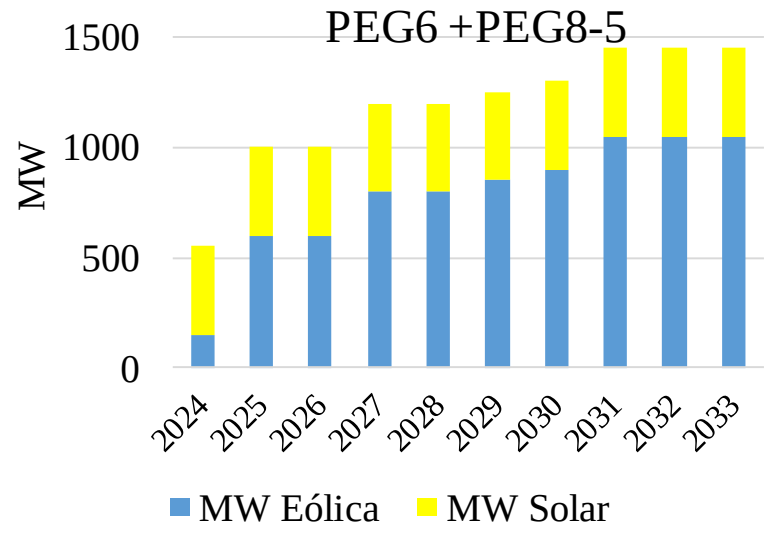
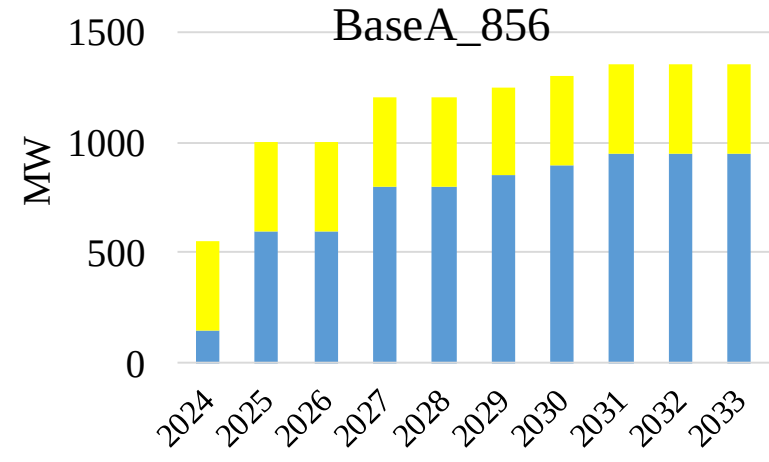
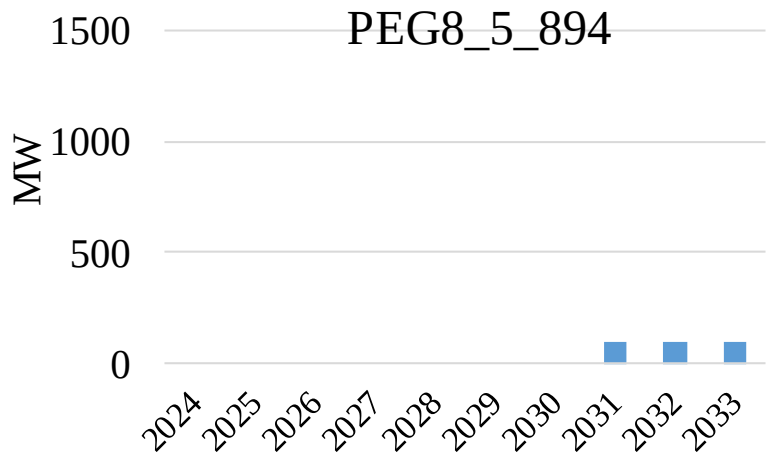
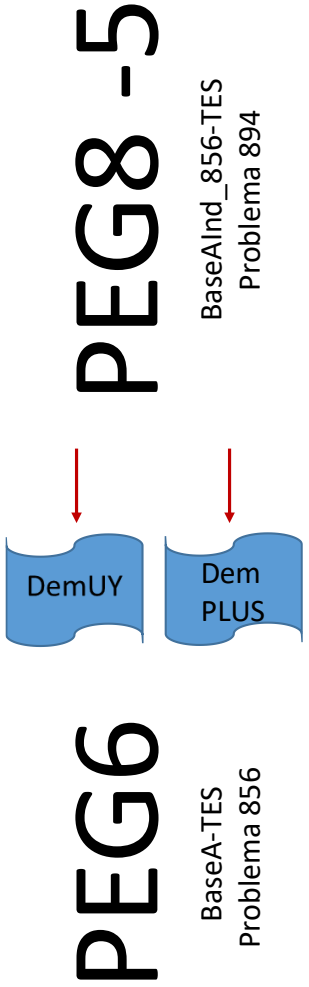
Salen 2 TGs en el 2027



Gradientes de Inversión



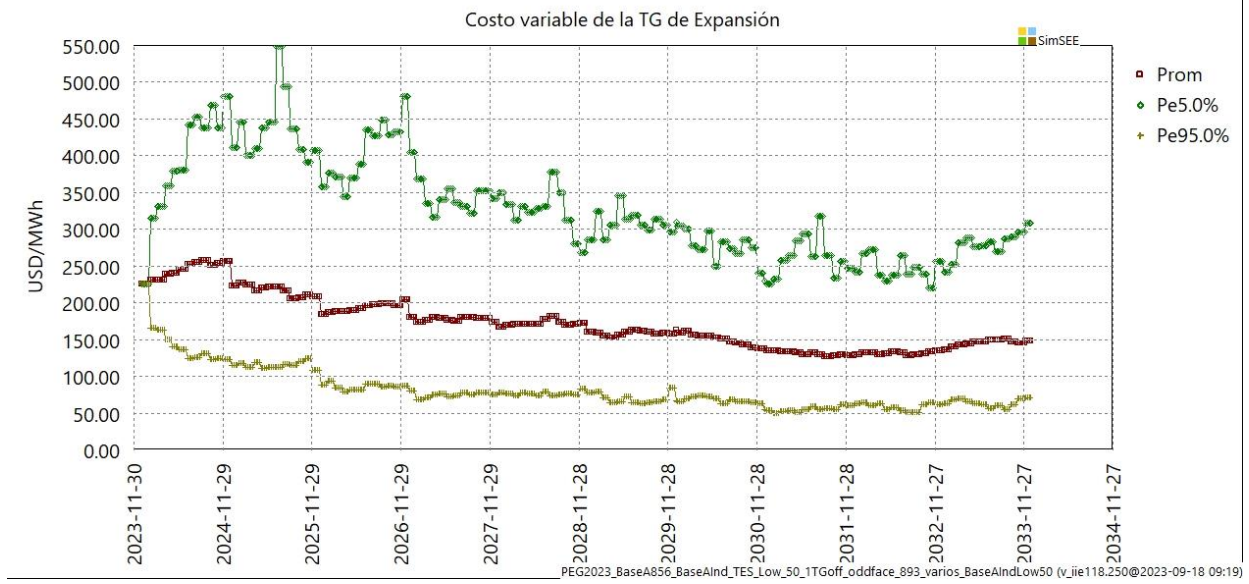
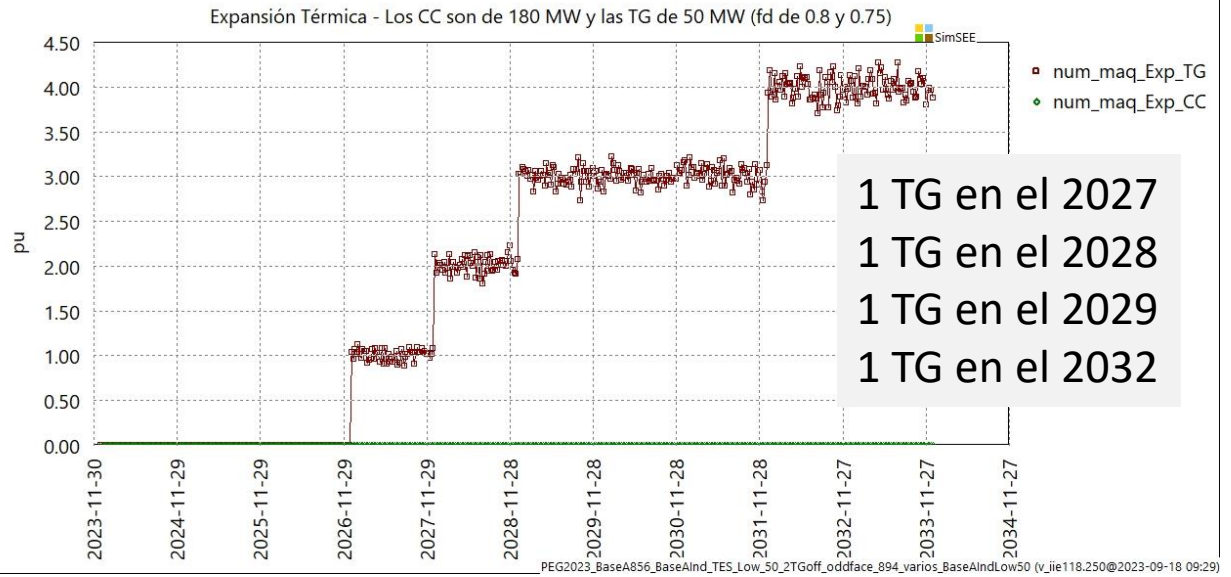
Expansiones de Eólica y Solar (1)



