

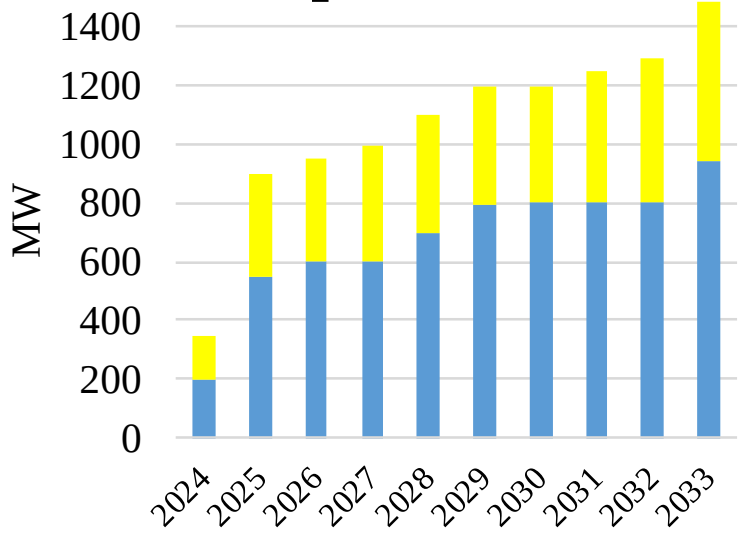
Costos de Arrepentimiento

Propuesta Metodológica para Planificar la Expansión de la Generación Decenal de Uruguay



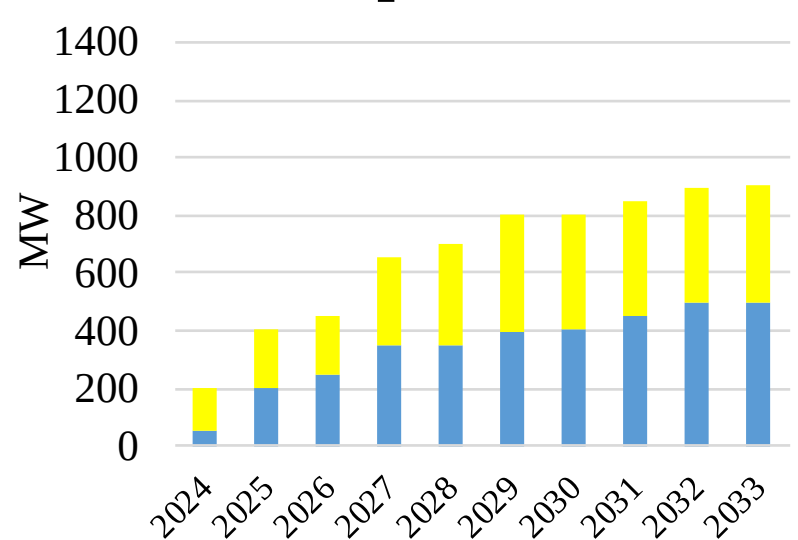
<https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2022/CC22a/>
<https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2022/CC22/>

Expansión A



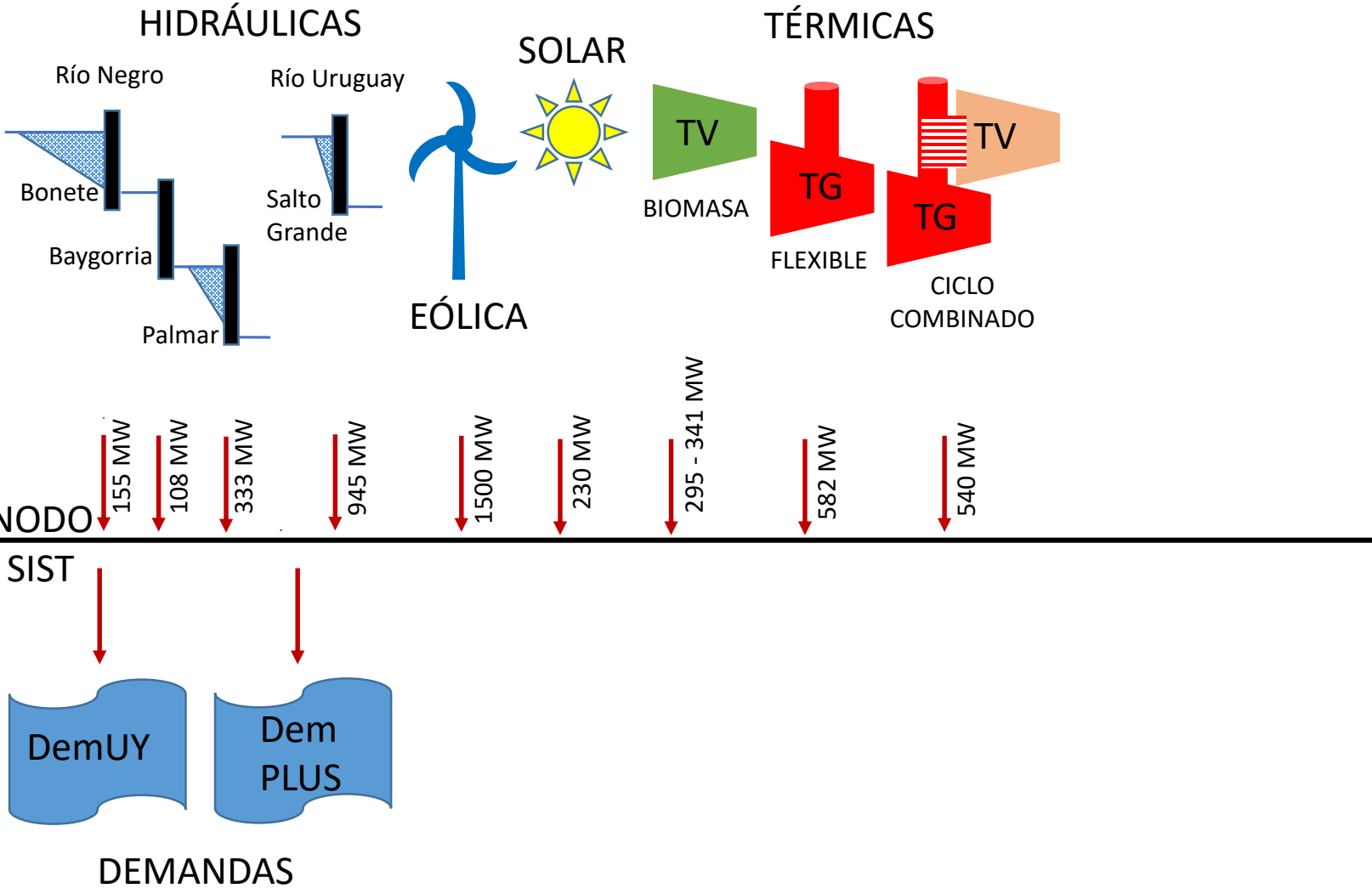
MW Eólica MW Solar

Expansión B

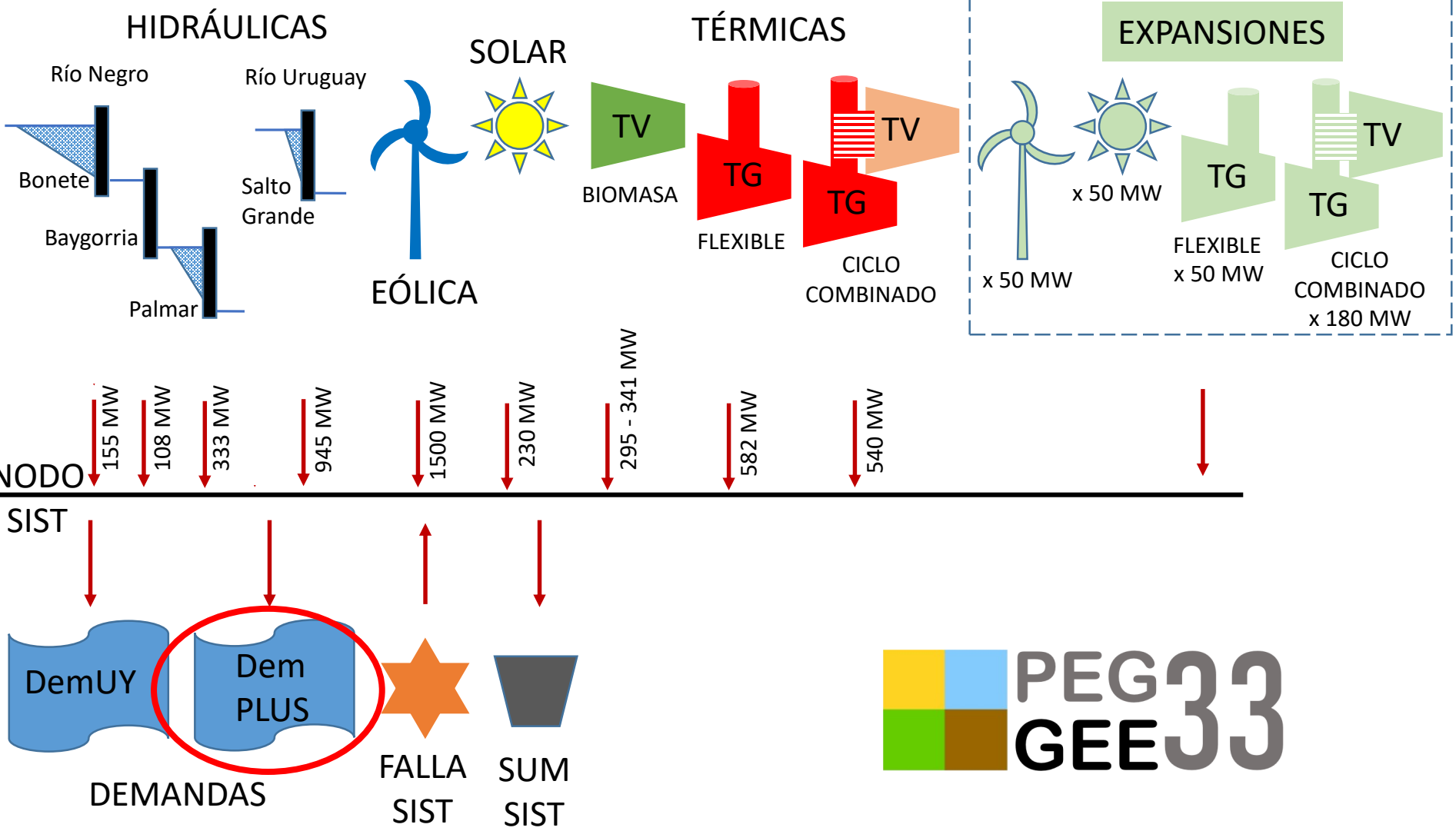


MW Eólica MW Solar

Sistema Eléctrico de Uruguay

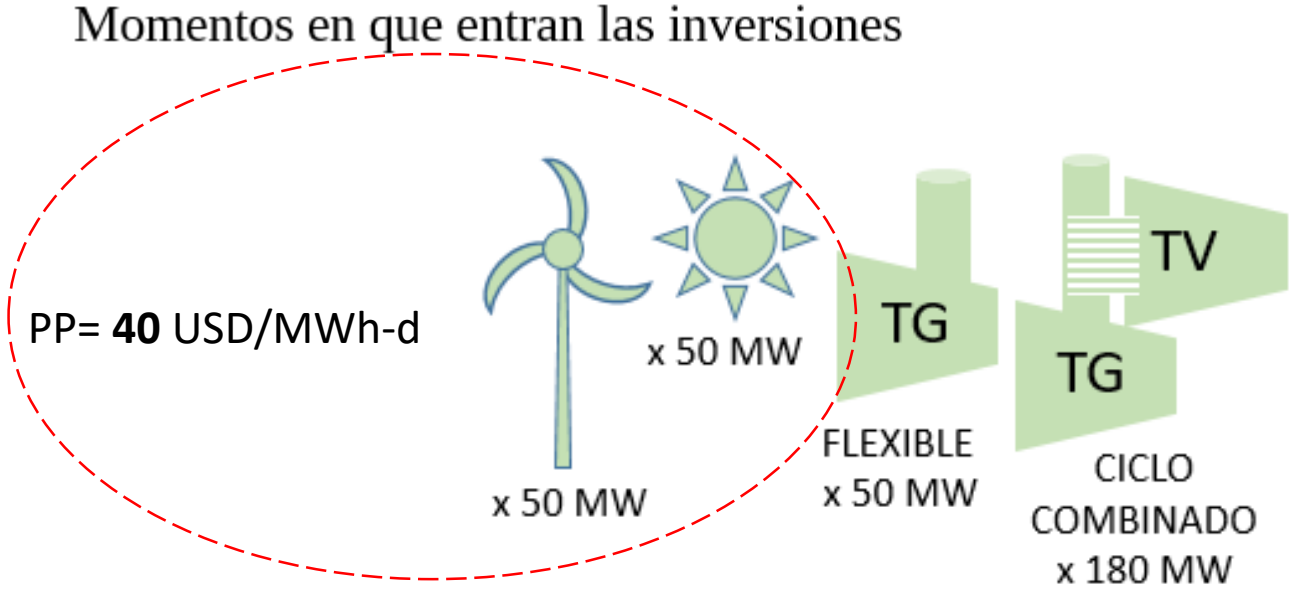
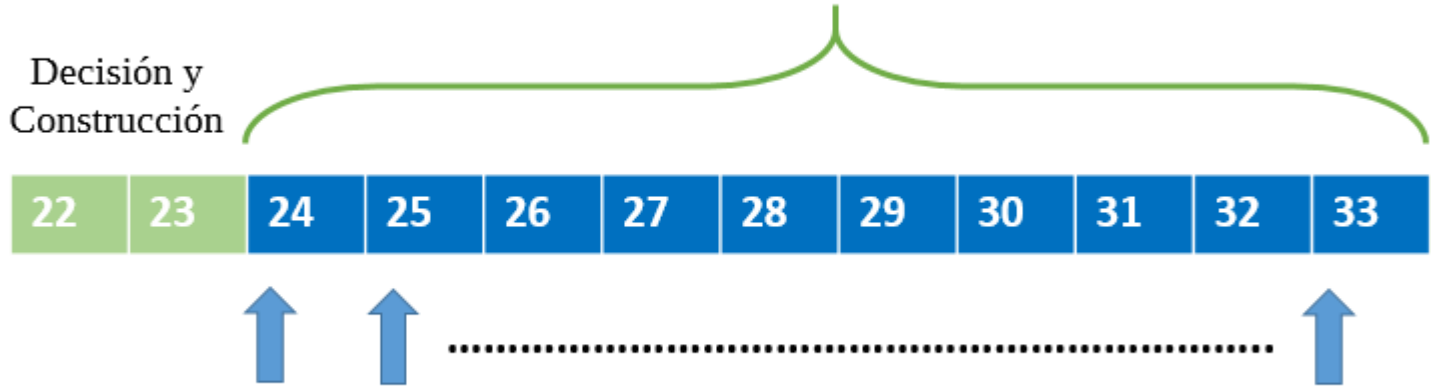


