Programación Estacional (PES)
Mayo - Octubre 2026

ADME

01/06/2026

Montevideo - Uruguay

ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Responsable: Ruben Chaer

Versiones:

Fecha	Autores	Motivo
01-06-2026	Por ADME: María Cristina Alvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Vanina Camacho. Por UTE: Milena Gurin, Hernán Rodrigo, Santiago Machado, Valentina Groposo, Carolina Rodriguez, Daniel Larrosa.	Creación del informe preliminar.

1 Resumen ejecutivo

Se presenta a continuación un resumen de las hipótesis y resultados más relevantes para el Período Estacional, el cual se define desde el 01/05/2026 al 31/10/2026.

1. Las perspectivas climáticas prevén que el fenómeno ENSO se mantenga en condición Niño con probabilidad mayor a 90% hasta el trimestre de enero-febrero-marzo. En cuanto a la previsión de precipitaciones para el trimestre mayo-junio-julio se espera que se encuentren por debajo de lo normal, aunque hay mucha incertidumbre debido a la condición del Niño.
2. Se estima que la demanda a nivel de generación para el año 2026 será de 12464 GWh, lo que representa un crecimiento de 0,6 % respecto de la demanda del año 2025. Este valor no incluye nuevos proyectos ni movilidad eléctrica. Si se incluyen las demandas asociadas a nuevos proyectos y movilidad eléctrica, se estima una demanda total de 12681 GWh (crecimiento de 1,7%).
3. La demanda total estimada en el Período Estacional, con confianza 90 %, es de 6642,9 GWh ± 1,8 %.
4. El valor esperado del Costo Marginal en el período estacional es de 48,1 USD/MWh.
5. La operación del lago de Rincón de Bonete en el período estacional mantiene la cota por encima de los 75,3 m y por debajo de 80,4 m en ambos casos con probabilidad 95%.
6. El despacho de Falla acumulado con probabilidad de excedencia del 5 % es 0 GWh y el valor esperado es 0,005 GWh, lo cual no resulta significativo en el período de estudio.

Los resultados indican que no existen riesgos importantes para el sistema que ameriten acciones correctivas.

2 Introducción.

En el presente informe, las palabras en mayúsculas tienen el significado que se les da en el Glosario de la sección 7.

En la SECCIÓN VIII PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN Título IV PROGRAMACIÓN ESTACIONAL DE LARGO PLAZO Artículo 127 del Decreto 360/2002 se establece que el DNC debe realizar la Programación Estacional de Largo Plazo, con el objeto de prever con suficiente anticipación los requerimientos de disponibilidad y de reserva para minimizar el riesgo de racionamiento y de falta de calidad.

La programación de la operación abarca los siguientes aspectos:

a) Coordinación del Programa Anual de Mantenimiento.

b) Evaluación y análisis de la operación esperada y resultados probables, en función de hipótesis de demanda, disponibilidad, hidrología, etc.

c) Cálculo del valor del agua del embalse de la central hidroeléctrica Gabriel Terra a utilizar en los modelos de mediano y de corto plazo.

d) Simulación y análisis de seguridad de suministro, identificando las condiciones previstas en que puede surgir riesgo de racionamiento.

e) Programación indicativa de la optimización y evolución de embalses, y definición y cuantificación de riesgo de vertimiento previsto.

f) Programación indicativa de la generación térmica y consumo de combustibles previsto.

g) Determinación y cuantificación de previsiones de requerimientos de generación obligada por calidad (tensión).

h) Cálculo del sistema de precios estabilizados para Distribuidores.

Todas las simulaciones son realizadas utilizando la plataforma de simulación de la operación óptima de sistemas de energía eléctrica SimSEE.

En el sitio web de ADME (https://adme.com.uy) se pone a disposición las Salas SimSEE así como los binarios para Windows y Linux de la versión de SimSEE utilizados.

3 Resultados

3.1 Valores del agua

Los cambios en el SIN asociados al ingreso de energías intermitentes junto con la central de Ciclo Combinado llevan a que sea necesario operar valorizando los embalses de Salto Grande y Palmar además del embalse de Rincón del Bonete. La política de operación obtenida tiene como variables de estado los volúmenes de Salto Grande, Palmar y Bonete, el estado de las cuencas del río Negro y del río Uruguay y de la anomalía de la temperatura superficial del océano Pacífico en la zona 3.4. Dicha Política de Operación esta disponible en la web de ADME donde está publicada la sala para su uso dentro de la cadena de modelos SimSEE y no se publica aquí debido a la dificultad de representar una función multi-dimensional compleja.

3.2 Balance energético

En la Tabla 1 se muestra el balance energético para el período del 01/05/2026 al 31/10/2026.