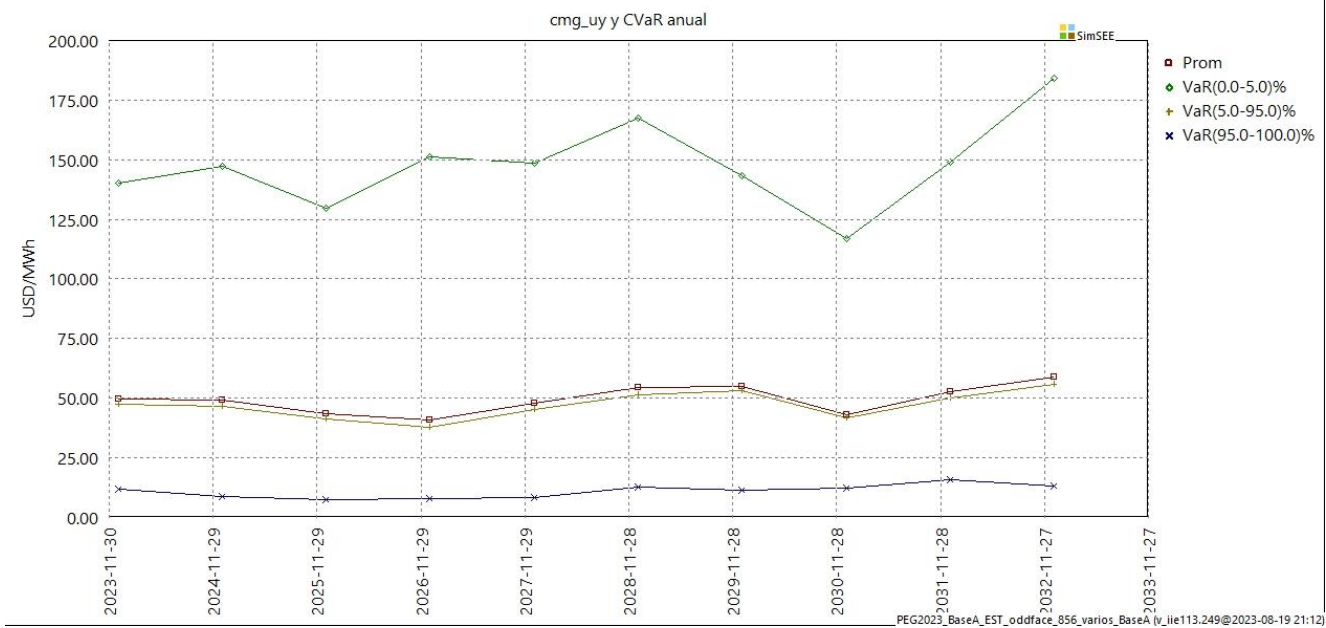
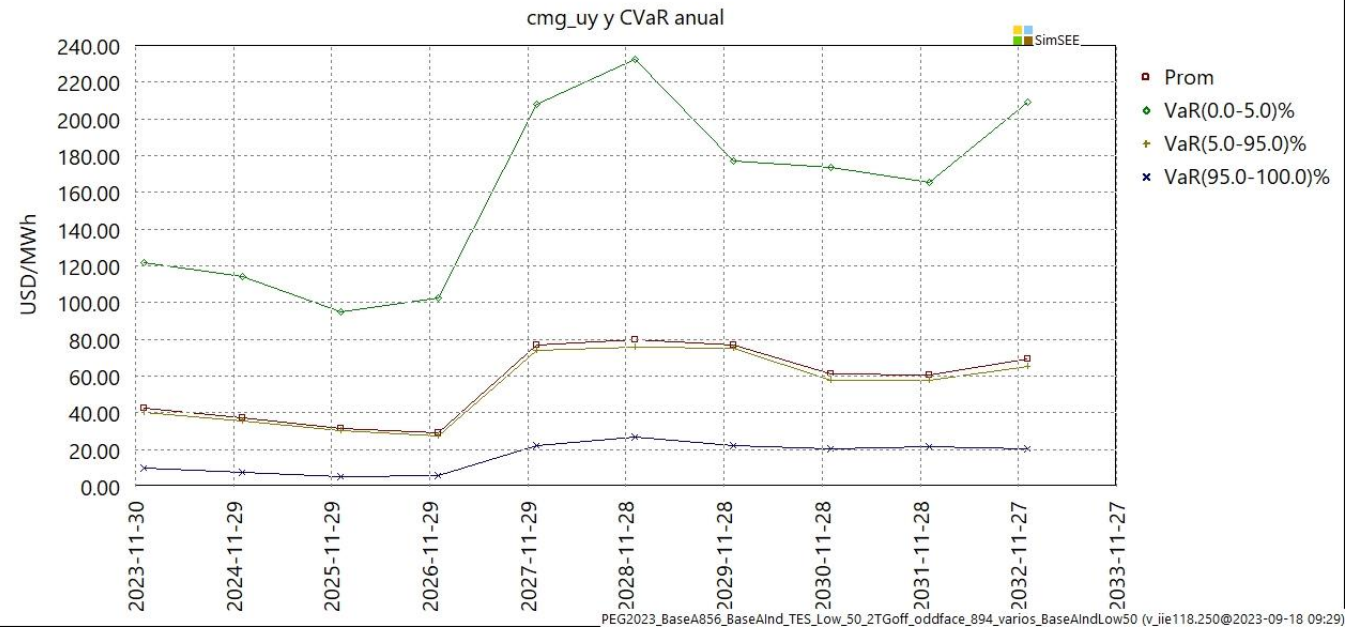
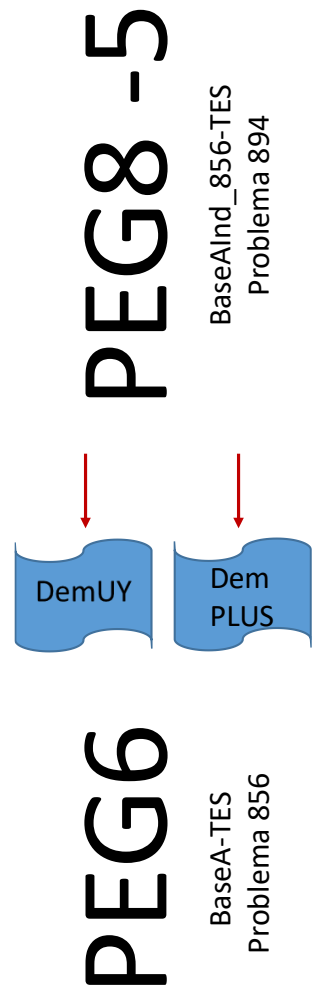
Expansión Térmica

PEG8 -5

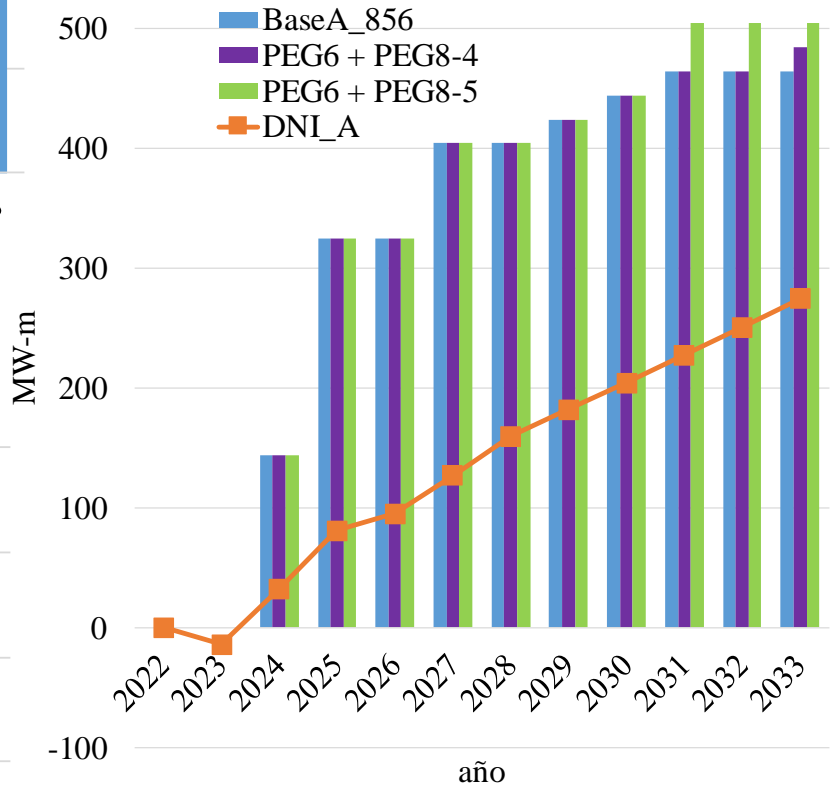
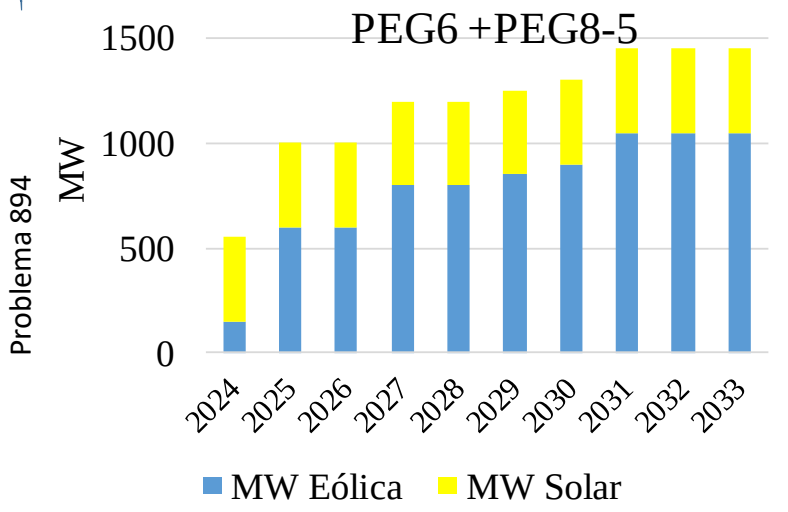
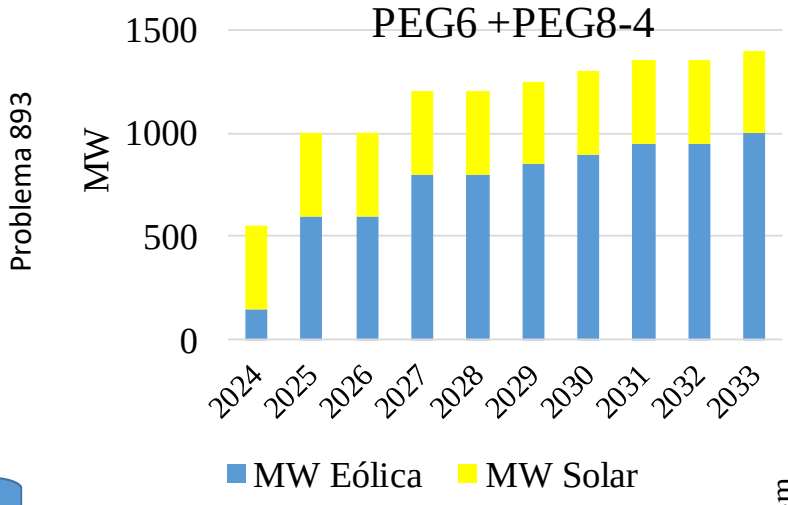
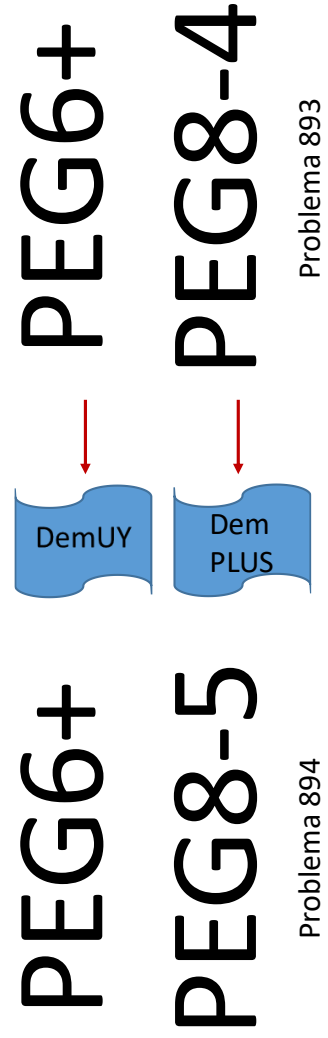
BaseAInd_856-TES
Problema 894