PEG33: Expansión Eólica, Solar y Térmica



PEG33: Expansión Eólica, Solar y Térmica

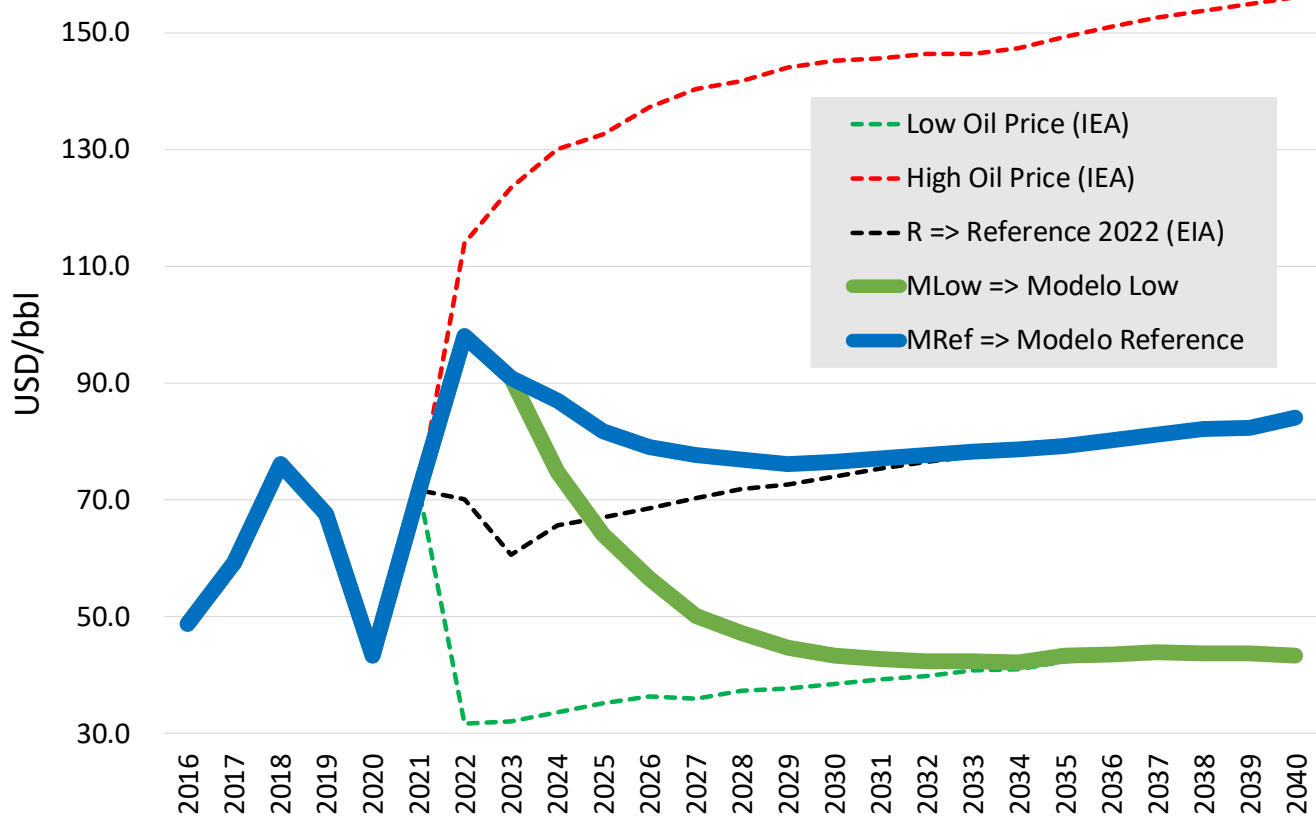
Decenal de la PEG con OddFace



Criterios para la Expansión

- Expansión Soberana que garantiza el abastecimiento aun con fronteras cerradas.
- Optimización utilizando herramienta OddFace con Sala de paso Semanal.
- Eólica y Solar
 - PP de 40 USD/MWh-d
 - Sin tendencia a la baja
 - Factores de planta de 40 y 21 % respectivamente.
- 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
- Costos variables de las térmicas 100 % indexados con un modelo tendencial a los valores de “Reference” EIA: 78 USD/bbl@2033.
- Energía de Sumidero (Excedentes) con valorización nula.

Modelado del WTI

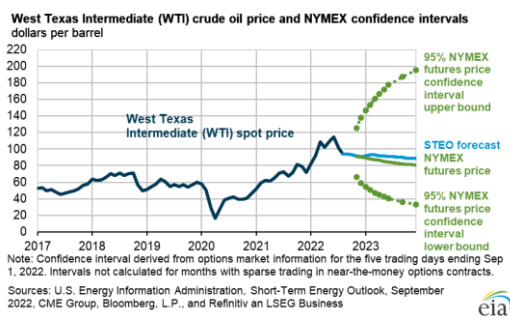
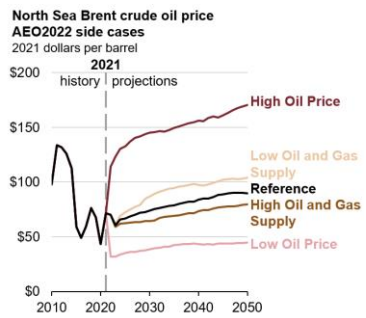


Año	Low Oil Price (IEA)	High Oil Price (IEA)	R => Reference 2022 (EIA)	MRef => Modelo Reference	MLow => Modelo Low
2010	97.8	97.8	97.8		
2011	133.9	133.9	133.9		
2012	131.8	131.8	131.8		
2013	125.9	125.9	125.9		
2014	112.6	112.6	112.6		
2015	59.0	59.0	59.0		
2016	48.9	48.9	48.9	48.9	48.9
2017	59.3	59.3	59.3	59.3	59.3
2018	76.2	76.2	76.2	76.2	76.2
2019	67.7	67.7	67.7	67.7	67.7
2020	43.3	43.3	43.3	43.3	43.3
2021	71.6	71.6	71.6	71.6	71.6
2022	31.8	114.0	70.2	98.1	98.1
2023	32.0	123.4	60.6	90.9	90.9
2024	33.7	130.1	65.7	86.9	74.9
2025	35.3	132.6	67.0	81.8	64.1
2026	36.4	137.2	68.6	79.0	56.5
2027	36.0	140.4	70.3	77.6	50.1
2028	37.3	141.6	71.8	76.9	47.2
2029	37.7	143.9	72.6	76.1	44.7
2030	38.5	145.1	73.9	76.4	43.3
2031	39.3	145.6	75.4	77.2	42.7
2032	39.9	146.4	76.5	77.8	42.3
2033	40.8	146.4	77.4	78.3	42.5
2034	41.0	147.4	78.1	78.7	42.2
2035	42.5	149.3	78.8	79.2	43.3
2036	42.9	151.0	79.9	80.2	43.5
2037	43.5	152.5	80.9	81.1	43.9
2038	43.5	153.8	81.9	82.0	43.7
2039	43.6	154.9	82.2	82.3	43.8
2040	43.2	156.1	83.9	84.0	43.3

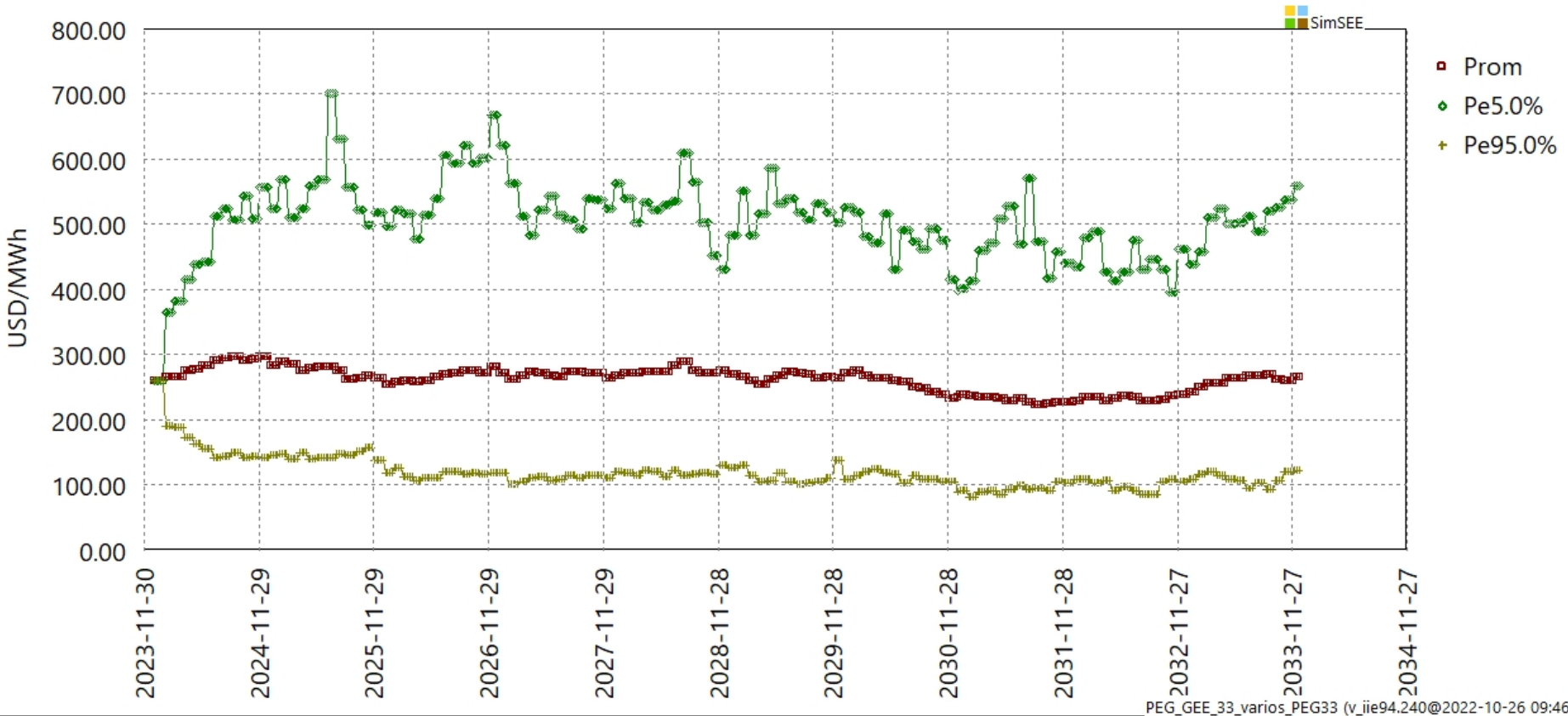
Modelo de ajuste a partir del año 2023:

$$M(i+1) = R(i) + 0.7 \times [M(i) - R(i)]$$

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

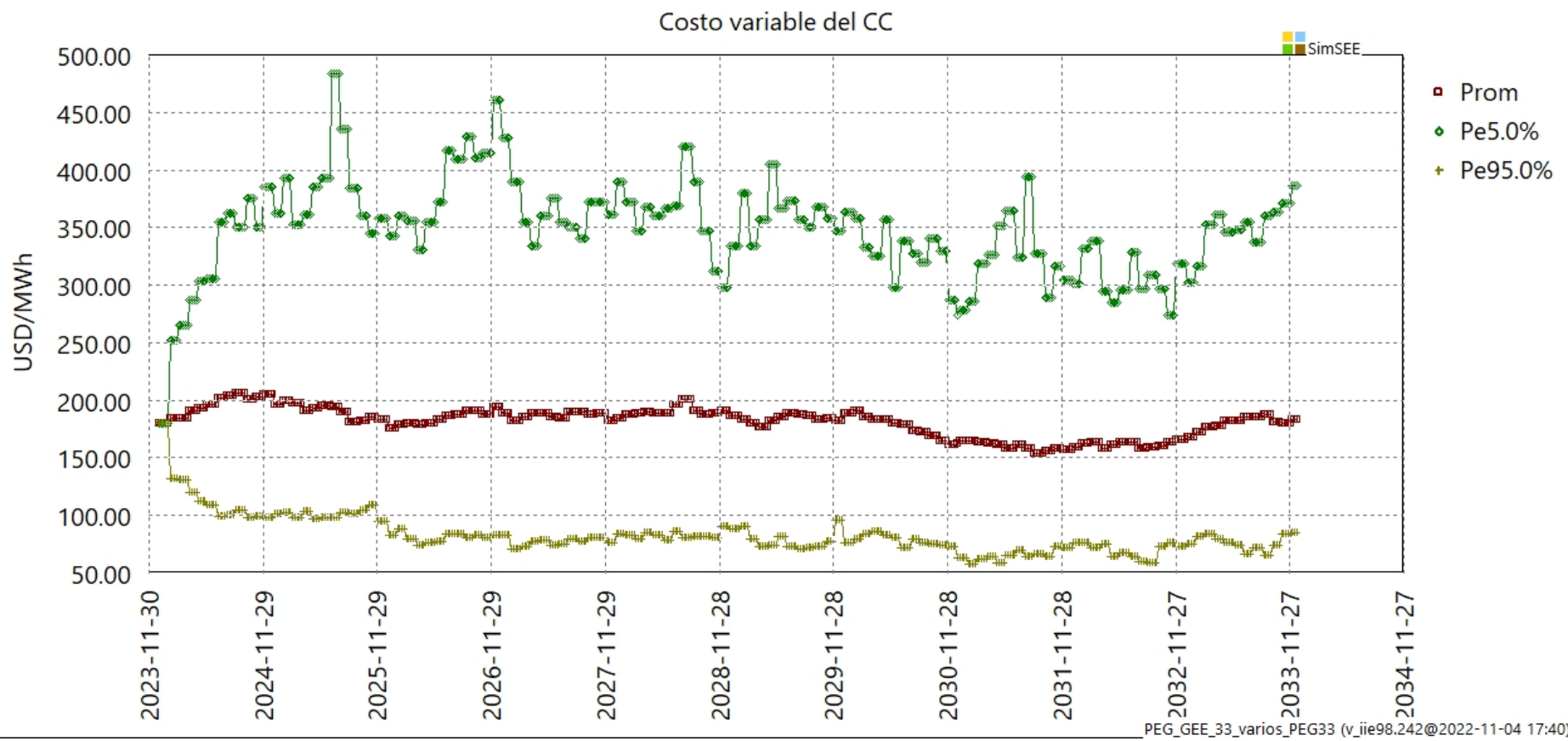


Costo variable de las TGs



PEG_GEE_33_varios_PEG33 (v_ii94.240@2022-10-26 09:46)