Fuente	Generación acumulada [GWh]	% de la Generación total
Hidráulica	3947	49,5
Térmica	128	1,6
Biomasa	879	11,0
Eólica	2774	34,8
Solar	239	3,0
Falla	0	0,0
Importación Argentina	0	0,0
Importación Brasil	0	0,0
Generación Total	**7967**	**100,0**
Excedentes Vertimiento	428	
Exportación Argentina	896	
Exportación Brasil	0	
Demanda	**6643**	

Tabla 1: Balance energético en el período 01/05/26 al 31/10/26.

La demanda estimada es de 6642,9 GWh ± 1,8 % con confianza 90 %.

3.3 Evolución de la cota de Bonete

En la Figura 1 se muestra la evolución esperada de la cota de Bonete junto con 9 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 01/05/2026 y el 30/04/2027.

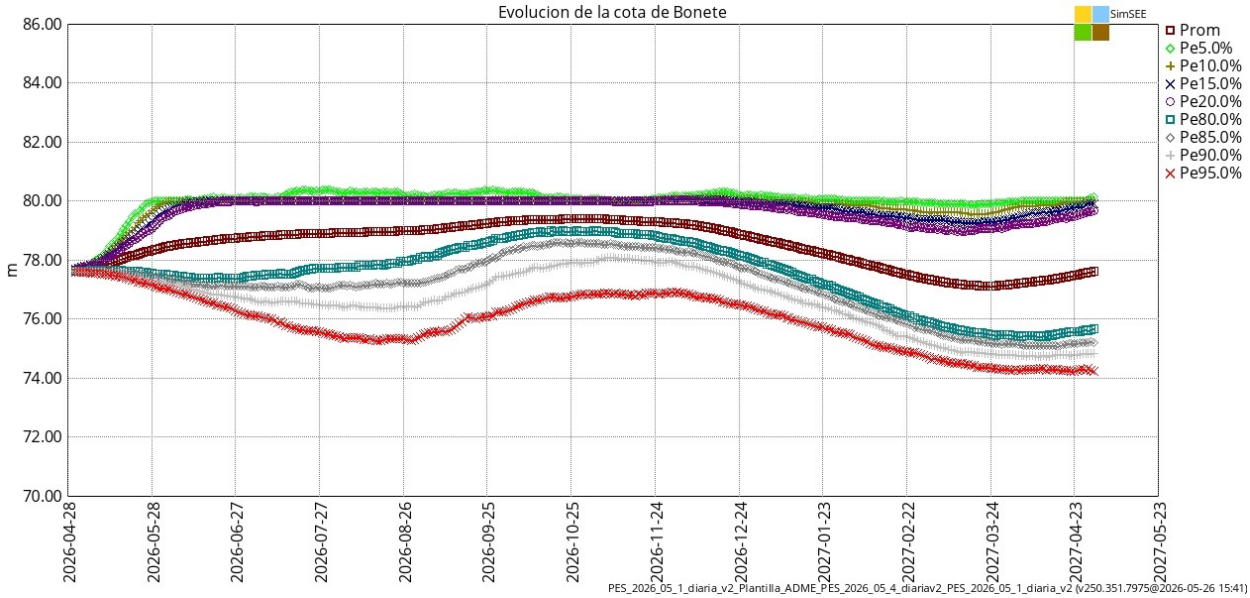


Figura 1: Evolución de la cota de Bonete.

En el Período Estacional la cota del lago de Rincón del Bonete se mantiene por encima de los 75,3 m y por debajo de 80,4 m en ambos casos con probabilidad 95%. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 79,4 m.

3.4 Evolución de la cota de Palmar

En la Figura 2 se muestra la evolución esperada de la cota de Palmar junto con 9 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 01/05/2026 y el 30/04/2027.