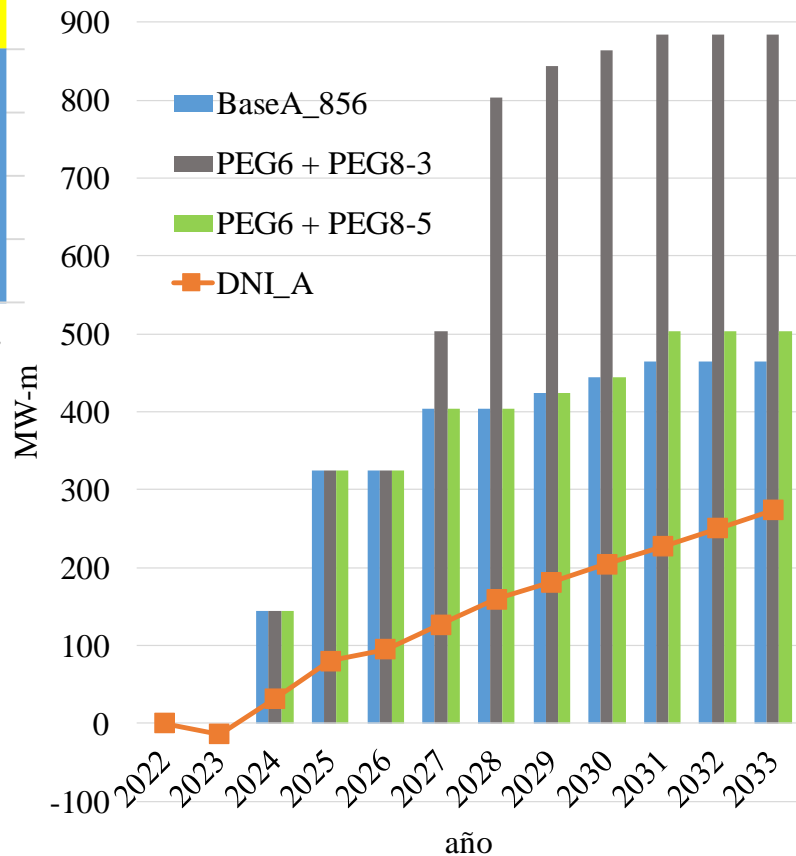
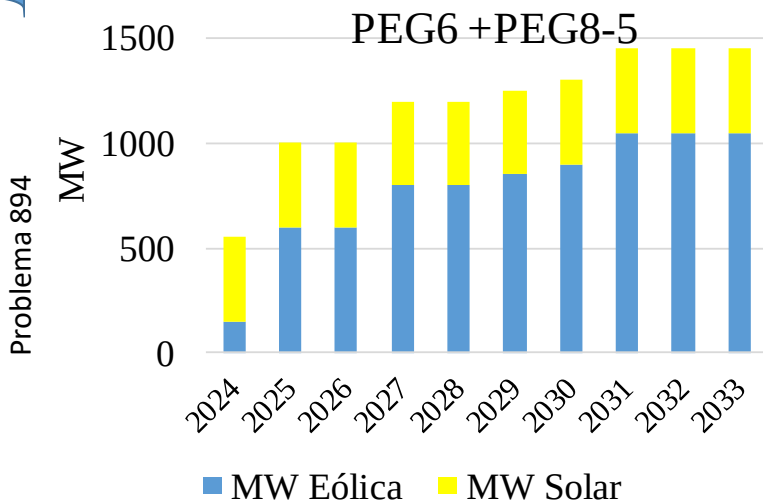
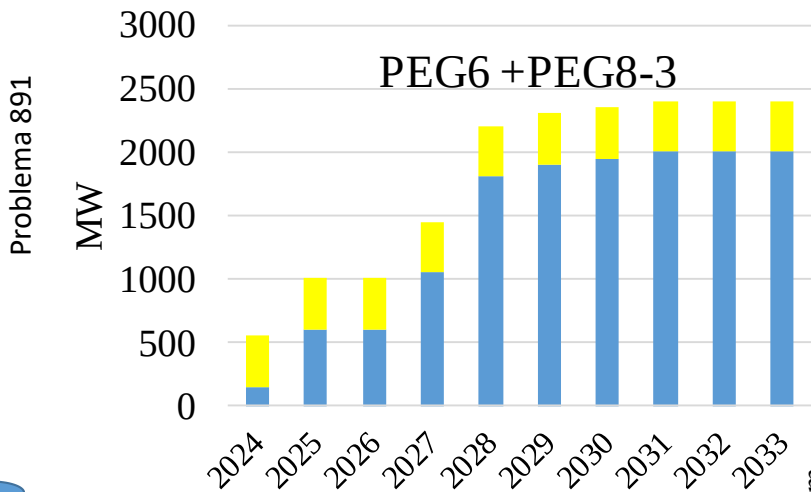
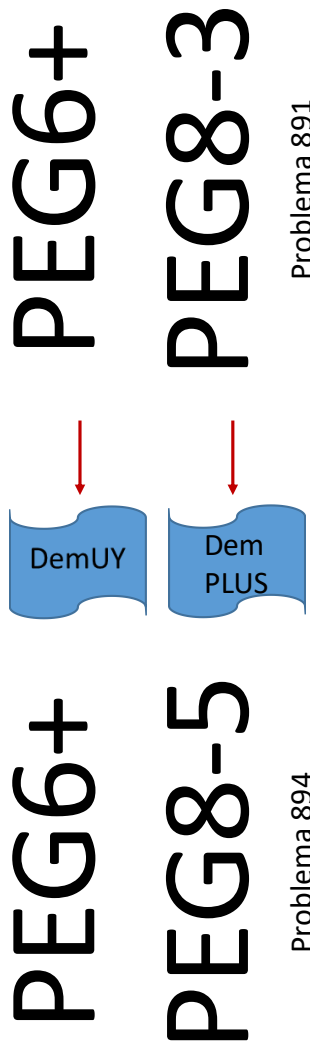
Costos Marginales



Expansiones de Eólica y Solar PEG8 4 y 5



Expansiones de Eólica y Solar PEG8 3 y 5



PEG 8 – 6

Expansion de la PEG6 (2024-2026)

iii El que se apura ¿pierde? !!!
Con costos a la baja de las ERNC, conviene planificar todos los años y tomar decisiones todos los años para dentro de dos años....

PEG6 (2024-2026)

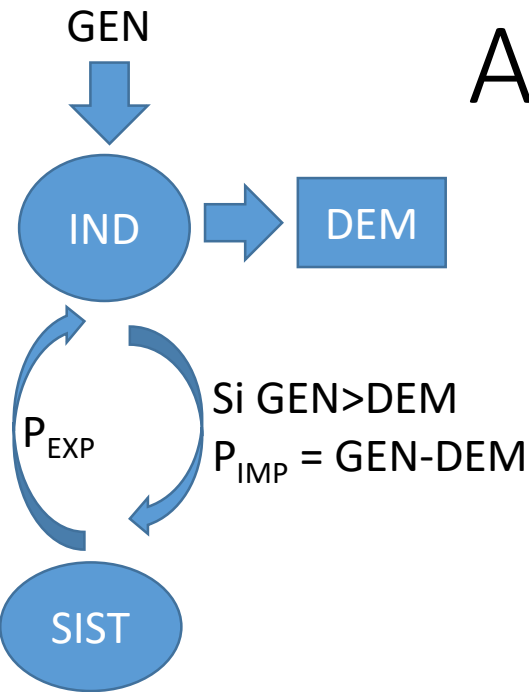


PEG8 -6

Decisión y Construcción



Arco-Autoprodutor



Editar "Ind_Sist" Arco_autoprodutor

Nubeseable

Parámetros del Arco

Nombre del Arco:

Nodo de Entrada:

Nodo de Salida:

Condición (fuente > 0)

Fuente:

Borne:

Condición Hidro

Hidro con Embalse:

cvAgua [USS/Hm3]

Editar Unidades Disponibles

Integración al SIN

Integrado al SIN

Valorización Exp/Imp

Al Precio Spot del Nodo del SIN

Al Costo Marginal del Nodo del SIN

Fichas

Fecha de Inicio	Información adicional	Periodica?	Capa			
Auto	PMáx= 500.0; 500.0;...	NO	0			
31/12/1899	PMáx= 350.0; 350.0;...	NO	826			
01/01/1900	PMáx= 500.0; 500.0;...	NO	729			

Editar ficha de "Ind_Sist" Arco_autoprodutor

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

Periódica?

Parámetros por poste

Potencia máxima [MW]: Usar fuente potencia máxima Considerar peaje en el despacho

Rendimiento [p.u.]: Fuente: Sumar peaje al CDP

Peaje [USD/MWh]: Borne: Factor para CDP:

Disponibilidad

Factor de disponibilidad [p.u.]:

Tiempo medio de reparación [h]:

Arco Gemelo

Considerar arco gemelo

Arco gemelo:

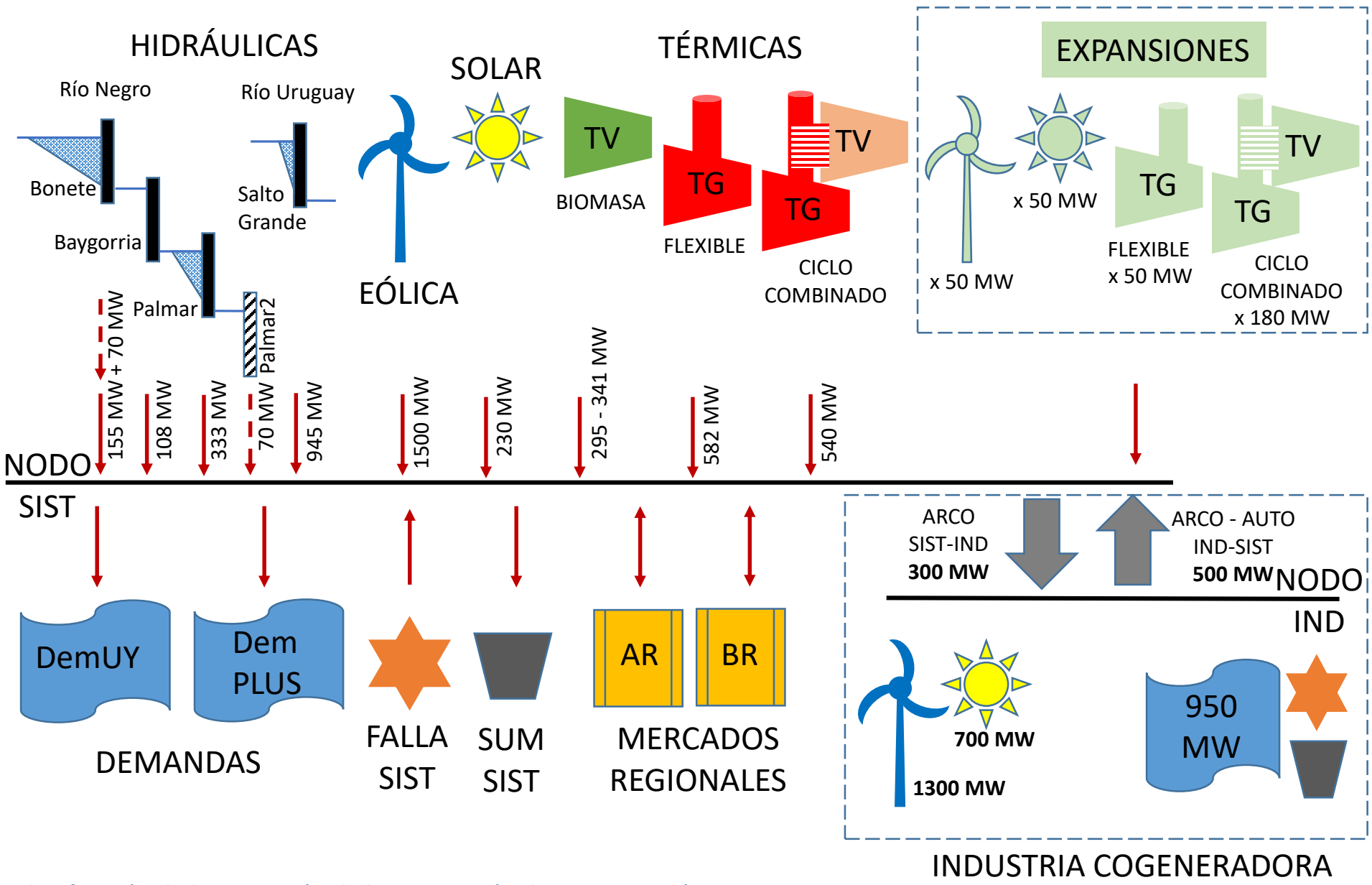
Potencia máxima entre los dos arcos [MW]:

Lineas asociadas al arco:

Integrado: La FALLA Industrial se considera en el CF(VE).

No Integrado: La FALLA Industrial no se considera en el CF(VE) y se considera la compra-venta del auto productor.