Costo variable del CC



Análisis de Riesgos

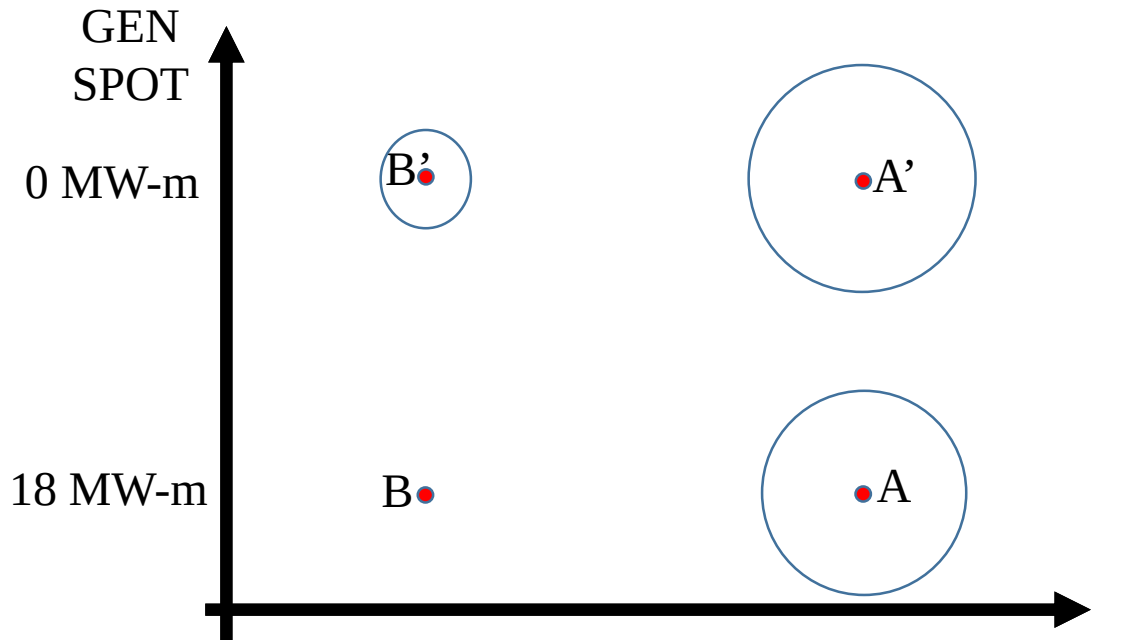
- Hipótesis y Escenarios a analizar
 - **Ventas Spot de UPM2**
 - El contrato de UPM2 establece un compromiso de compra por parte de UTE de hasta 1 TWh anual (114 MW-m).
 - ADME prevé para el 2024/2025/2026 que UPM2 genere para el Sistema 132/157/173 MW-m. Los 18/43/59 MW-m por arriba del contrato se comercializarán al precio Spot.
 - **Demanda Adicional**
 - ADME contempla para el año 2024 una demanda adicional de 100 MW-m. La demanda estructural del año 2024 es de 1.383 MW-m.



Administración del Mercado Eléctrico

Programación Estacional Noviembre 2022 - Abril 2023
https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1449/PES_Noviembre22_Vcorreg..pdf

Probabilidad de Escenarios



Probabilidad de que UPM2 entregue los 118 MW-m Spot en el año 2024

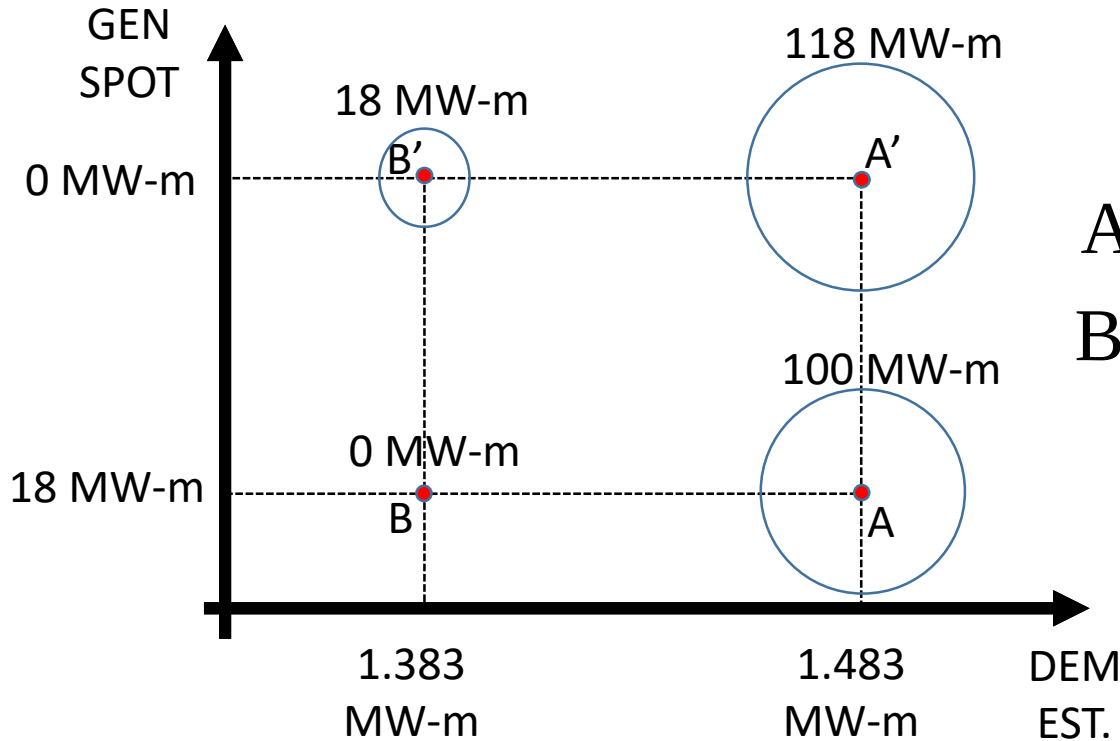
EJ: v = 90 %

Las AREAS de los círculos representa la ENERGÍA NETA adicional respecto al escenario de mínima demanda NETA (B)

Probabilidad de que no se tengan los 100 MW-m de demanda adicional en el año 2024

EJ: h = 50 %

Escenarios Antagónicos Analizados

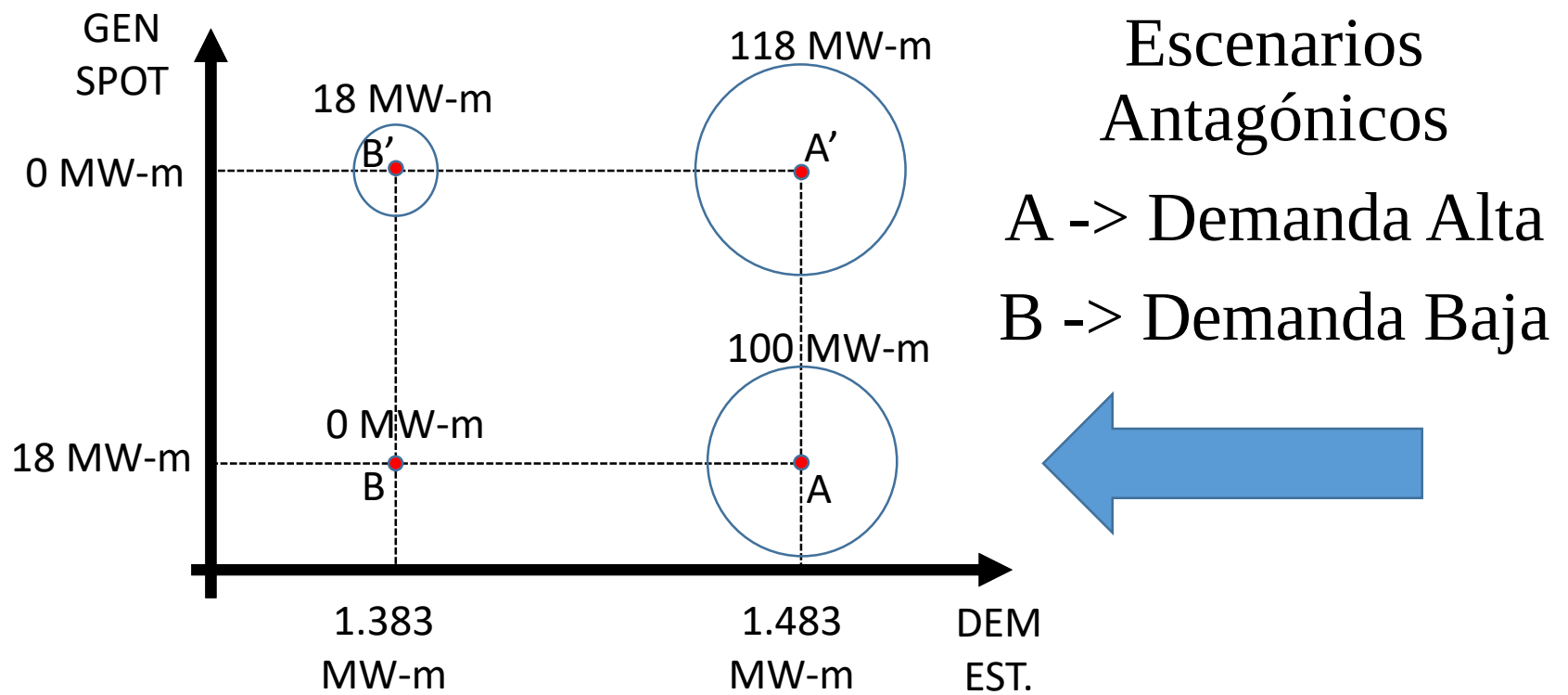


Escenarios Antagónicos
 A -> Demanda Alta
 B -> Demanda Baja

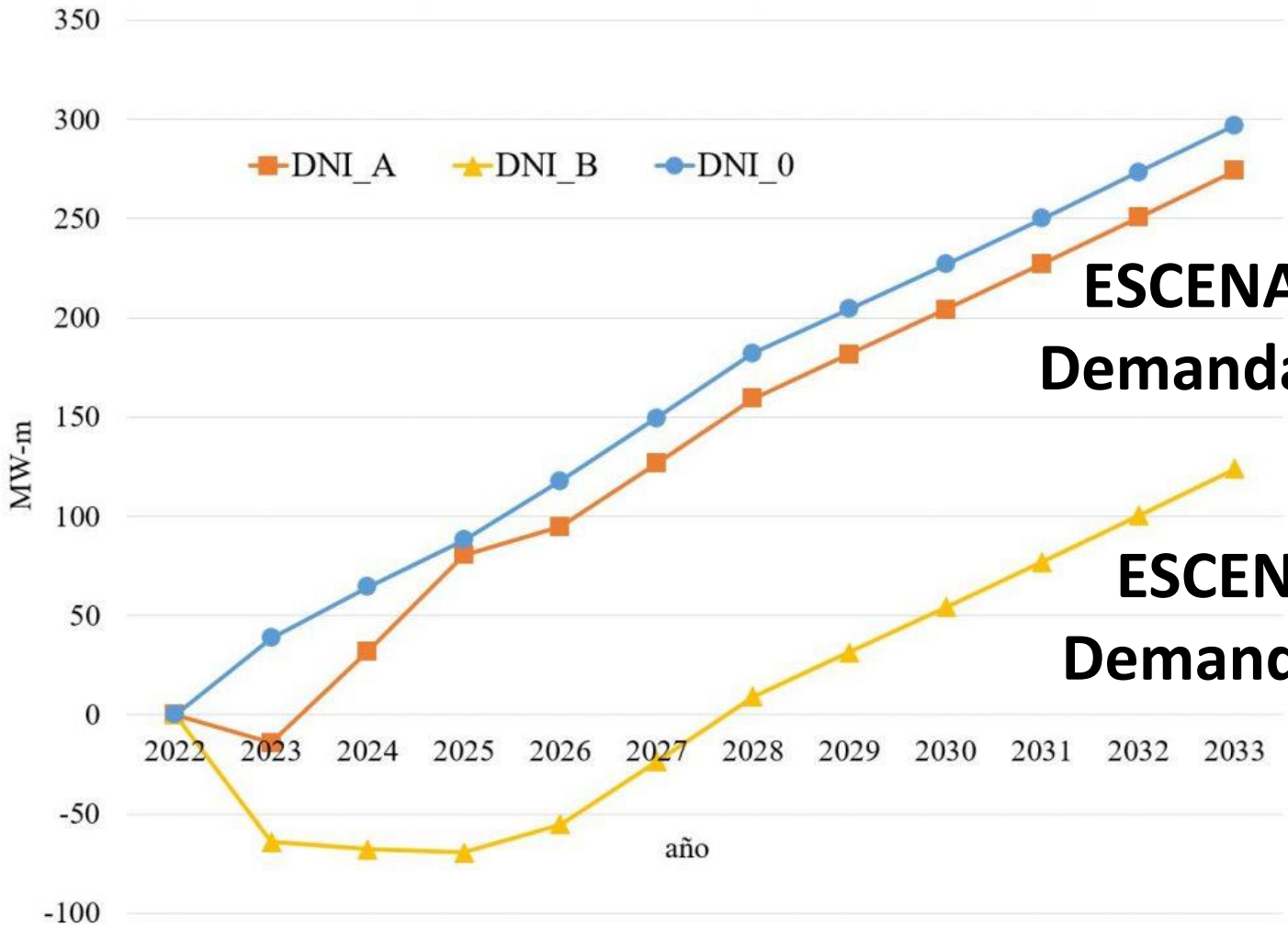


Las AREAS de los círculos representa la ENERGÍA NETA adicional respecto al escenario de mínima demanda NETA (B)