Sala SimSEE del curso PEGSE (9)



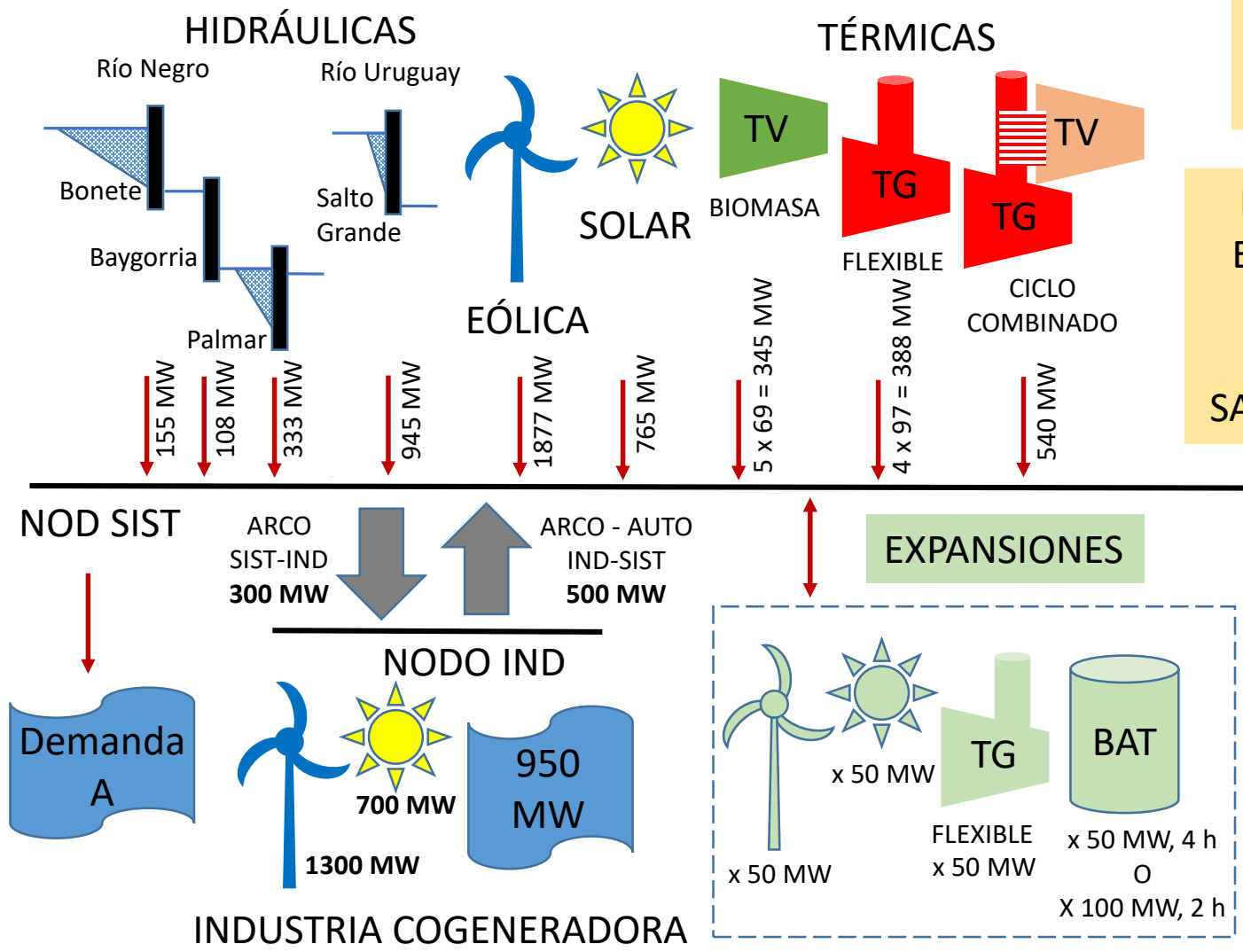
PEG 8 - 7

**EXPANSIÓN
2027 -> 2034**

**DEMANDA ALTA (A)
EXP. PEG34A al 2026**

- 400 Eólica
- 500 Solar

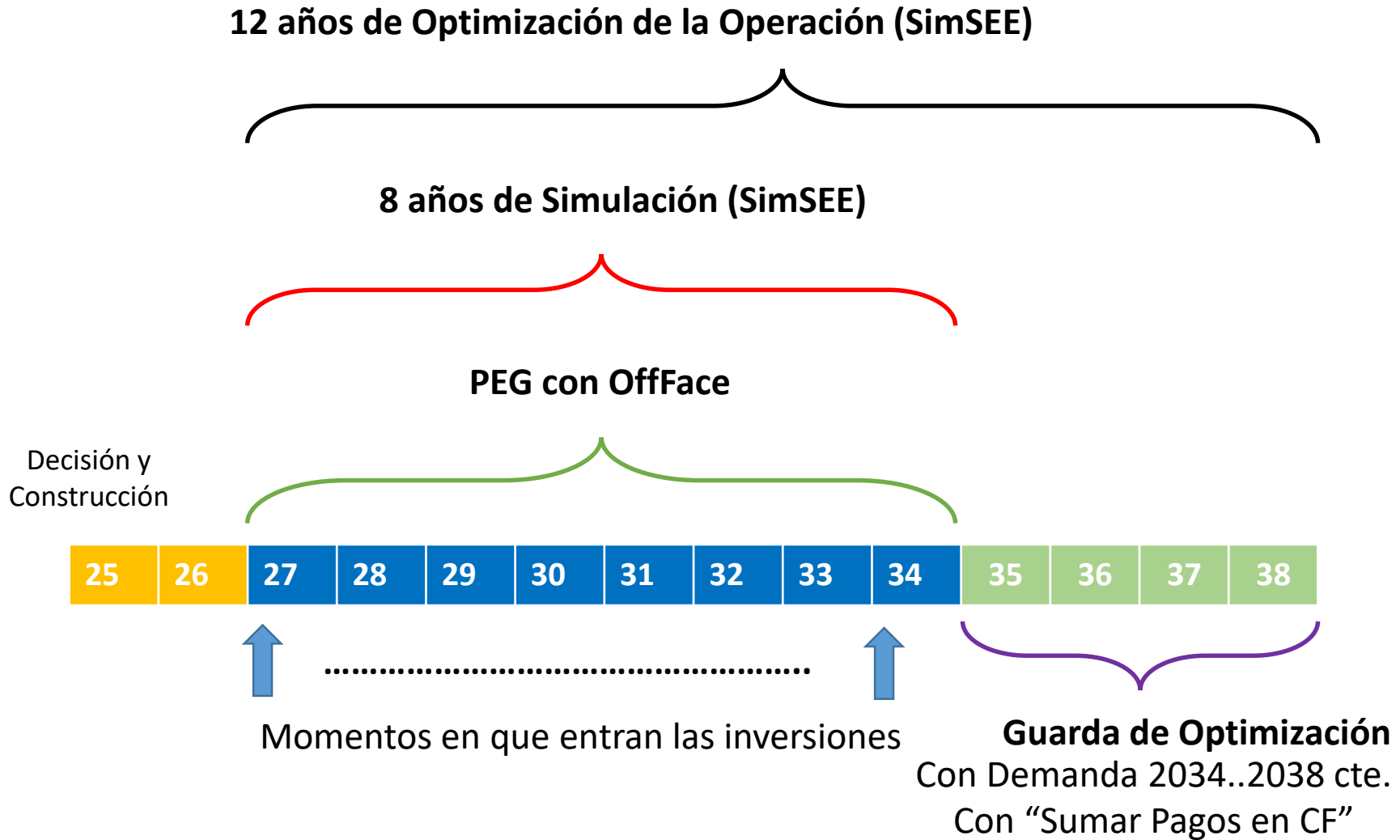
SALEN 2x97 MW de TG



LINK
**PEG34
GEE**

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

Ventanas de la PO, Simulación y OddFace

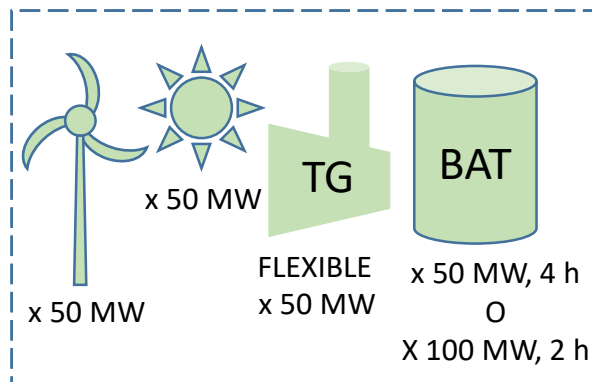


Tecnologías y criterios de Expansión

Fronteras cerradas – Valorización nula de Excedentes

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

- Eólica y Solar (E y S)
 - PP de 40 USD/MWh-d respectivamente
 - Sin tendencia a la baja
 - Factores de planta de 41 y 22 % respectivamente.



BATERÍA 4 h
 CAPEX: 400 USD/MWh
 OPEX: 4 USD/kW/año
 =>
PP = 7.6 USD/MWh-d
 capa 0 CAPEX 100 %
 capa 800 CAPEX 80 %
 capa 400 CAPEX 40 %

Capas principales (tomado de las Notas de la sala)

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

- **Capas 40 o 50 / 633:** PP Eolica_Exp y Solar_Exp de **40 o 50 USD/MWh-d / o se fuerza PP=0 en la sala y se modela en OddFce.**

- Capa 150: Demanda Plus de 105 MW planos.

- Capa 826: Proyecto Ind Tambores.

- Capa 729: Proyecto Ind Paysandú.

- **Capa 246:** TerBaseAutoBio de Térmicas de cv=0 en UY 2027. Eq. total 5 x 69 MW.

- **Capa 1500:** Actor Eolica con 1877 MW en UY al 2027.

- **Capa 230:** Actor Solar con 765 MW en UY 2027.

- **Capa 540:** Actor TerBaseCC con el CC de 540 MW en UY 2027.

- **Capa 582:** Actor TerFlexTG con 4 x 98 MW de TGs en UY 2027.

- Capa 81: Cota de Bonete a 81 m.

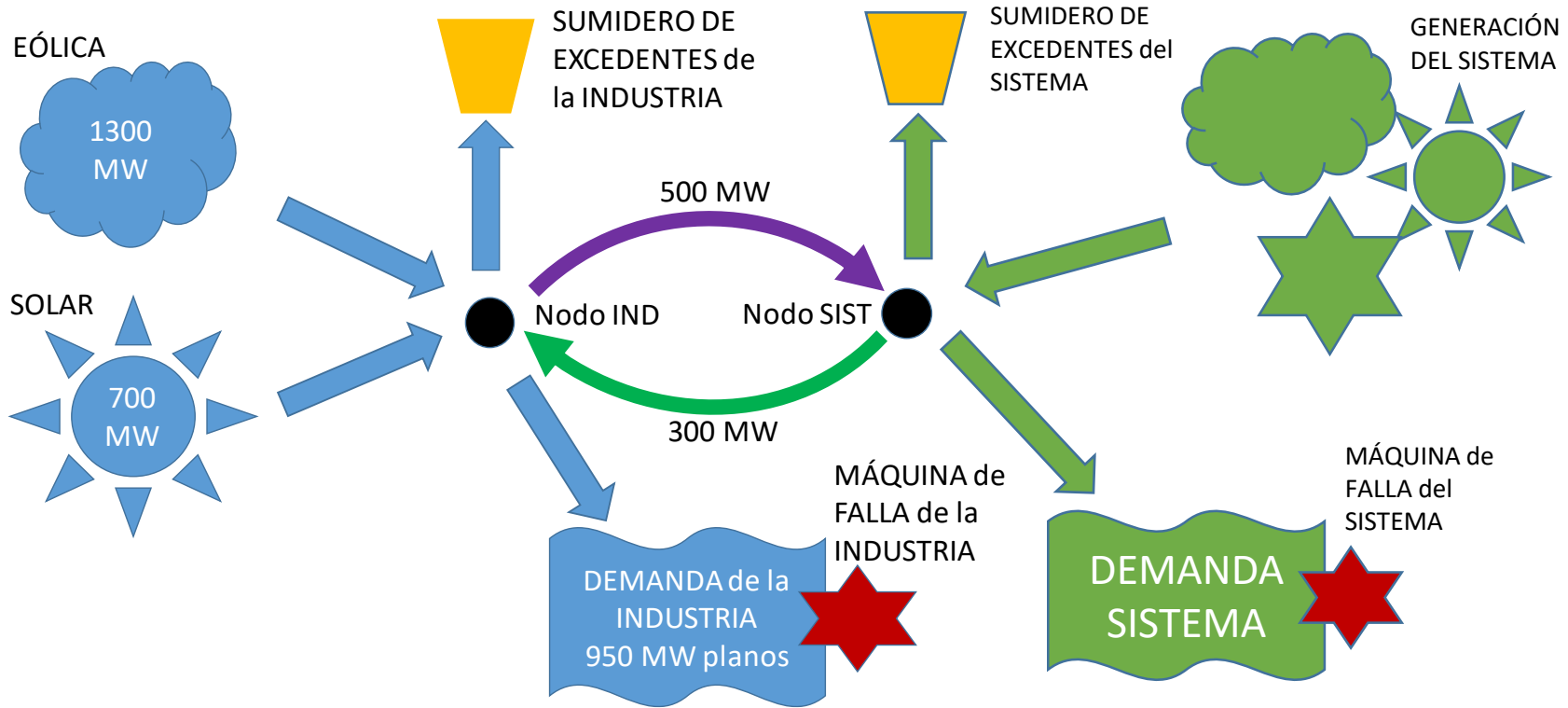
- **Capa 0/15: Con/Sin Derating Térmico de Bio, TGs y CC.**

- Capa 1982: Palmar INDISPONIBLE.

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

- Capex de Bat de 4 h de 400 USD/MWh y OPEX de 4 USD/kW/año. Capa 0 CAPEX 100%, Capa CAPEX 800 80 % y Capa 400 CAPEX 40 %.

IND: Vende excedentes y compra selectivamente

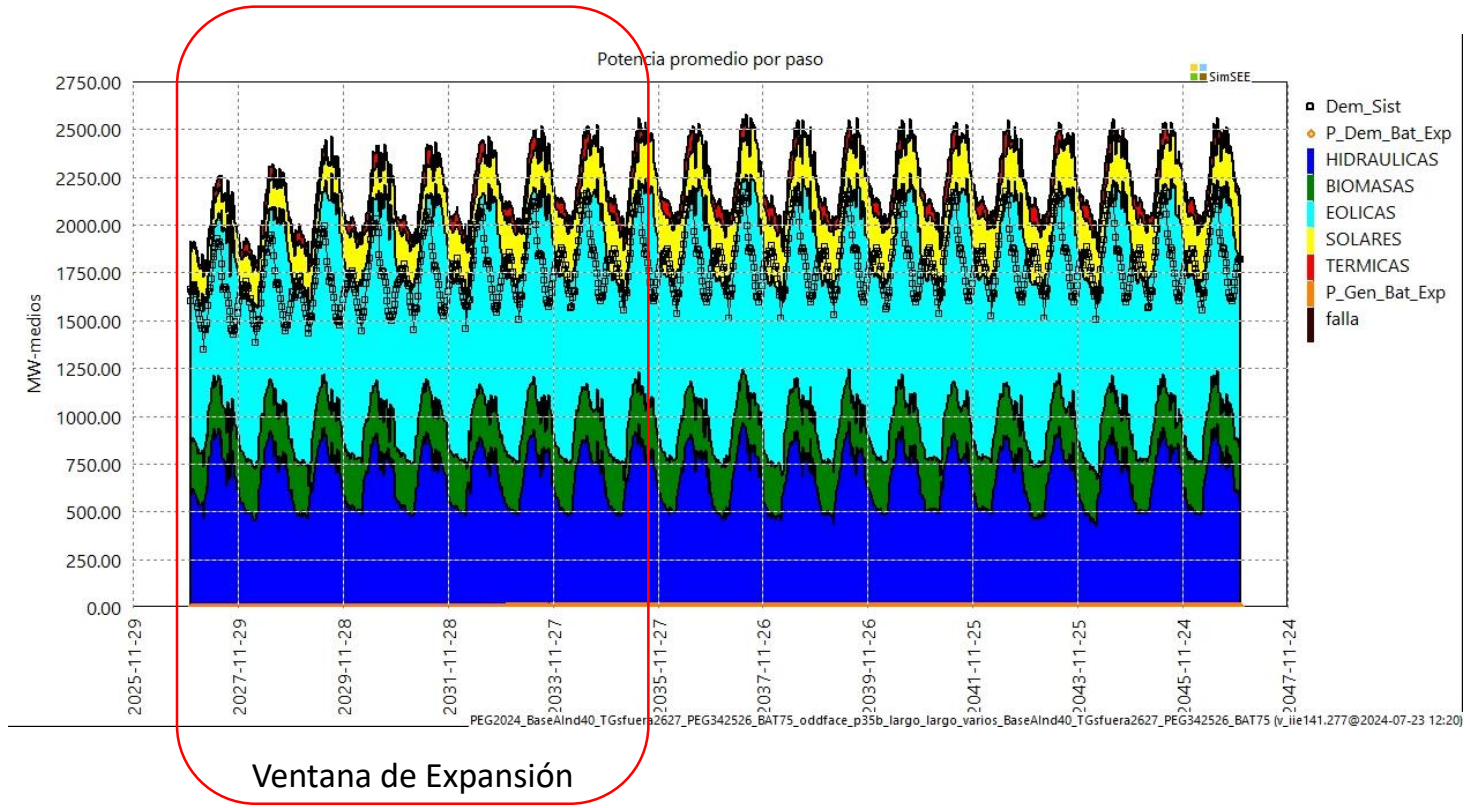


MODELO

- La INDUSTRIAL prioriza su demanda y solo vende EXCEDENTES.
- La INDUSTRIAL no compra si el precio es MAYOR que cierto valor (por ejemplo 40 USD/MWh).
- La FALLA de la INDUSTRIA se **INTEGRA** o no al Despacho económico del Sistema.

Luego de hecha la Expansión se hace una evaluación con más años para considerar mejor el costo diferencial de largo plazo

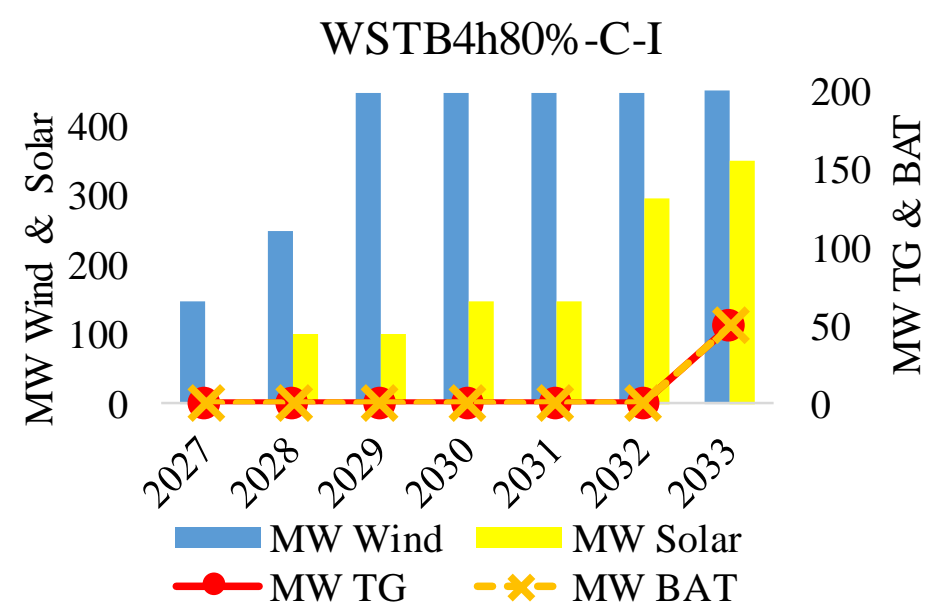
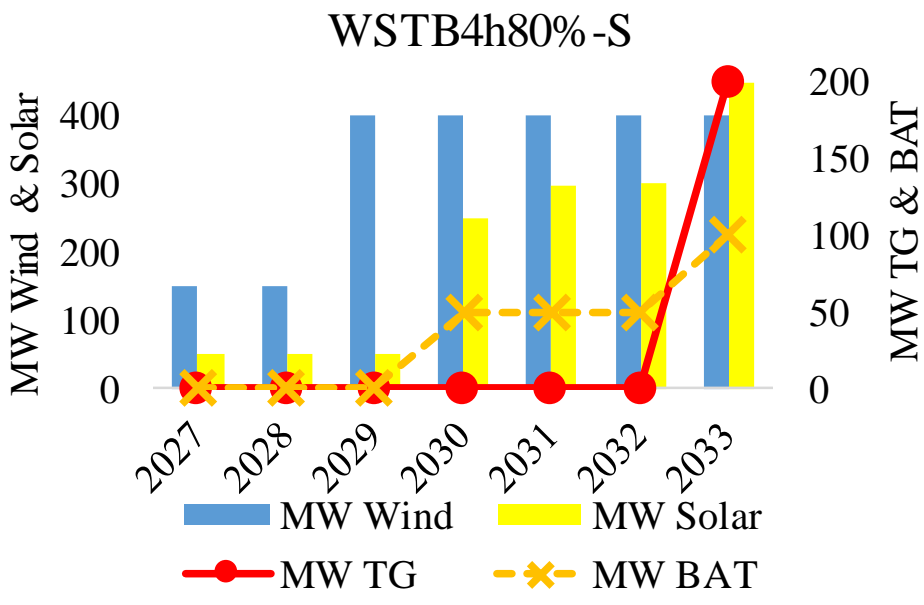
Evaluación 2027 - 2046



Expansiones Óptimas 2027-2034

SIN INDUSTRIA

CON INDUSTRIA INTEGRADA

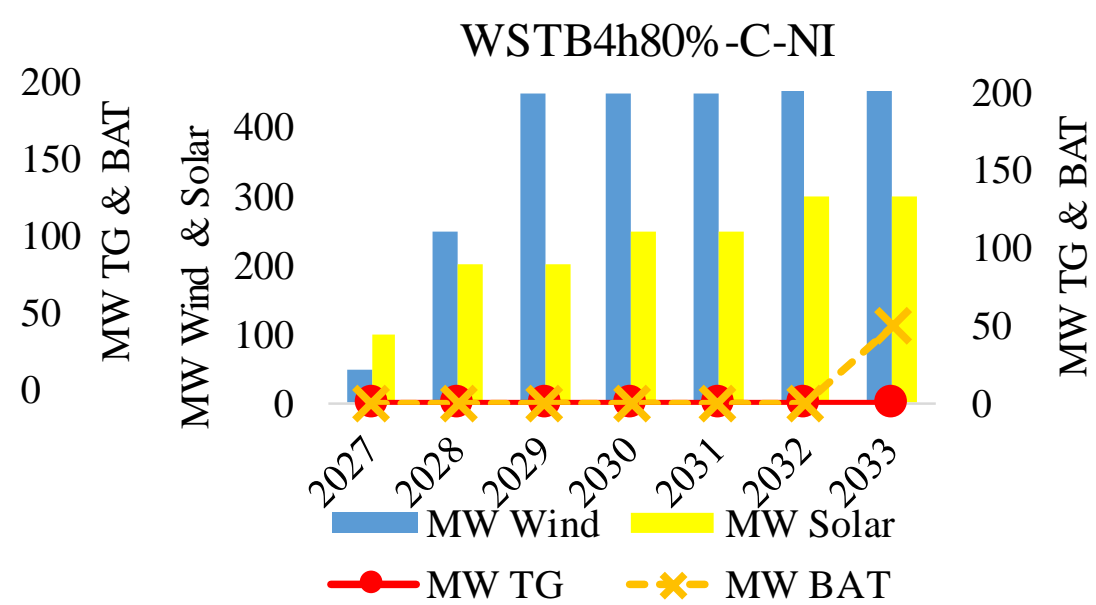
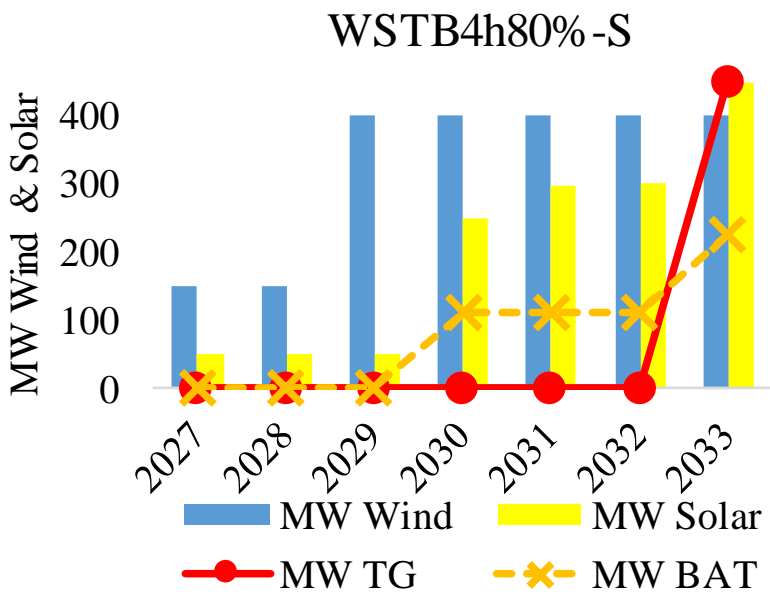