Escenarios Antagónicos Analizados



Demanda Neta Incremental@2022

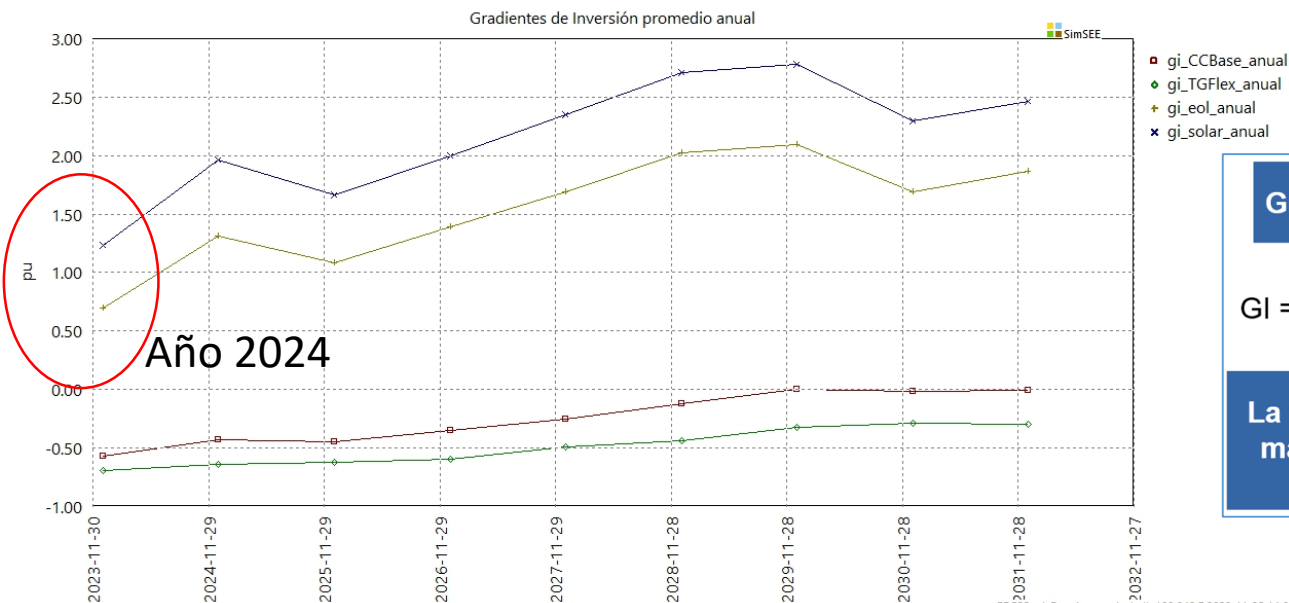


ESCENARIO A
Demanda ALTA

ESCENARIO B
Demanda BAJA

Gradientes de Inversión de los escenarios Base

ESCENARIO A
Demanda ALTA

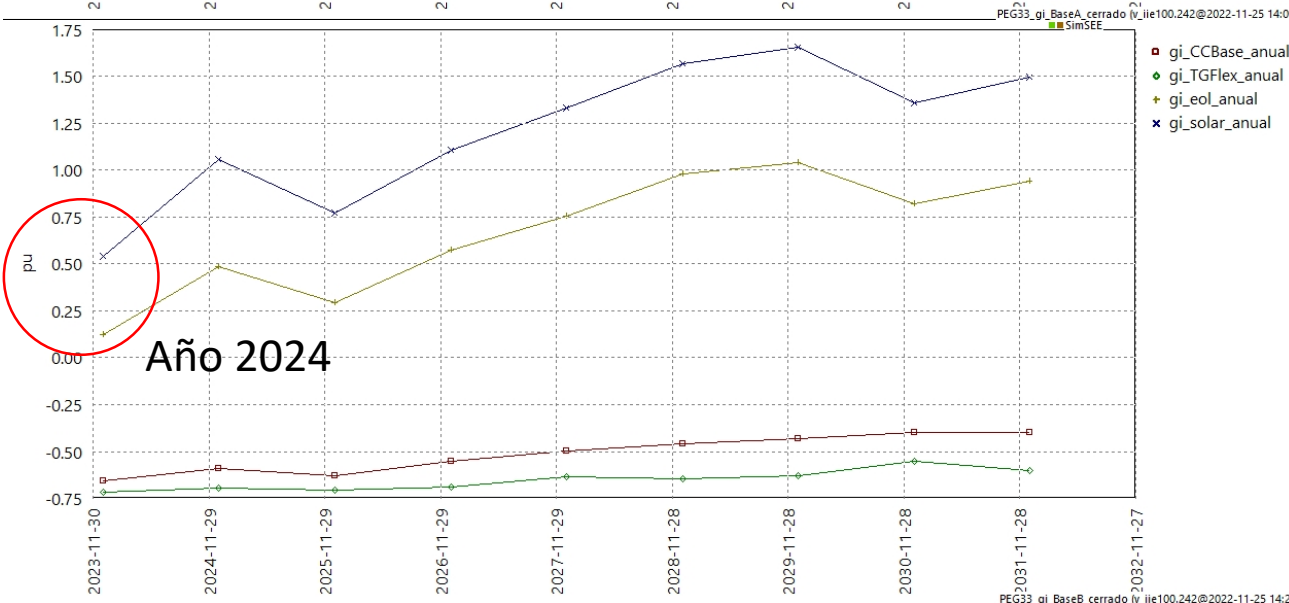


Gradiente de Inversión

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

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

ESCENARIO B
Demanda BAJA



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 OddFace

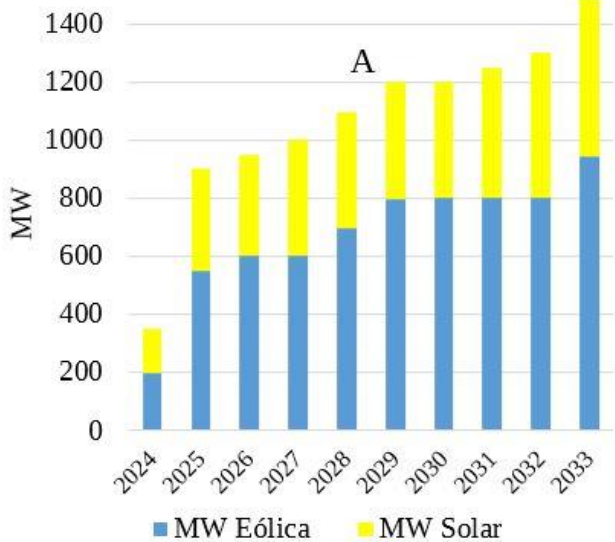


Momentos en que entran las inversiones

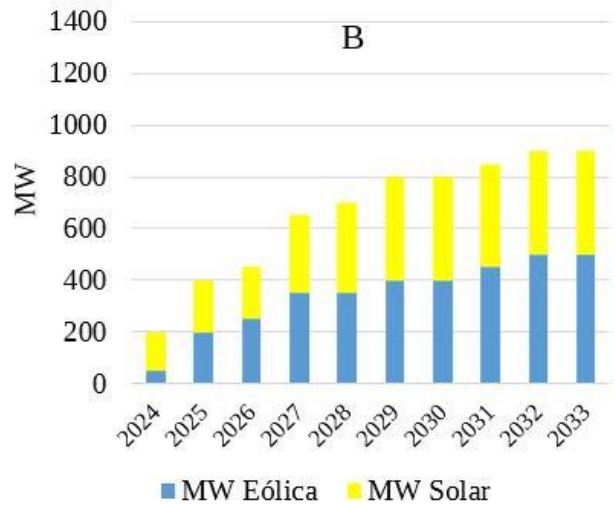
Guarda de Optimización

Con Demanda 2033..2037 cte.
Con “Sumar Pagos en CF”

Resultado del OddFace: PEG33 A y B



Año	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC
2024	200	150	112
2025	250	150	132
2026	350	200	182
2027	350	250	193
2028	399	299	222
2029	449	300	243
2030	450	300	243
2031	450	300	243
2032	450	398	264
2033	447	400	263

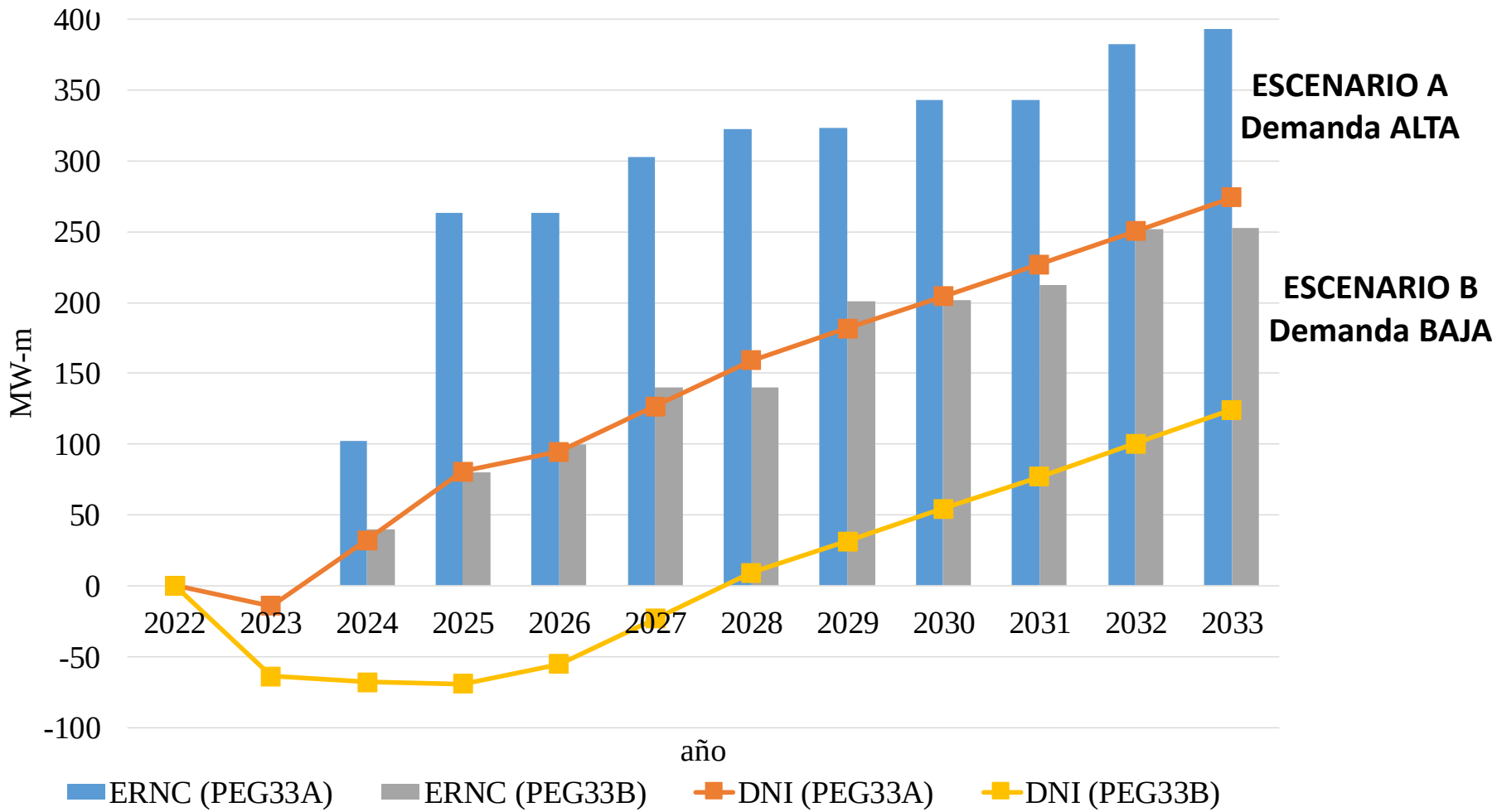


Año	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC
2024	50	150	52
2025	200	200	122
2026	250	200	142
2027	350	300	203
2028	350	349	213
2029	399	399	243
2030	400	400	244
2031	450	400	264
2032	499	400	284
2033	500	400	284

ESCENARIO A
Demanda ALTA

ESCENARIO B
Demanda BAJA

Expansiones vs. Demanda Neta Incremental@2022

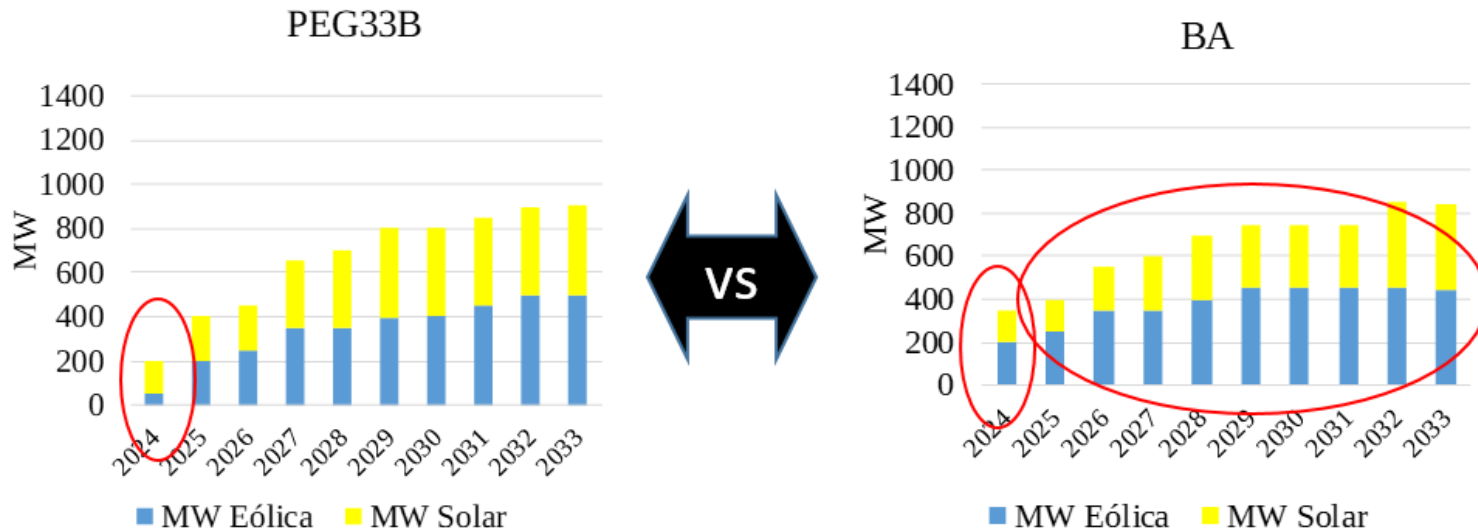


Metodología de Cálculo de las Penalidades por ocurrencia de Escenarios Antagónicos