MUSD actualizados acumulados (2027-2046)				
INVERSIONES	CON IND	SIN IND	CON - SIN	
Eólica	547	479	68	Más Eólica
Solar	189	248	-59	Menos Solar
TG	70	102	-32	Menos TG
Baterías	44	109	-64	Menos Baterías
	851	938	-87	Menos INVERSIÓN
				-10%

Expansiones Óptimas 2027-2034

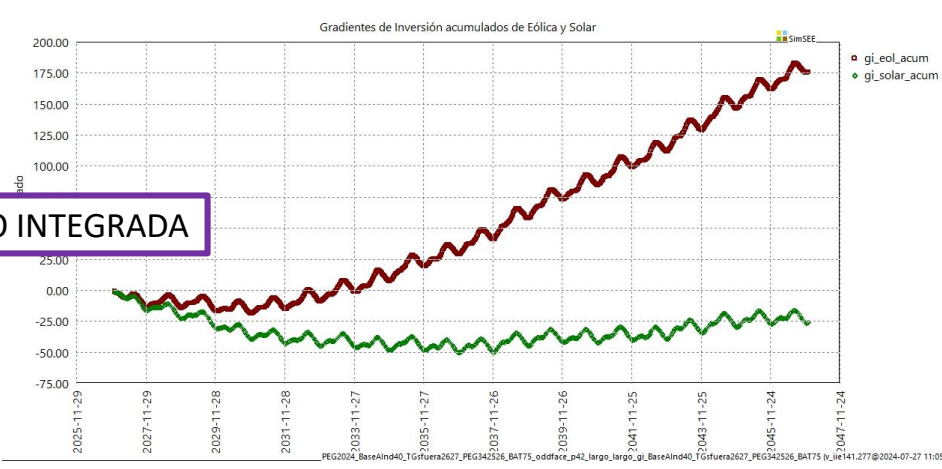
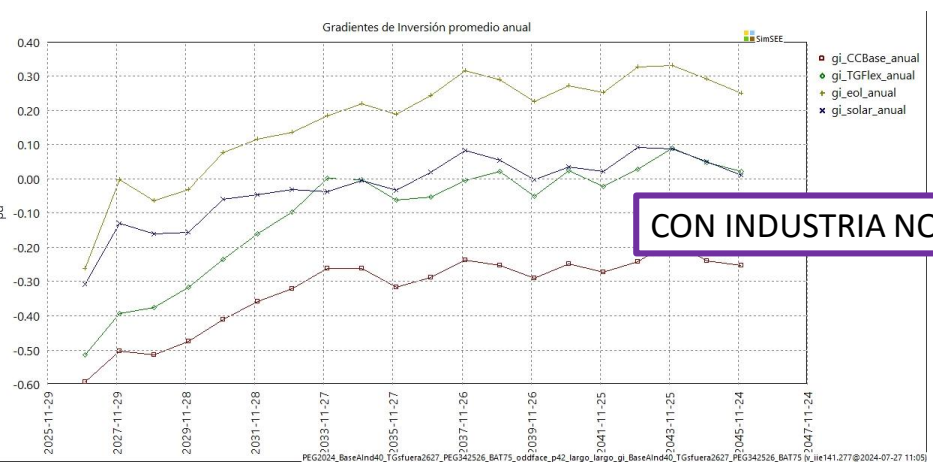
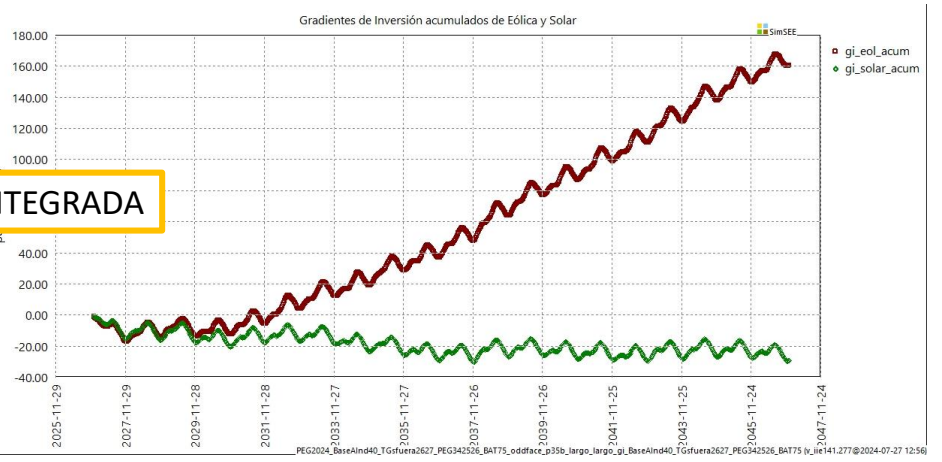
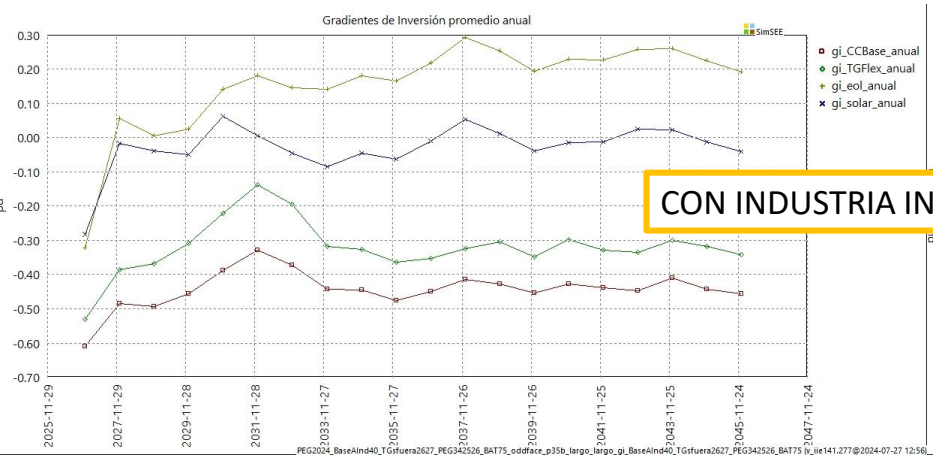
SIN INDUSTRIA

CON INDUSTRIA NO INTEGRADA



MUSD actualizados acumulados (2027-2046)				
INVERSIONES	CON IND	SIN IND	CON - SIN	
Eólica	569	479	90	Más Eólica
Solar	203	248	-45	Menos Solar
TG	0	102	-102	Menos TG
Baterías	37	109	-72	Menos Baterías
	809	938	-129	Menos INVERSIÓN
				-16%

Gradientes de Inversión de ERNC y TG

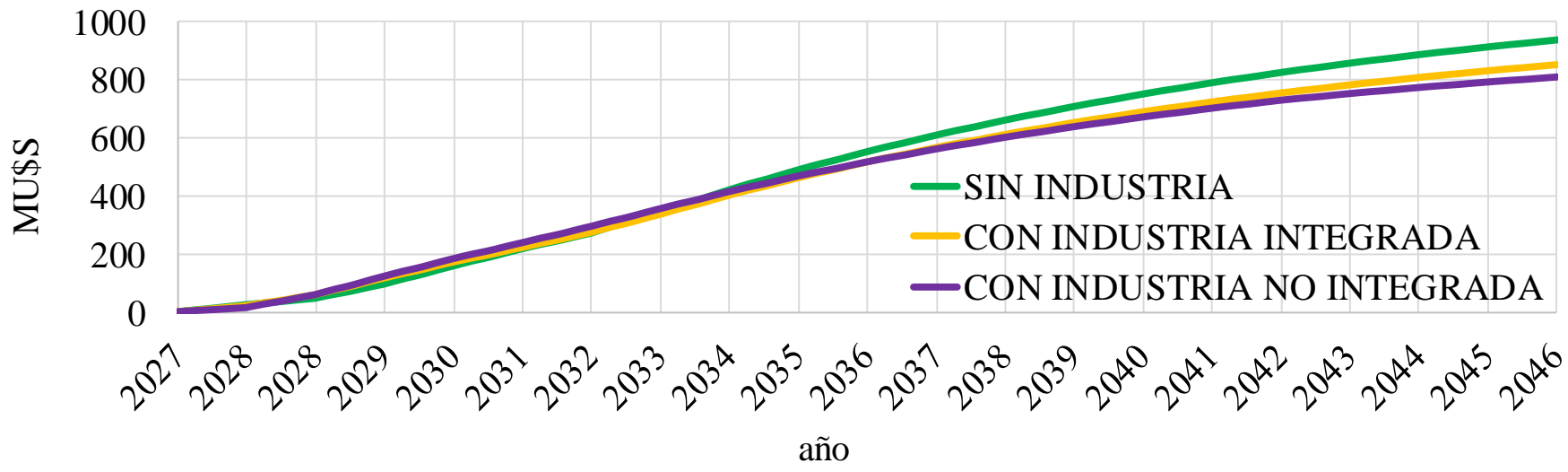
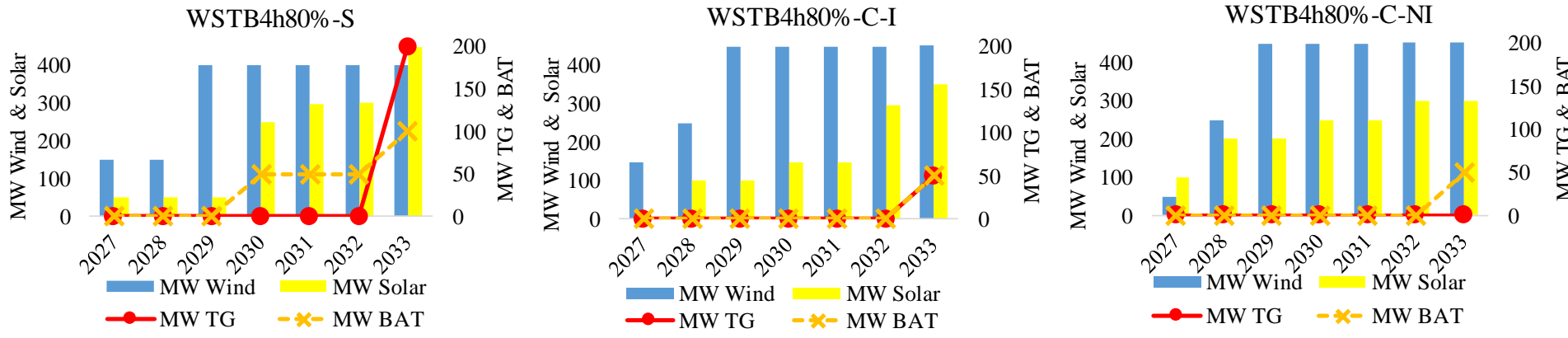