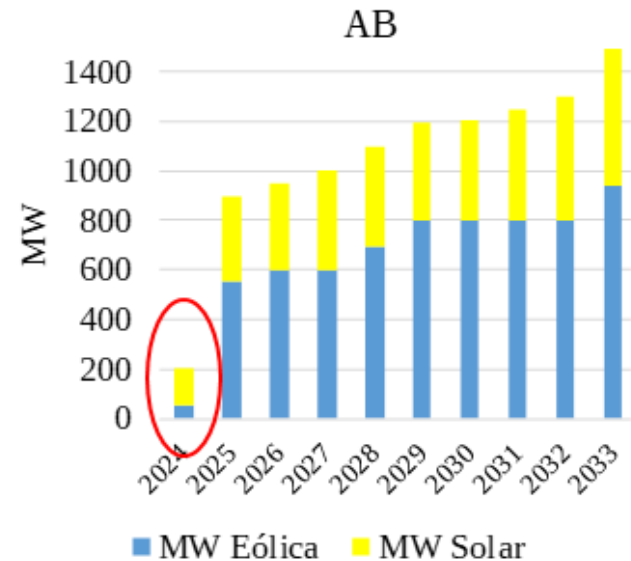
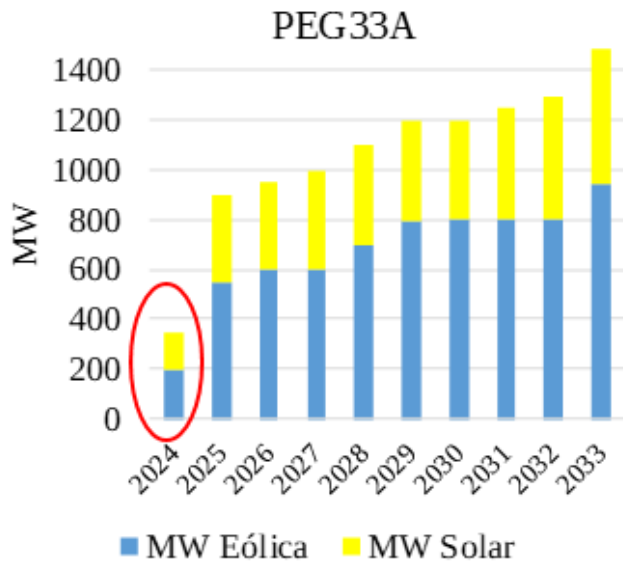
- Ya sea que SOBRE o FALTE energía en el año 2024, se asume que se reajusta la expansión a partir del año 2025.
- Penalidades por SOBANTES (se da para Demanda Baja)
 - Se Planifica y Ejecuta A pero ocurre B (BA vs. B)
 - Al instalarse en el 2024 una determinada cantidad de Eólica y Solar resultante del escenario de ALTA, muy probablemente quede sesgada la proporción de Eólica y Solar y se deba recalcular la Expansión óptima para el nuevo escenario BA.
 - La situación de existencia de SOBANTES se mantiene hasta que lo instalado en el 2024 sea superado por lo que indica la nueva Expansión óptima BA.
- Penalidades por FALTANTES (se da para Demanda Alta)
 - Se Planifica y Ejecuta B pero ocurre A (AB vs. A)
 - Para el año 2025 se instala lo que indica la Planificación para el escenario B. Muy probablemente se podrá cumplir con las cuotas de Eólica y Solar. En su defecto, se deberá recalcular la Expansión.

Metodología de Cálculo

- Ya sea que **SOBRE** o **FALTE** energía en el año 2024, se asume que se reajusta la expansión a partir del año 2025.
- Penalidades por **SOBRANTES (se da para Demanda Baja)**
 - Se Planifica y Ejecuta A pero ocurre B (BA vs. B)



- Penalidades por **FALTANTES** (se da para **Demanda Alta**)
 - Se Planifica y Ejecuta B pero ocurre A (AB vs. A)



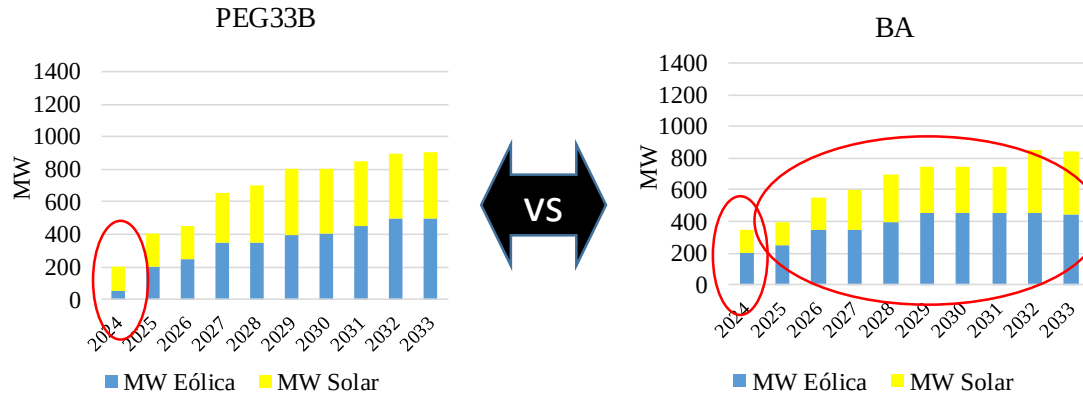
Aspectos considerados por el SimSEE en el VE de Costo Futuro

Análisis específico asociado al caso en estudio y la sala SimSEE particular

- Que **CAMBIAN** respecto a los Escenarios que se comparan
 - Pagos de PP de Eólica y Solar de Expansión
 - Venta Excedentes @ 12 USD/MWh (PEG con 0 USD/MWh)
 - Costos Variables de Térmicas
 - Costos de Falla
- Que **NO CAMBIAN** respecto a los escenarios que se comparan
 - Pagos de PP de Hidros, Térmicas, Eólica y Solar al 2023
 - Pagos por energía a Biomosas Autodespachadas
 - Demanda Estructural y Adicional

Penalizaciones por SOBRENTE

Escenario de BAJA Demanda

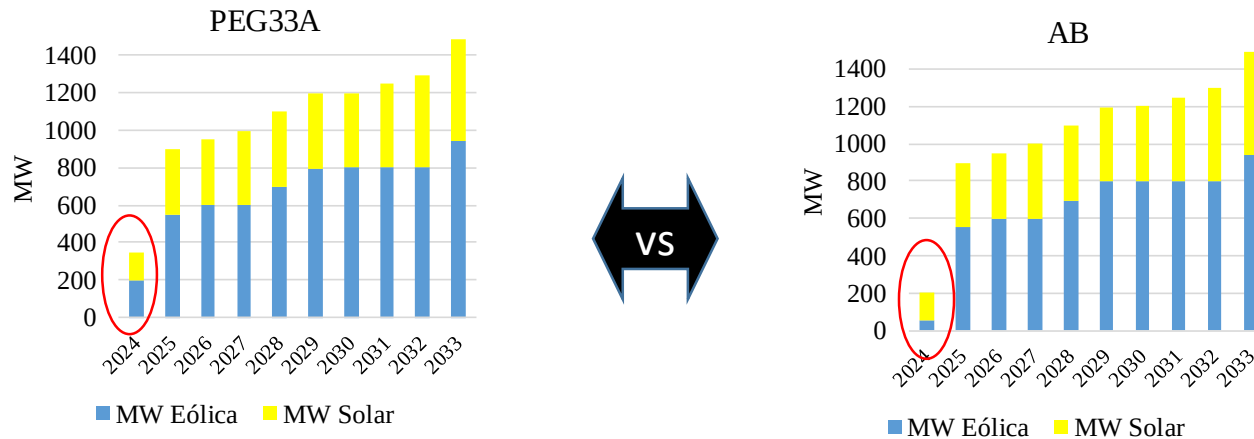


- Adelanto de PP (APP) -> Empeora
 - Una vez hecha la instalación, se mantiene el mismo PP, por lo que se pierde el diferencial asociado a una reducción de costos de la tecnología.
- Pagos Spot (PST) -> Mejora
 - Al existir sobranes, el costo marginal baja y se paga menos por las compras al Spot.
- Primas de Riesgo (PR) -> Mejora
 - Un sistema sobrequipado con ERNC tiene menores RIESGOS ante las vulnerabilidades principal (hidraulicidad y precio del combustible fósil), por lo que se reduce la Prima de Riesgo.
- VE de Costos Futuros (VECF)
 - Pagos de PP de Eólica y Solar de Expansión (PP) -> Empeora
 - Venta Excedentes (VE) -> Mejora
 - Costos Variables de Térmicas (CV) -> Mejora
 - Costos de Falla (CF) -> Mejora

Para el cálculo de las **Primas de Riesgo** se toma como referencia el costo de la prima de riesgo que pagara UTE en el año 2012 al Banco Mundial [8] antes de cambiar la matriz de generación de Uruguay. En aquel caso se pagaron 35 MUSD para cubrirse de un riesgo de 450 MUSD lo que resulta una prima de riesgo de 8%. En este trabajo se calcula el riesgo a cubrir como la diferencia entre el valor esperado condicionado de riesgo de 5% ($CVaR(5\%)$) y el valor esperado de riesgo con un 5% de excedencia ($Var(5\%)$). Si bien Uruguay ha dejado de pagar desde 2012 Primas de Riesgo explícitas, corresponde evaluar y considerar el costo en un estudio de CA ya que el mismo existe y en los hechos es asumido con espalda propia cuando la contingencia ocurre.

Penalizaciones por FALTANTE

Escenario de ALTA Demanda



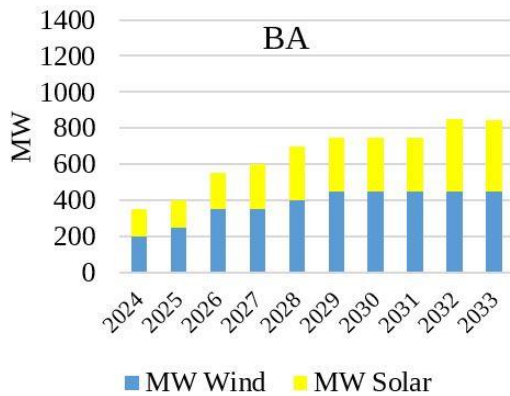
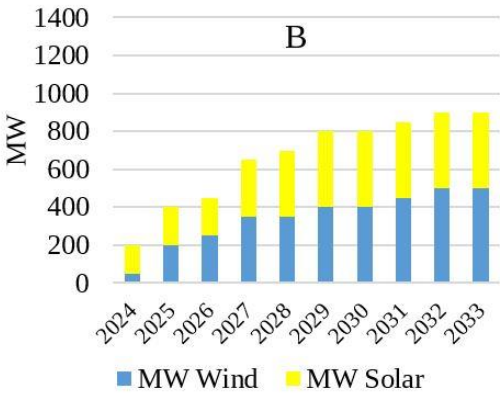
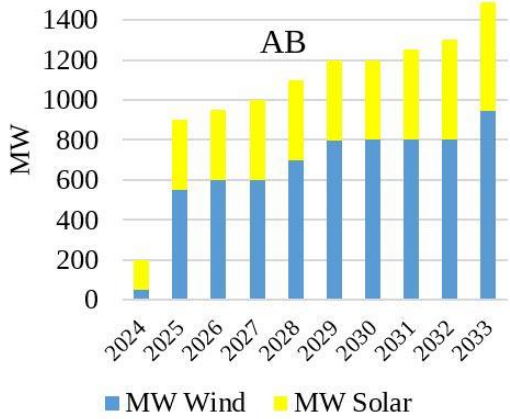
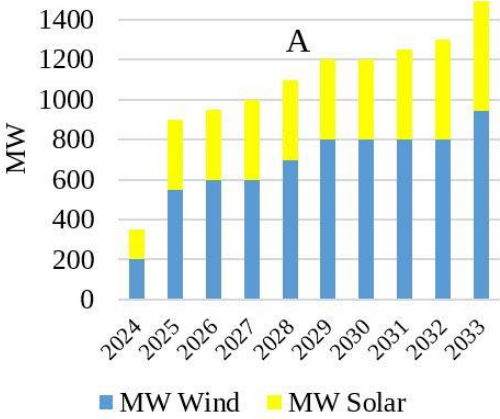
- Pagos Spot (PST) - > Empeora
 - Al existir faltantes, el costo marginal sube y se paga mas por las compras al Spot.
- Primas de Riesgo (PR) - > Empeora
 - Un sistema sub equipado con ERNC tiene mayores RIESGOS ante las vulnerabilidades principal (hidraulicidad y precio del combustible fósil), por lo que aumenta la Prima de Riesgo.
- VE de Costos Futuros (VECF)
 - Pagos de PP de Eólica y Solar de Expansión (PP) - > Mejora
 - Venta Excedentes (VE) - > Empeora
 - Costos Variables de Térmicas (CV) - Empeora
 - Costos de Falla (CF) - > Empeora

Penalidades y el Costo de Arrepentimiento

	SOBRANTE	FALTANTE
Adelanto de PP	empeora	-
Pagos Spot	mejora	empeora
Primas de Riesgo	mejora	empeora
Incluidos en el CFVE		
Pagos de PP	empeora	mejora
Ventas de Excedentes	mejora	empeora
Costo variable de Térmicas	mejora	empeora
Costos de Falla	mejora	empeora

mmmm...

Penalidades y el Costo de Arrepentimiento



← **FALTANTE (en 2024)**

	SOBRANTE	FALTANTE
Adelanto de PP	empeora	-
Pagos Spot	mejora	empeora
Primas de Riesgo	mejora	empeora
Incluidos en el CFVE		
Pagos de PP	empeora	mejora
Ventas de Excedentes	mejora	empeora
Costo variable de Térmicas	mejora	empeora
Costos de Falla	mejora	empeora

← **SOBRANTE (en 2024)**

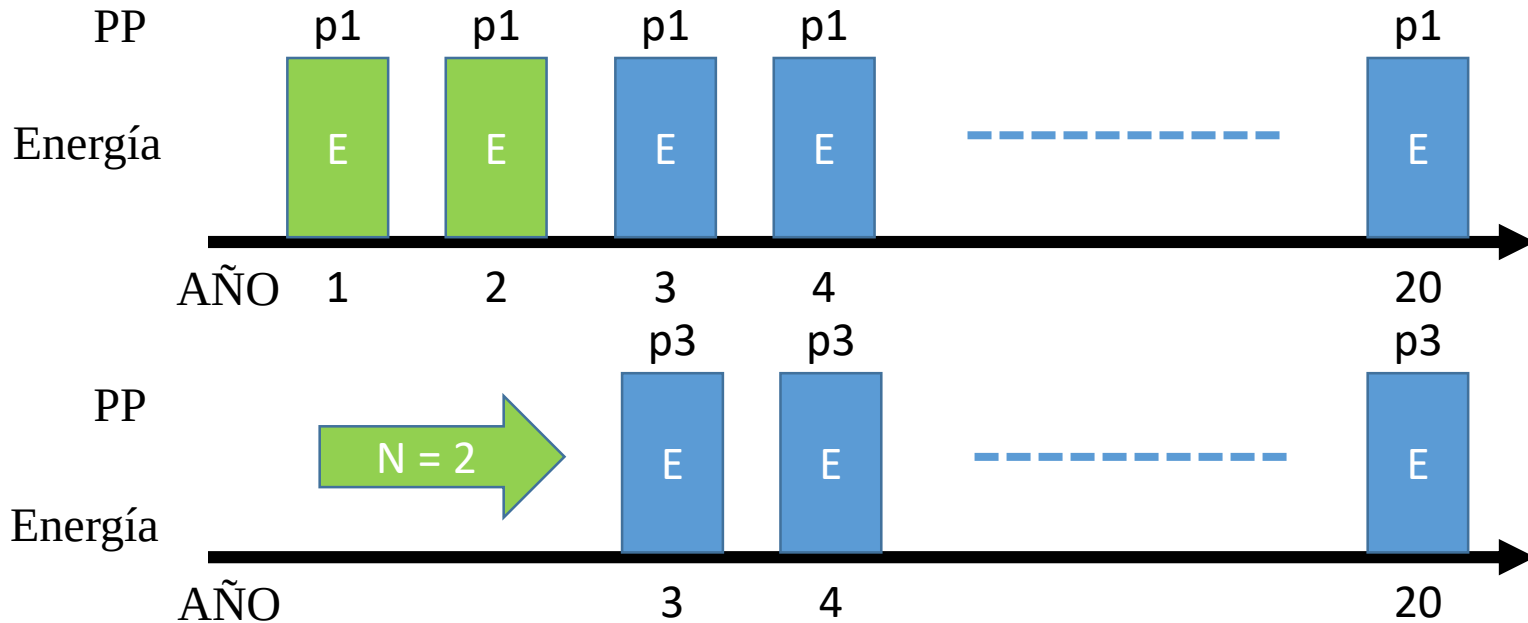
Cálculo de la Penalidad por Adelanto de PP

Tasa de descuento
a [pu]

sea $q_N = \sum_{i=N+1}^{20} \frac{1}{(1+a)^{i-1}}$

Tasa de depreciación de
la tecnología **d [pu]**

$p_{N+1} = \frac{p_1}{(1+d)^N}$



$$VA_1 = \sum_{i=N+1}^{20} \frac{E p_1}{(1+a)^{i-1}}$$

$$VA_{N+1} = \sum_{i=N+1}^{20} \frac{E p_{N+1}}{(1+a)^{i-1}}$$

sea $r_N = \frac{(1+d)^N - 1}{(1+d)^N}$

$$VA_1 - VA_N = \sum_{i=N+1}^{20} \frac{E (p_1 - p_{N+1})}{(1+a)^{i-1}} = MW_m \frac{365 \times 24}{10^6} \times p_1 \times r_N \times q_N$$

[MUSD] [MW-m] [USD/MWh]

Cálculo de la Penalidad por Adelanto de PP

PP@2022 de 40 USD/MWh

Año	N	p_{N+1}	q_N	r_N	MUSD/ MW-m
2024	0	40.0	9.36	0.00	-
2025	1	39.2	8.36	0.02	0.06
2026	2	38.4	7.46	0.04	0.10
2027	3	37.7	6.63	0.06	0.13
2028	4	37.0	5.88	0.08	0.16
2029	5	36.2	5.20	0.09	0.17
2030	6	35.5	4.57	0.11	0.18
2031	7	34.8	4.01	0.13	0.18
2032	8	34.1	3.50	0.15	0.18
2033	9	33.5	3.03	0.16	0.17
2034	10	32.8	2.61	0.18	0.16
2035	11	32.2	2.22	0.20	0.15
2036	12	31.5	1.87	0.21	0.14
2037	13	30.9	1.55	0.23	0.12
2038	14	30.3	1.26	0.24	0.11
2039	15	29.7	1.00	0.26	0.09
2040	16	29.1	0.76	0.27	0.07
2041	17	28.6	0.54	0.29	0.05
2042	18	28.0	0.34	0.30	0.04
2043	19	27.5	0.16	0.31	0.02

Tasa de descuento $a = 10\%$

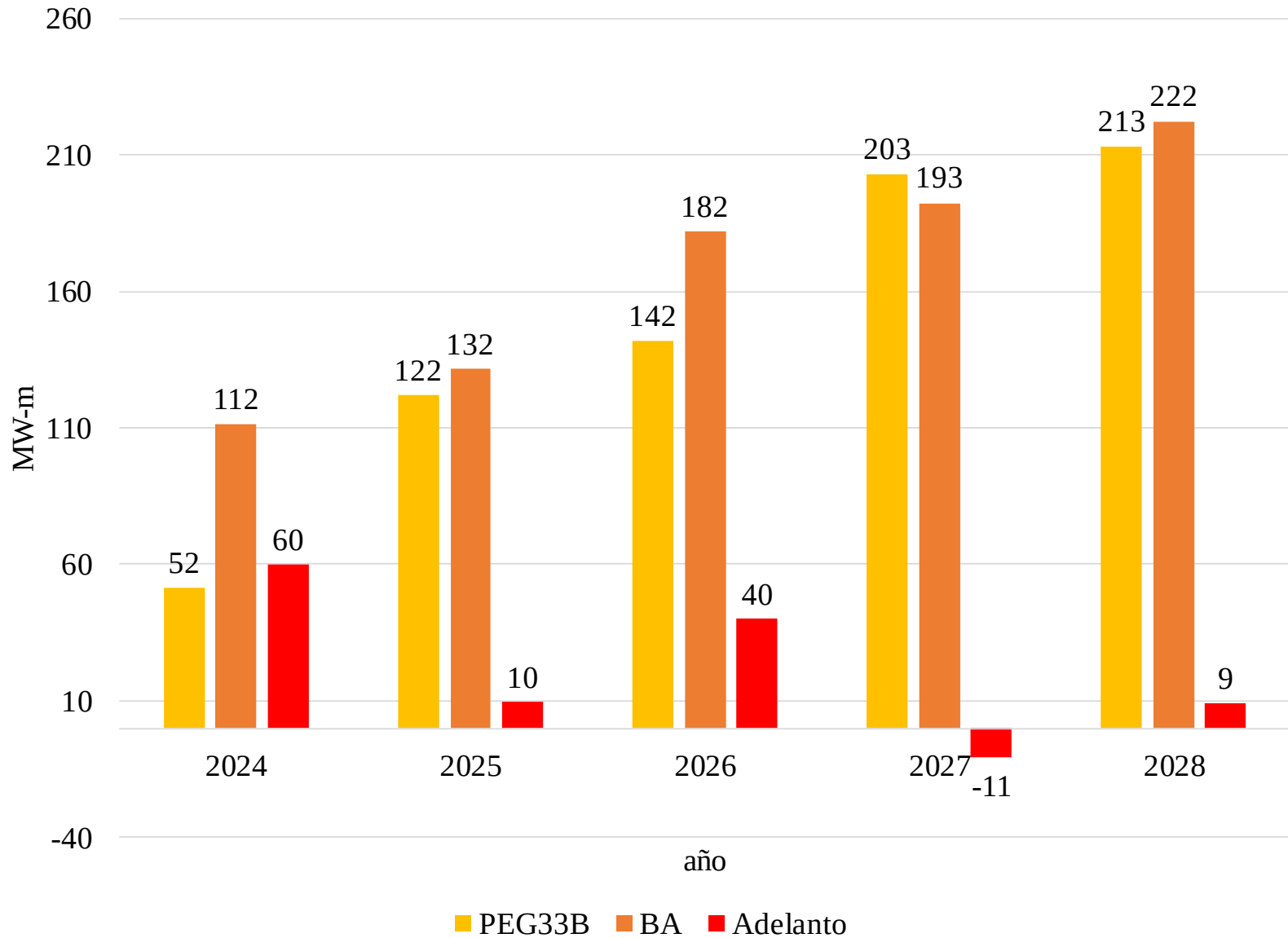
$$q_N = \sum_{i=N+1}^{20} \frac{1}{(1+a)^{i-1}}$$

Tasa de depreciación de la tecnología $d = 2\%$

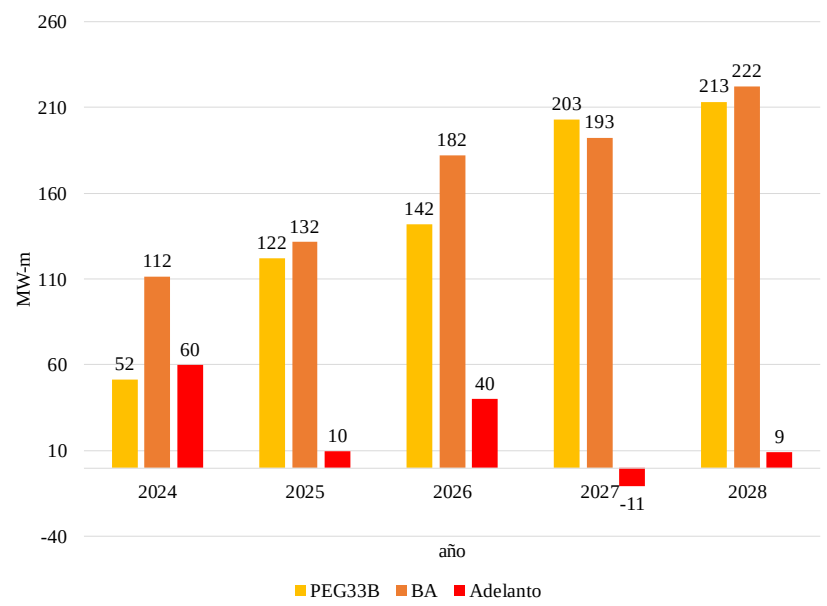
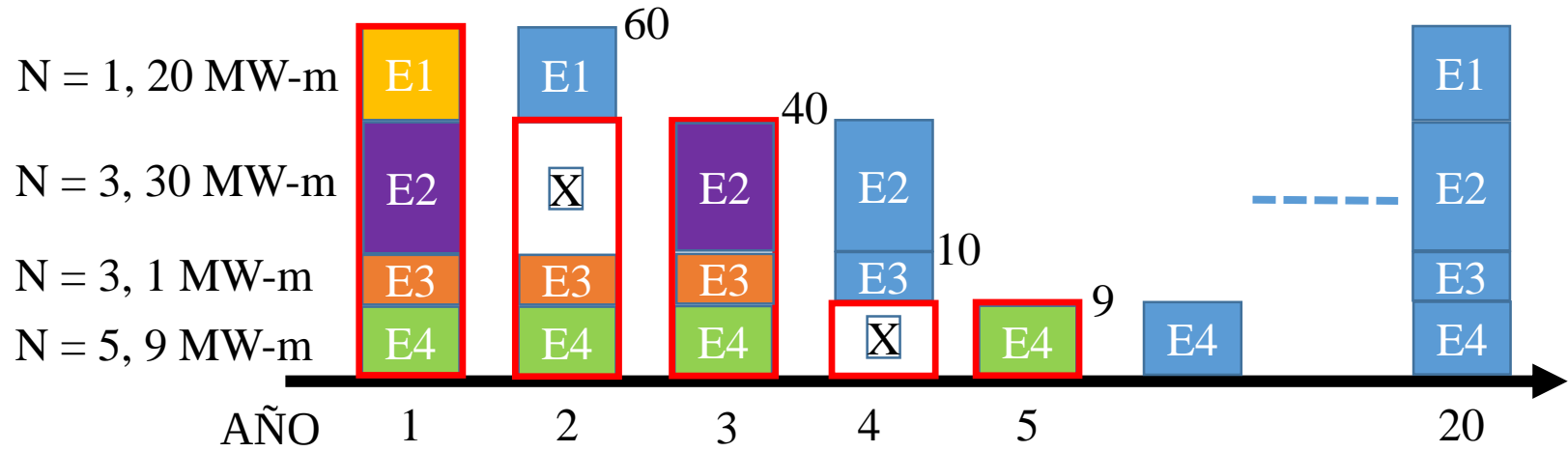
$$r_N = \frac{(1+d)^N - 1}{(1+d)^N}$$

$$MUSD/MWm = \frac{365 \times 24}{10^6} \times p_1 \times r_N \times q_N$$

Adelanto de PP PEG33B y BA



Cálculo de la Penalidad por Adelanto de PP



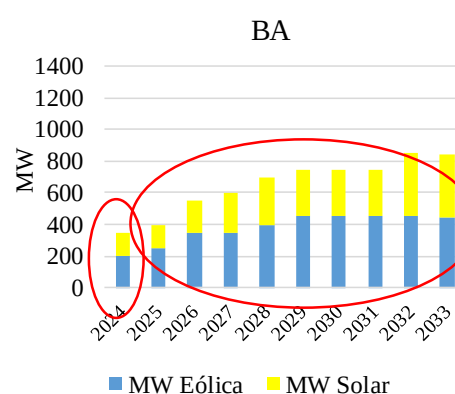
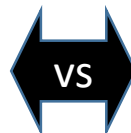
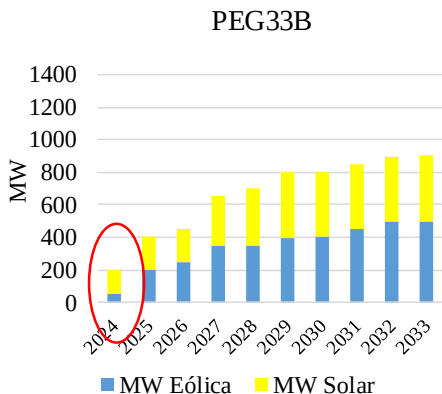
E	MW-m	N	MUSD/ MW-m	MUSD
1	20	1	0.06	1.1
2	30	3	0.13	4.0
3	1	3	0.13	0.1
4	9	5	0.17	1.5
				6.8

Criterio Conservador

Penalizaciones por SOBRENTE

Escenario de BAJA Demanda

Año	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC
2024	50	150	52
2025	200	200	122
2026	250	200	142
2027	350	300	203
2028	350	349	213
2029	399	399	243
2030	400	400	244
2031	450	400	264
2032	499	400	284
2033	500	400	284



Año	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC
2024	200	150	112
2025	250	150	132
2026	350	200	182
2027	350	250	193
2028	399	299	222
2029	449	300	243
2030	450	300	243
2031	450	300	243
2032	450	398	264
2033	447	400	263

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

@ 18 MW-m	Pagos Spot año 2024		
	PEG33B	BA	Diferencia
USD/MWh	54.1	45.1	-9.0
MUSD	8.6	7.2	-1.4

@ 43 MW-m	Pagos Spot año 2025		
	PEG33B	BA	Diferencia
USD/MWh	57.3	54.8	-2.5
MUSD	21.7	20.7	-0.9