Inversiones en Expansiones de ERNC, TG y BAT

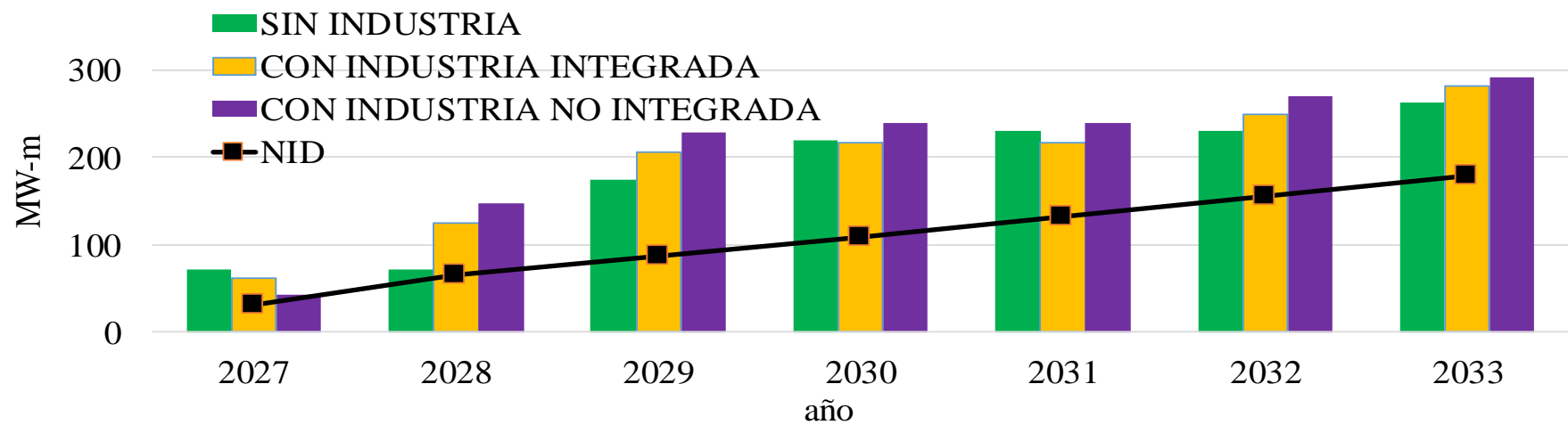
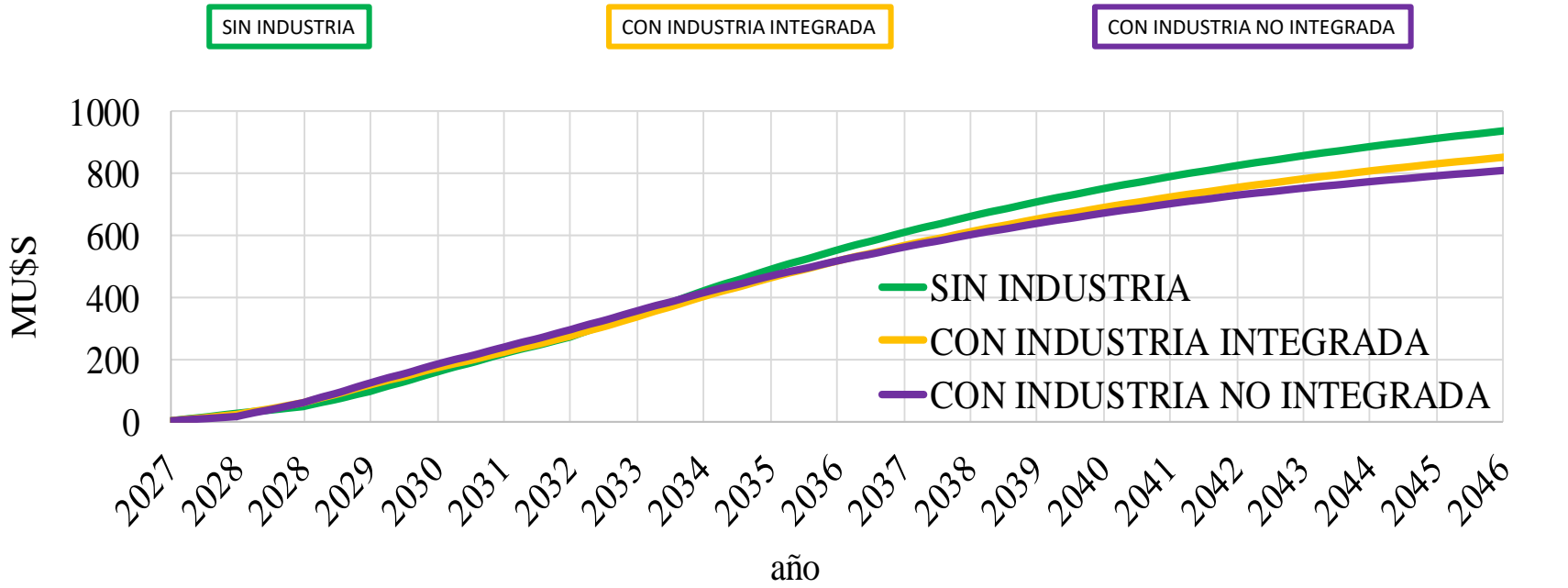
SIN INDUSTRIA

CON INDUSTRIA INTEGRADA

CON INDUSTRIA NO INTEGRADA



INVERSIÓN (ERNC, TG y BAT) y MW-m de ERNC (Eólica y Solar)



¿Se encarece la Operación porque se instala la IND?

CON INDUSTRIA INTEGRADA

Costos Operativos	MUSD actualizados acumulados (2027-2046)			
	CON IND	SIN IND	CON - SIN	
Combustibles	972	937	35	Más combustibles
Falla	126	110	16	Más Falla
Penalidades	607	589	18	Más Penalidades
Valorización de Excedentes	-2.7	-3.3	0.6	Menos Exedentes
Venta a la IND	-78	0	-78	Se vende a IND
Compra a la IND	0	0.0	0.0	Compra despreciable
	1625	1633	-8	Igual Costo Operativo
				-0.5%

- ✓ Es un SISTEMA con mas ERNC, por tanto a igual HIDRÁULICA, va a requerir mas despacho TÉRMICO.
- ✓ Aumenta algo la FALLA y las PENALIDADES ya que la HIDRÁULICA está mas exigida.
- ✓ No aporta POTENCIA FIRME al SISTEMA.
- ✓ Es una DEMANDA que compra energía en forma SELECTIVA... lo cual permite valorizar mejor los EXCEDENTES del SISTEMA y compensar los anteriores efectos negativos.

¿Se encarece la Operación porque se instala la IND?

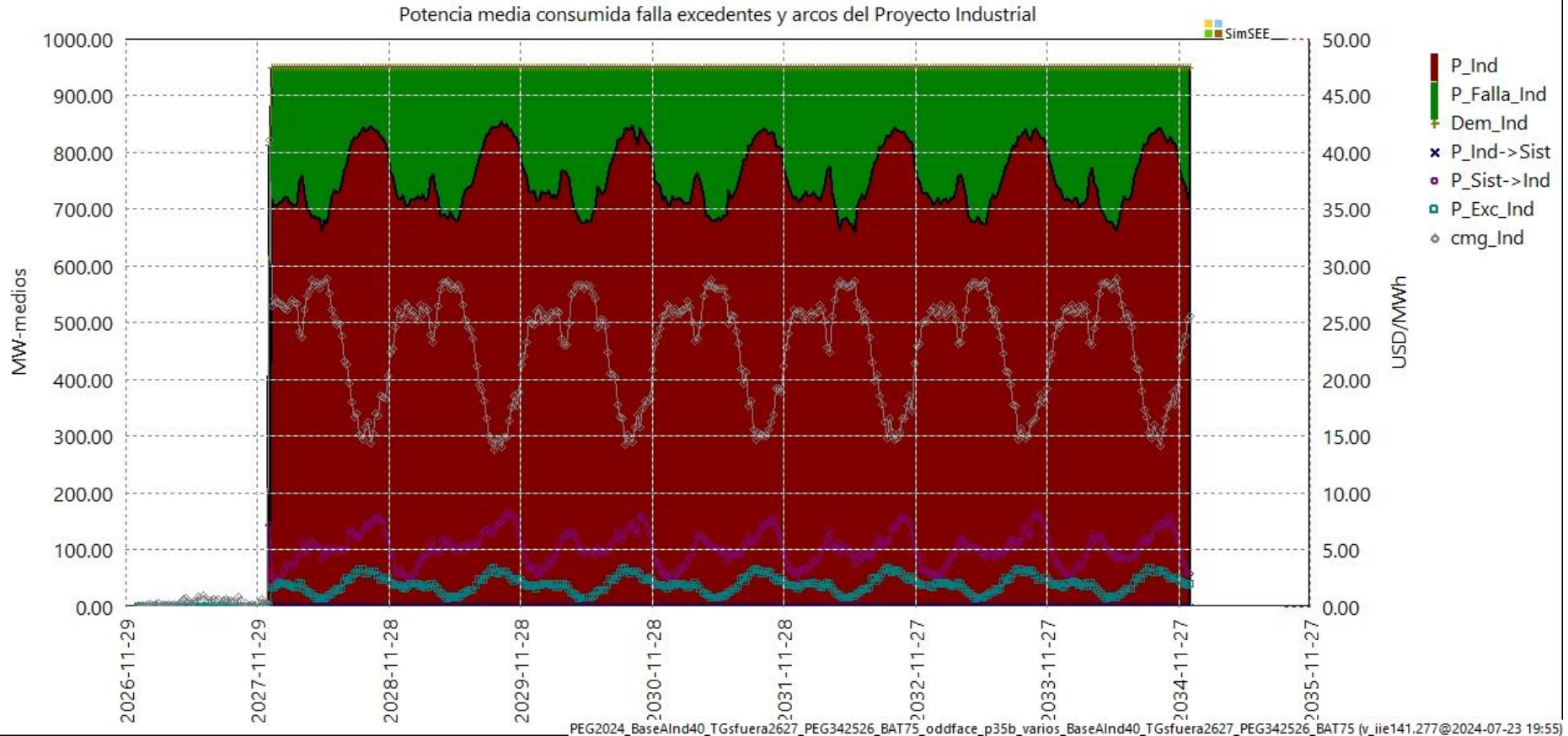
CON INDUSTRIA NO INTEGRADA

Costos Operativos	MUSD actualizados acumulados (2027-2046)			
	CON IND	SIN IND	CON - SIN	
Combustibles	940	937	3	Más combustibles
Falla	172	110	62	Más Falla
Penalidades	649	589	59	Más Penalidades
Valorización de Excedentes	-2.7	-3.3	0.5	Menos Exedentes
Venta a la IND	-79	0	-79	Se vende a IND
Compra a la IND	0	0.0	0.0	Compra despreciable
	1679	1633	46	Semejante Costo Operativo
				3%

- ✓ Es un SISTEMA con mas ERNC, por tanto a igual HIDRÁULICA, va a requerir mas despacho TÉRMICO.
- ✓ Aumentan algo la FALLA y las PENALIDADES ya que la HIDRÁULICA está mas exigida.
- ✓ No aporta POTENCIA FIRME al SISTEMA.
- ✓ Es una DEMANDA que compra energía en forma SELECTIVA... lo cual permite valorizar mejor los EXCEDENTES del SISTEMA y compensar los anteriores efectos negativos.

Falla de la demanda IND de 40 USD/MWh

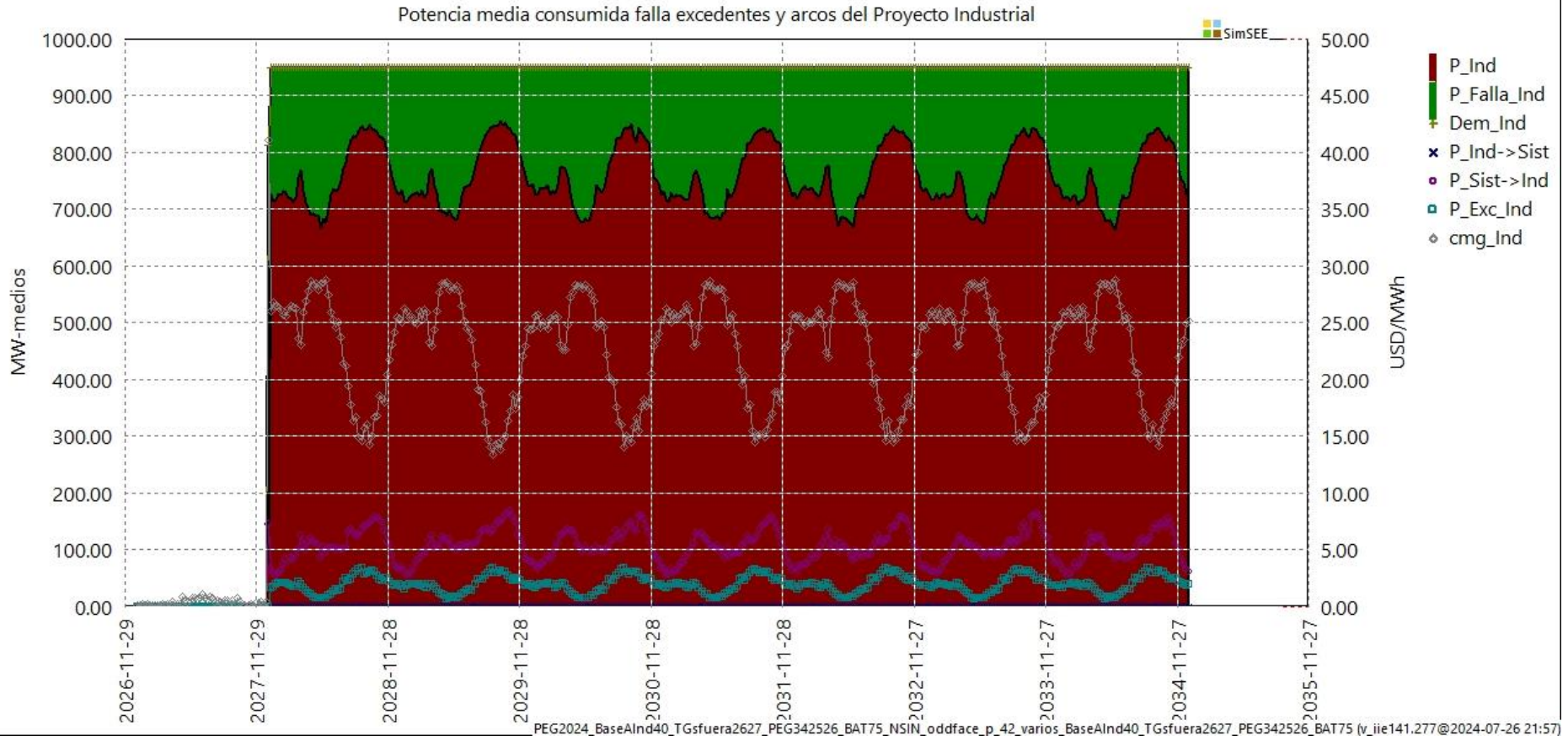
CON INDUSTRIA INTEGRADA



Falla IND de 21 % de la Demanda IND

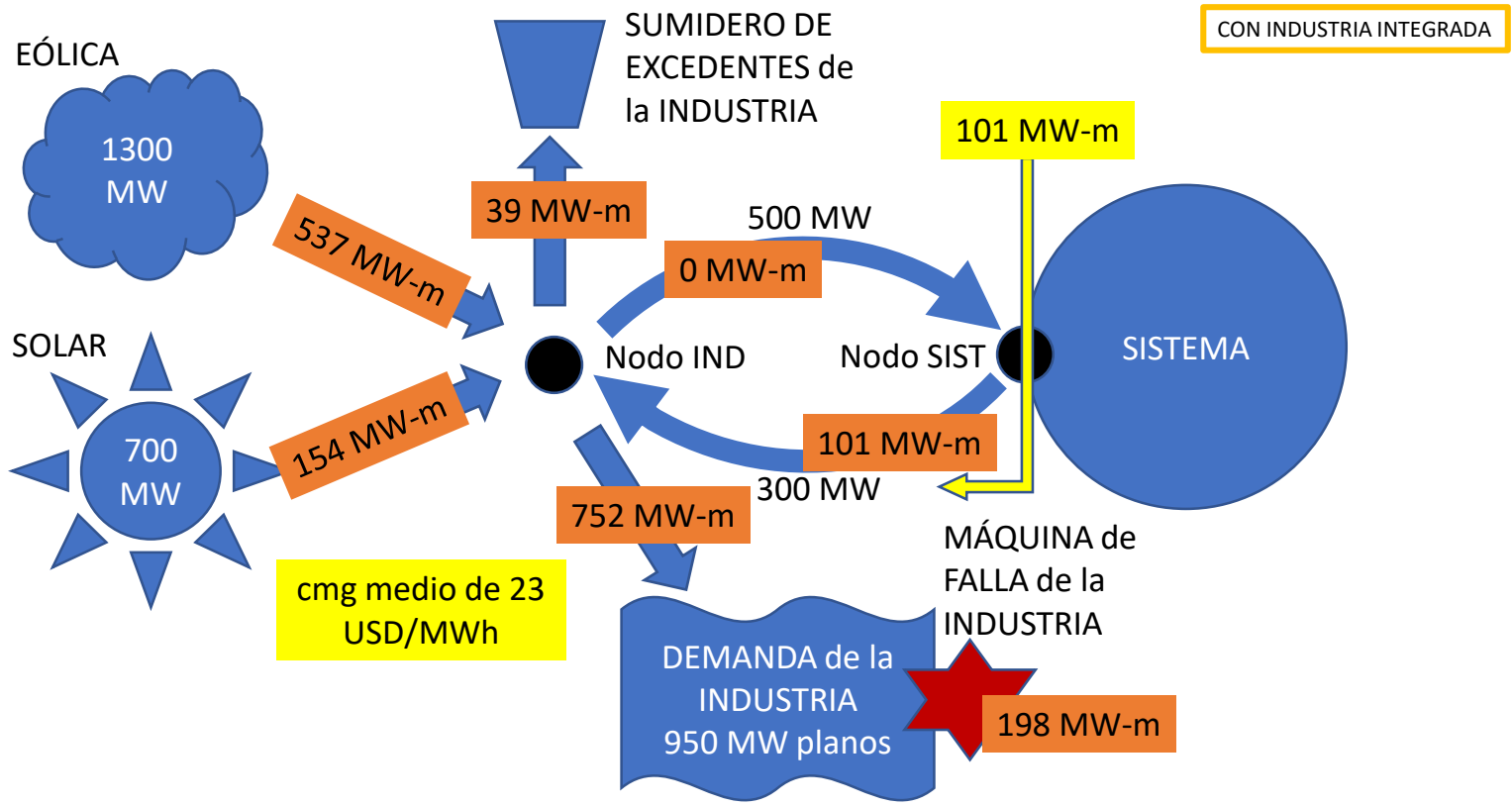
Falla de la demanda IND de 40 USD/MWh

CON INDUSTRIA NO INTEGRADA

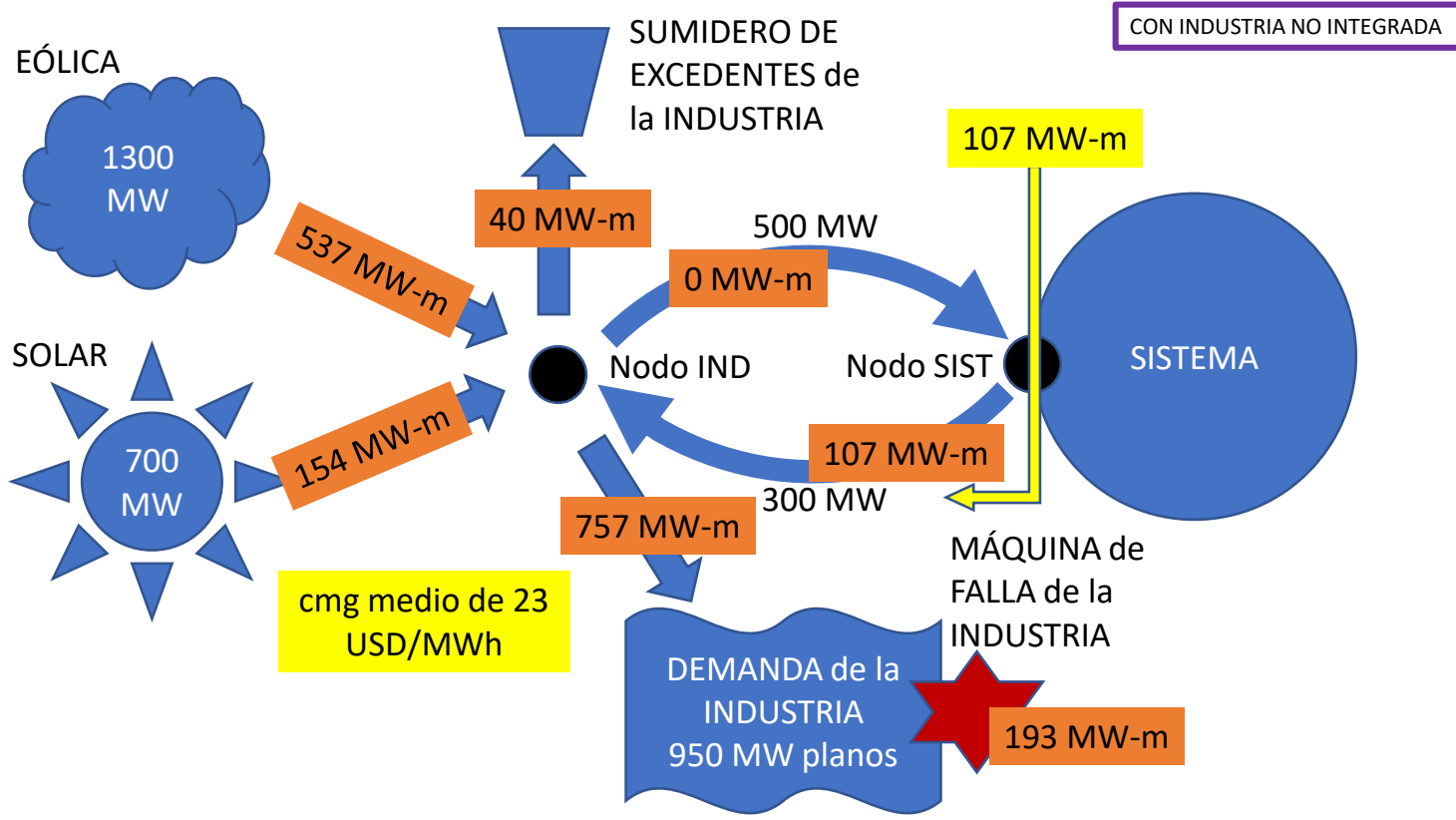


Falla IND de 20 % de la Demanda IND

Balance ANUAL con Falla IND a 40 USD/MWh



Balance ANUAL con Falla IND a 40 USD/MWh



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