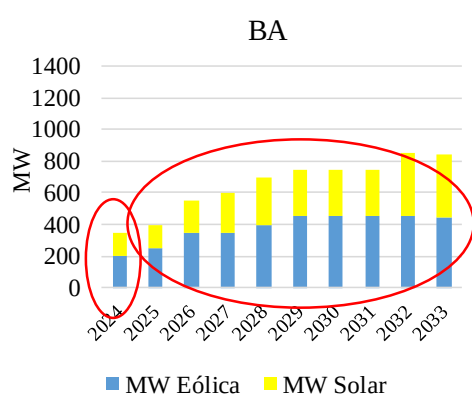
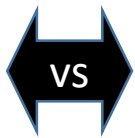
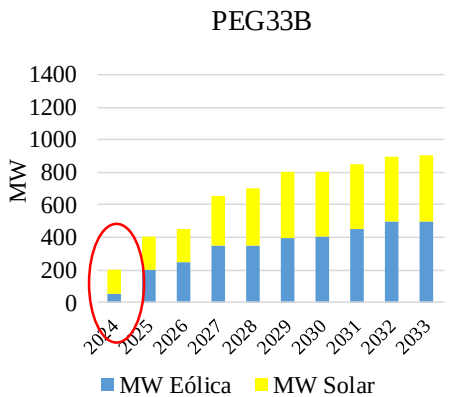
@ 59 MW-m	Pagos Spot año 2026		
	PEG33B	BA	Diferencia
USD/MWh	50.0	45.0	-5.0
MUSD	25.7	23.1	-2.6

CPD anual	Prima de Riesgo años 2024 a2026		
	PEG33B	BA	Diferencia
VaR(5%) [MUSD]	2579	2525	-54
CVaR(5%) [MUSD]	2739	2690	-49
CVaR-VaR [MUSD]	160	165	5
Prima de R [MUSD]	12.5	12.8	0.4

Penalizaciones por SOBRENTE: Detalle 2024

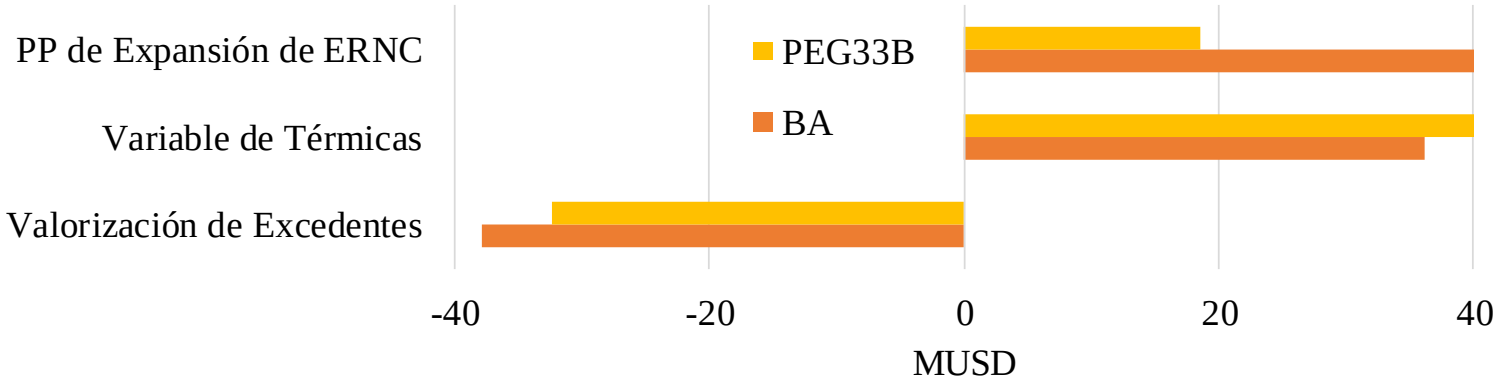
Escenario de BAJA Demanda

Año	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC
2024	50	150	52
2025	200	200	122
2026	250	200	142
2027	350	300	203
2028	350	349	213
2029	399	399	243
2030	400	400	244
2031	450	400	264
2032	499	400	284
2033	500	400	284



Año	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC
2024	200	150	112
2025	250	150	132
2026	350	200	182
2027	350	250	193
2028	399	299	222
2029	449	300	243
2030	450	300	243
2031	450	300	243
2032	450	398	264
2033	447	400	263

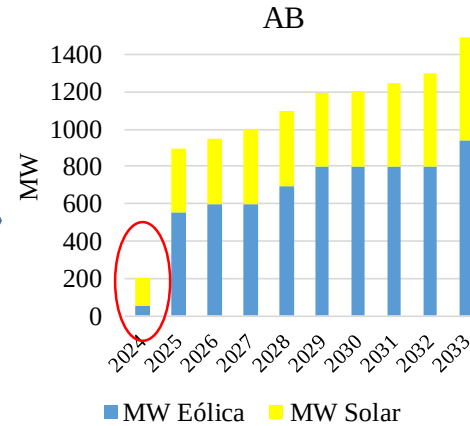
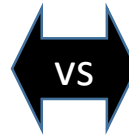
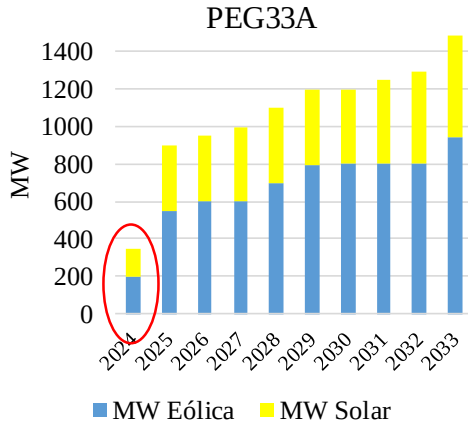
	MUSD año 2024		
	PEG33B	BA	Diferencia
Valorización de Excedentes	-32	-38	-5
Variable de Térmicas	50	36	-13
PP de Expansión de ERNC	19	40	22
	36	38	3



Penalizaciones por FALTANTE

Escenario de ALTA Demanda

Año	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC
2024	200	150	112
2025	550	350	294
2026	600	350	314
2027	600	400	324
2028	698	400	363
2029	798	400	403
2030	800	400	404
2031	800	450	415
2032	800	499	425
2033	944	545	492



Año	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC
2024	50	150	52
2025	550	350	294
2026	600	350	314
2027	600	400	324
2028	698	400	363
2029	798	400	403
2030	800	400	404
2031	800	450	415
2032	800	499	425
2033	944	545	492

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

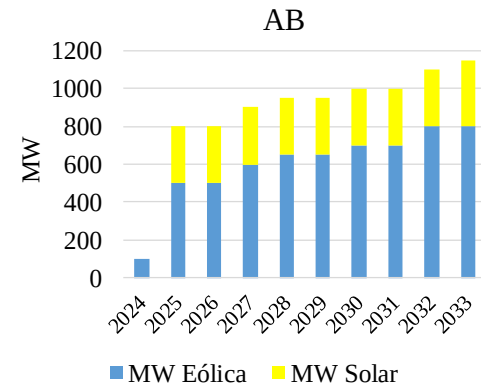
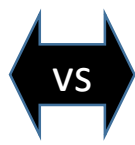
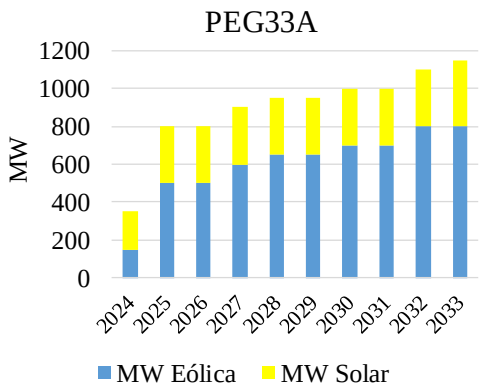
CPD anual	Prima de Riesgo año 2024		Diferencia
	PEG33A	AB	
VaR(5%) [MUSD]	1052	1089	37
CVaR(5%) [MUSD]	1187	1240	53
CVaR-VaR [MUSD]	136	151	16
Prima de R [MUSD]	10.6	11.8	1.2

@ 18 MW-m	Pagos Spot año 2024		
	PEG33A	AB	Diferencia
USD/MWh	68	80	11.1
MUSD	10.9	12.6	1.8

Penalizaciones por FALTANTE: Detalle 2024

Escenario de ALTA Demanda

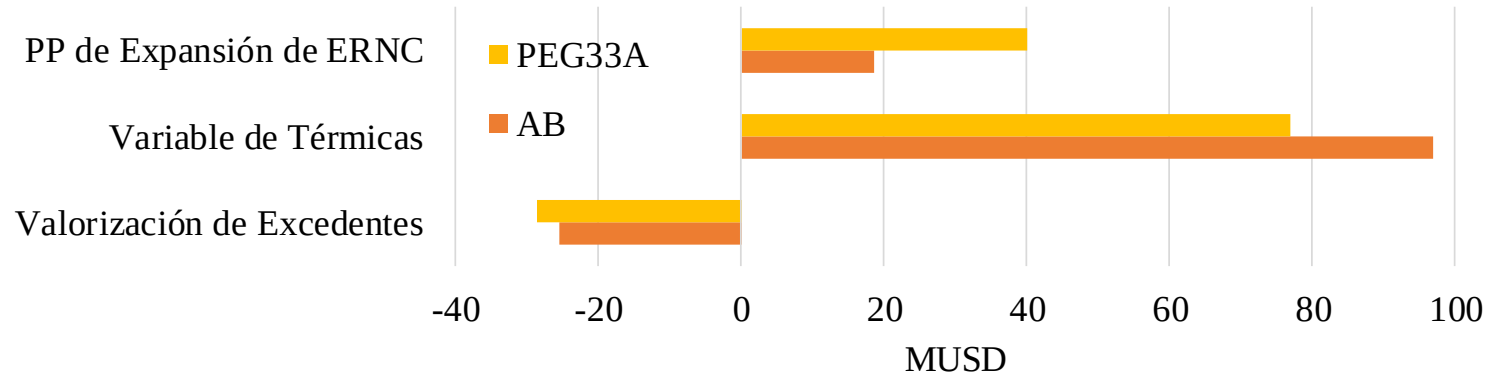
Año	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC
2024	150	200	102
2025	500	300	263
2026	500	300	263
2027	600	300	303
2028	649	300	323
2029	650	300	323
2030	700	300	343
2031	700	300	343
2032	798	300	382
2033	800	349	393



Año	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC
2024	100	0	40
2025	500	300	263
2026	500	300	263
2027	600	300	303
2028	649	300	323
2029	650	300	323
2030	700	300	343
2031	700	300	343
2032	798	300	382
2033	800	349	393

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

62 MW-m
 x 365 d
 x 24 h
 x 196 USD/MWh
 = 106 MUSD

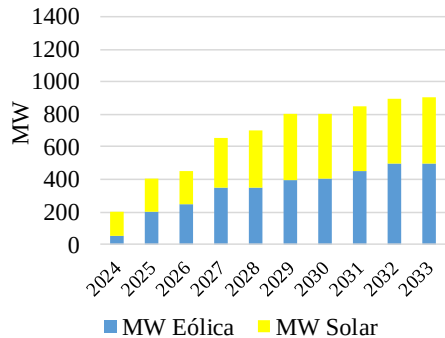


Resumen del Arrepentimiento

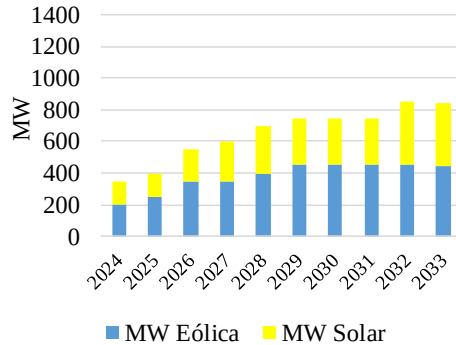
Escenario de BAJA Demanda: SOBRANTE

Escenario de ALTA Demanda: FALTANTE

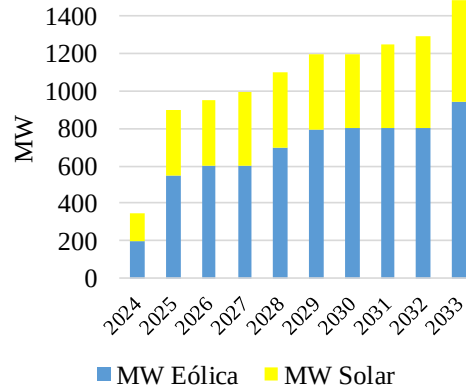
PEG33B



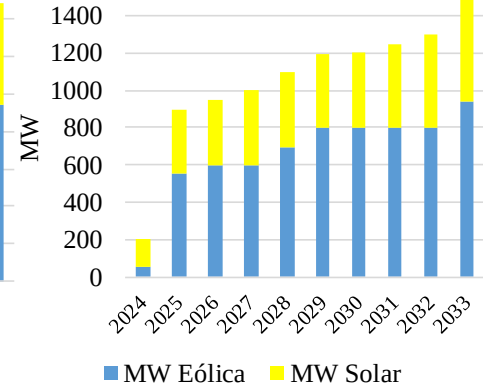
BA



PEG33A



AB



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

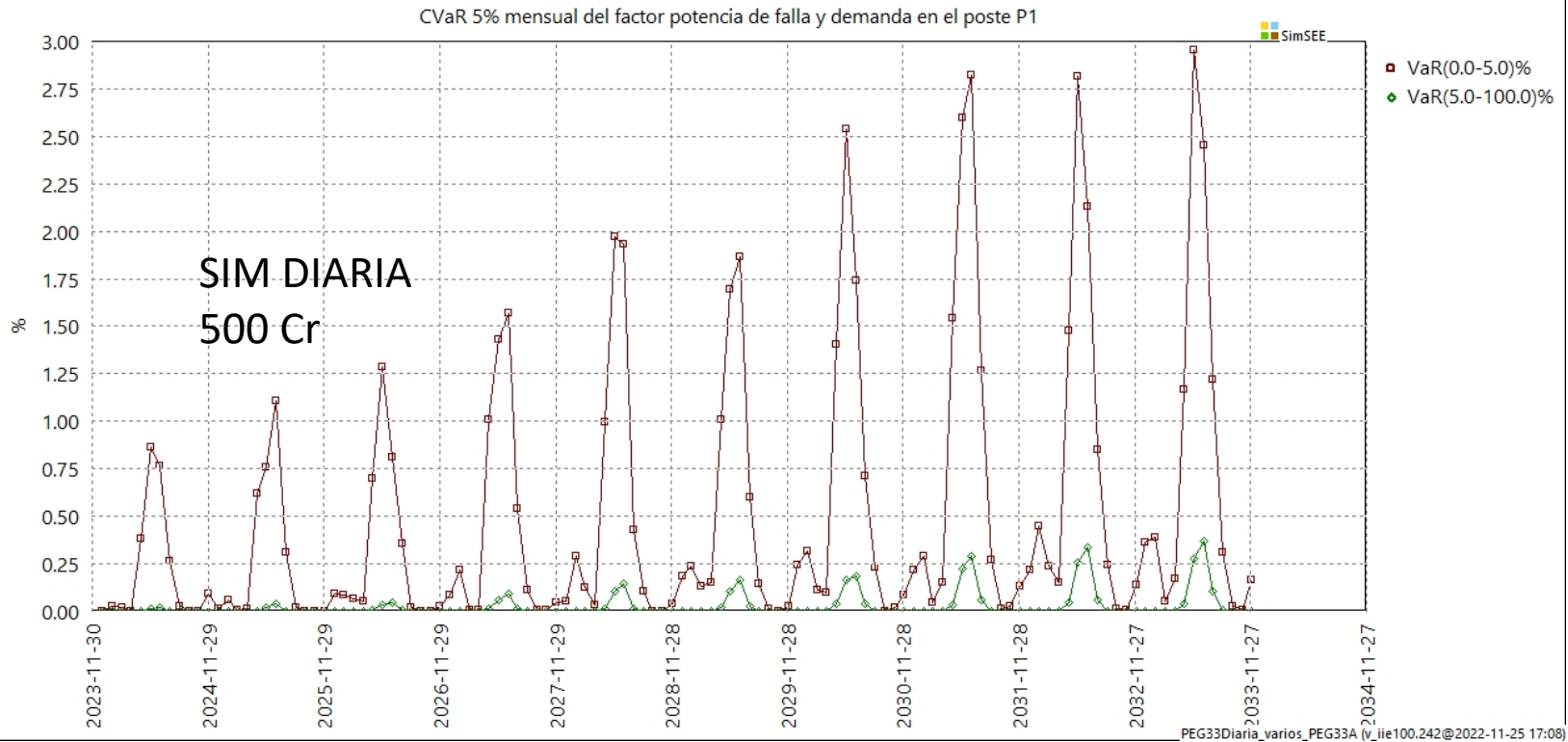
Concepto	MUSD		
	PEG33A	AB	Diferencia
Adelanto de PP (APP)	NC	NC	NC
Pagos Spot (PST)	10.9	12.6	1.8
Primas de Riesgo (PR)	10.6	11.8	1.2
VE de Costos Futuros (VECF)	7835	7845	10.2
Penalidad por FALTANTE (PF)			13

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

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

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

FALLA: Criterio 1 para la potencia



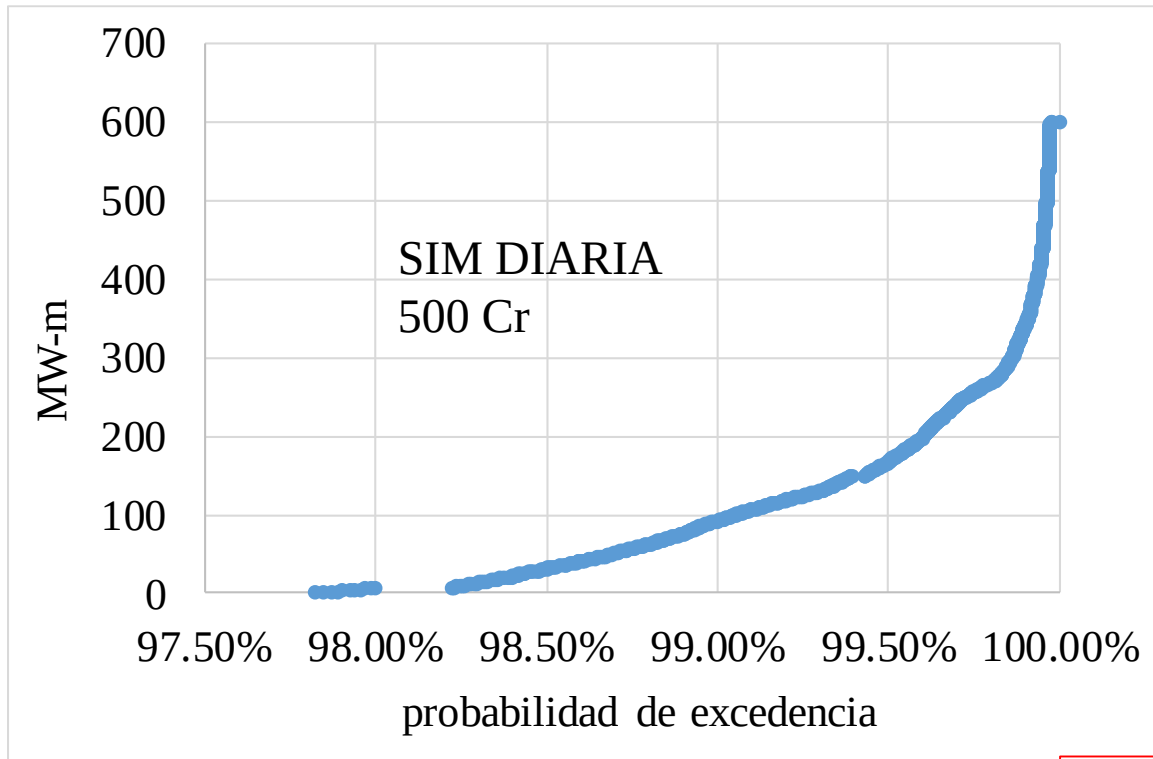
Porcentaje Diario de Falla = % de la Potencia no suministrada respecto al pico de la demanda diaria.

Valor medio mensual del 5 % de las peores crónicas del Porcentaje Diario de Falla menor a 3 %.

- 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.

FALLA: Criterio 2 para la potencia



Histograma de los valores de Potencia de Falla del Poste 1 de cada día de 500 Crónicas del año 2033

2.2 % de probabilidad de ocurrencia de Falla en el pico de la demanda diaria del año 2033

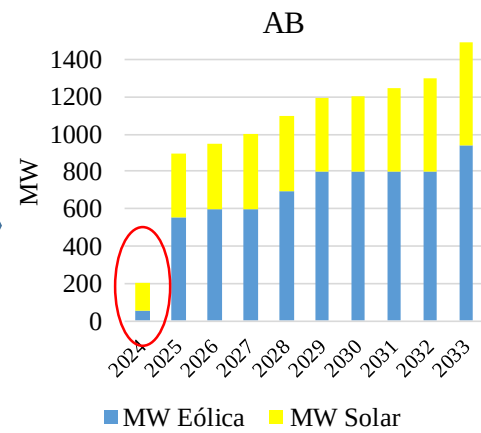
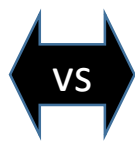
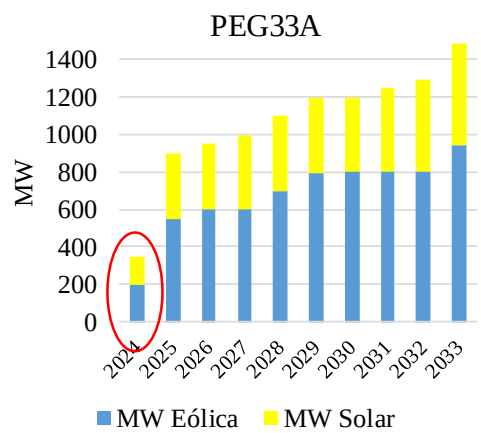
- $LOLP^{17} \leq 5\%$

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.

Penalizaciones por FALTANTE

Escenario de ALTA Demanda

Año	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC
2024	200	150	112
2025	550	350	294
2026	600	350	314
2027	600	400	324
2028	698	400	363
2029	798	400	403
2030	800	400	404
2031	800	450	415
2032	800	499	425
2033	944	545	492



Año	MW Eólica	MW Solar	MW-m ERNC
2024	50	150	52
2025	550	350	294
2026	600	350	314
2027	600	400	324
2028	698	400	363
2029	798	400	403
2030	800	400	404
2031	800	450	415
2032	800	499	425
2033	944	545	492

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

¿QUÉ TAN PRECISO SON LOS NÚMEROS?

CPD anual	Prima de Riesgo año 2024		Diferencia
	PEG33A	AB	
VaR(5%) [MUSD]	1052	1089	37
CVaR(5%) [MUSD]	1187	1240	53
CVaR-VaR [MUSD]	136	151	16
Prima de R [MUSD]	10.6	11.8	1.2

@ 18 MW-m	Pagos Spot año 2024		Diferencia
	PEG33A	AB	
USD/MWh	68	80	11.1
MUSD	10.9	12.6	1.8

simcostos de A y AB

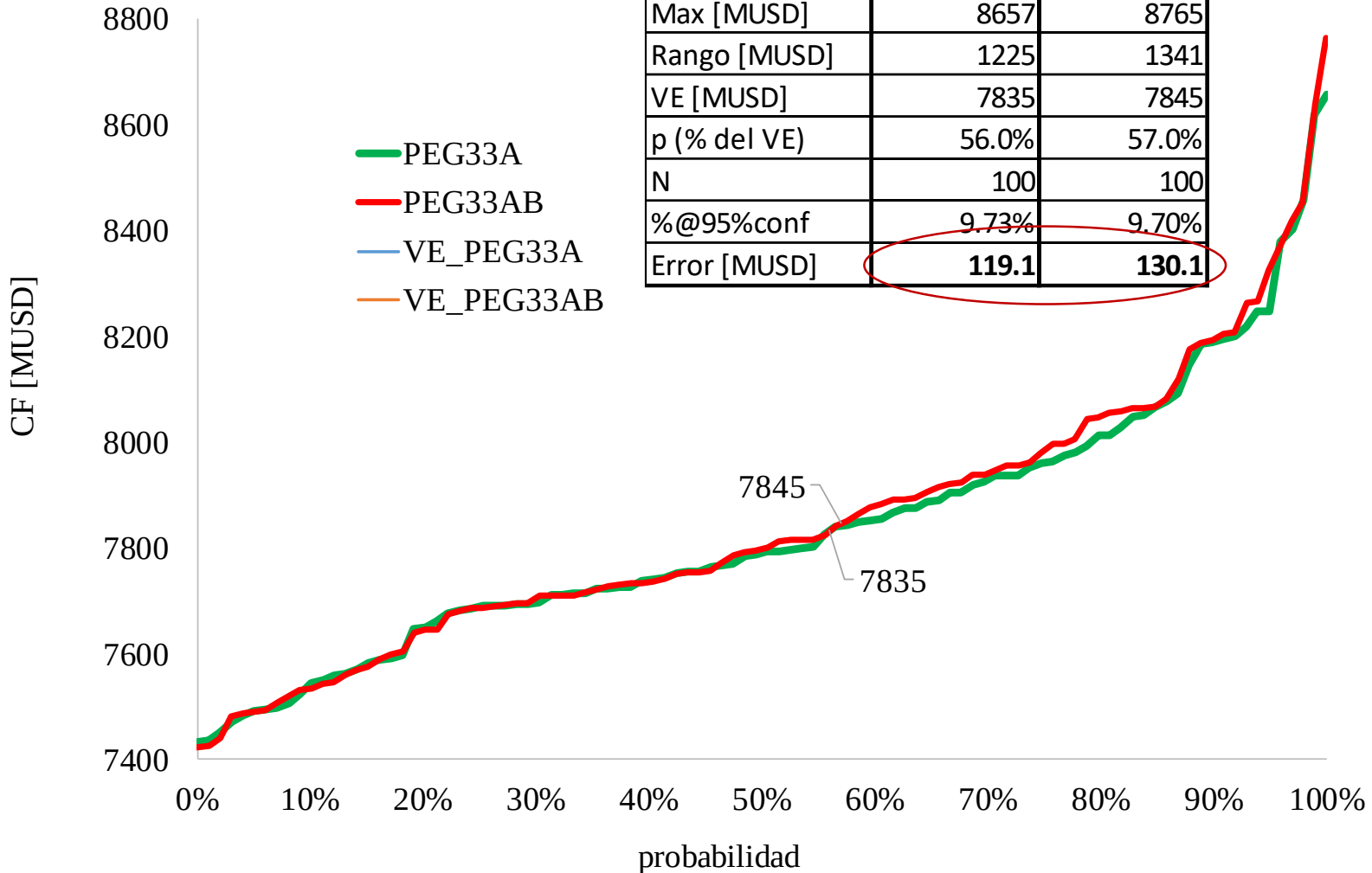
	0.10	[p.u.]	Tasa de descuento anual.					
	7835	[MUSD]	Costo esperado					
	8255	[MUSD]	Costo con riesgo 5% de ser excedido.					
	8461	[MUSD]	Costo CVaR(5%).					
	0	[MUSD]	Costo auxiliar esperado (cdp+CFaux)					
	0	[MUSD]	Costo auxiliar con riesgo 5% de ser excedido. (cdp+CFaux)					
valor presente del costo (cdp+CF) por crónica [MUSD] (Ordenado):	7432		7436	7451	7473	7484	7493	7496
valor presente del costo auxiliar (cdp+CFaux) por crónica [MUSD] (Ordenado):	0		0	0	0	0	0	0
valor presente del costo directos por crónica [MUSD]:	7194		6073	6681	6642	6519	6012	6502
valor presente del costo futuro al final de cada crónica [MUSD]:	1424		1423	1411	1407	1405	1424	1449
valor presente del costo futuro AUXiliar al final de cada crónica [MUSD]:	0		0	0	0	0	0	0
valor presente de la utilidad directa acumulada de cada crónica [MUSD]:	0		0	0	0	0	0	0

	0.10	[p.u.]	Tasa de descuento anual.					
	7845	[MUSD]	Costo esperado					
	8326	[MUSD]	Costo con riesgo 5% de ser excedido.					
	8496	[MUSD]	Costo CVaR(5%).					
	0	[MUSD]	Costo auxiliar esperado (cdp+CFaux)					
	0	[MUSD]	Costo auxiliar con riesgo 5% de ser excedido. (cdp+CFaux)					
valor presente del costo (cdp+CF) por crónica [MUSD] (Ordenado):	7424		7425	7440	7483	7486	7490	7493
valor presente del costo auxiliar (cdp+CFaux) por crónica [MUSD] (Ordenado):	0		0	0	0	0	0	0
valor presente del costo directos por crónica [MUSD]:	7216		6097	6710	6674	6535	6002	6506
valor presente del costo futuro al final de cada crónica [MUSD]:	1424		1423	1411	1407	1405	1424	1449
valor presente del costo futuro AUXiliar al final de cada crónica [MUSD]:	0		0	0	0	0	0	0
valor presente de la utilidad directa acumulada de cada crónica [MUSD]:	0		0	0	0	0	0	0

$$7845 - 7835 = 10$$

Errores en el CF_VE de A y AB

Min [MUSD]	7432	7424
Max [MUSD]	8657	8765
Rango [MUSD]	1225	1341
VE [MUSD]	7835	7845
p (% del VE)	56.0%	57.0%
N	100	100
%@95%conf	9.73%	9.70%
Error [MUSD]	119.1	130.1



Verificación al cambiar las “suertes”

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