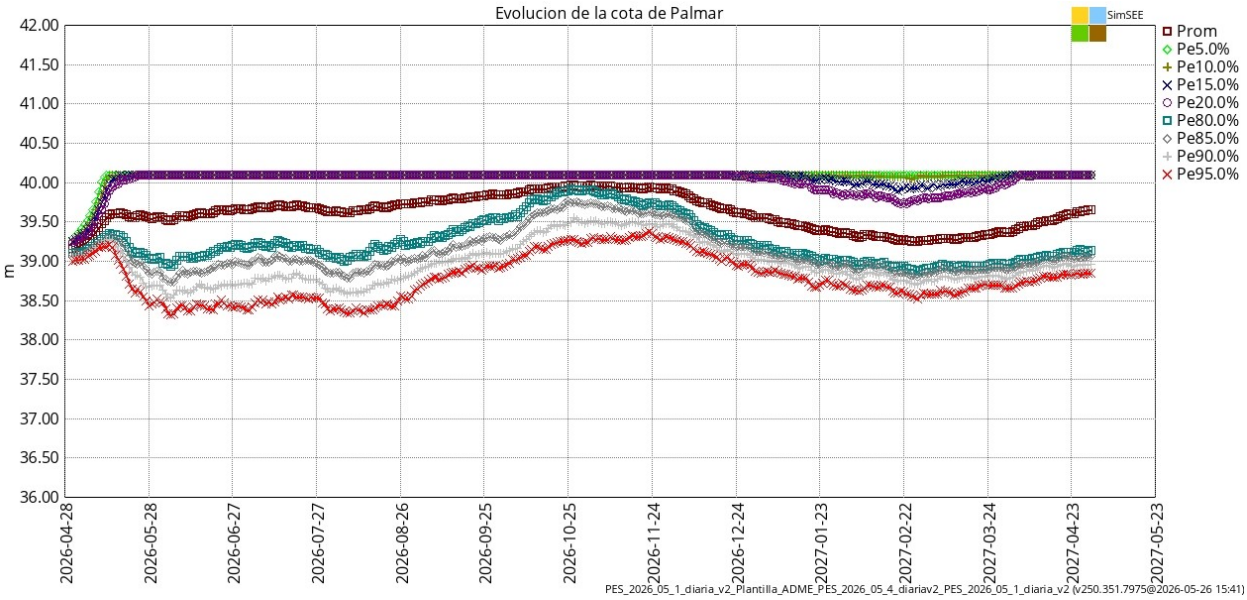


Figura 2: Evolución de la cota de Palmar.

En el Período Estacional la cota del lago de Palmar se mantiene por encima de los 38,3 m y por debajo de 40,1 m, en ambos casos con probabilidad 95 %. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 39,9m.

3.5 Evolución de la cota de Salto Grande

En la Figura 3 se muestra la evolución esperada de la cota vista por Uruguay de Salto Grande junto con 9 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 01/05/2026 y el 30/04/2027.

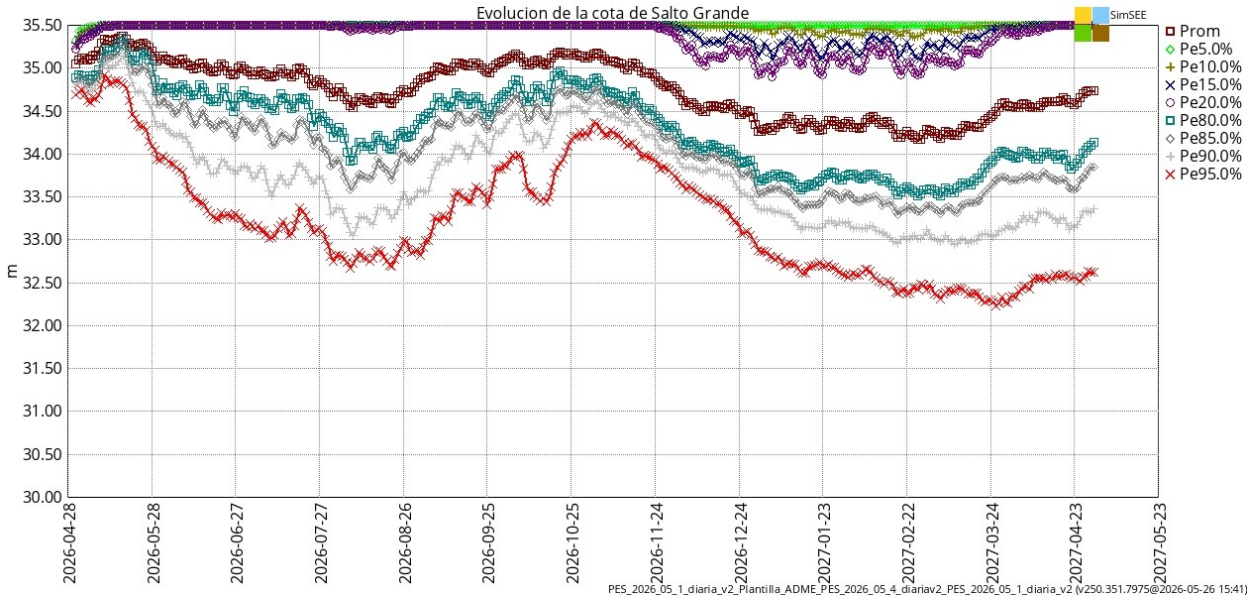


Figura 3: Evolución de la cota vista por Uruguay de Salto Grande.

En el Período Estacional la cota vista por Uruguay del lago de Salto Grande se mantiene por encima de los 32,7 m y por debajo de 35,5 m, en ambos casos con probabilidad de excedencia 95 %. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 35,1 m.

3.6 Costo Marginal del Sistema

En la Figura 4 se muestra la evolución esperada del Costo Marginal junto con 8 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 01/05/2026 y el 30/04/2027.

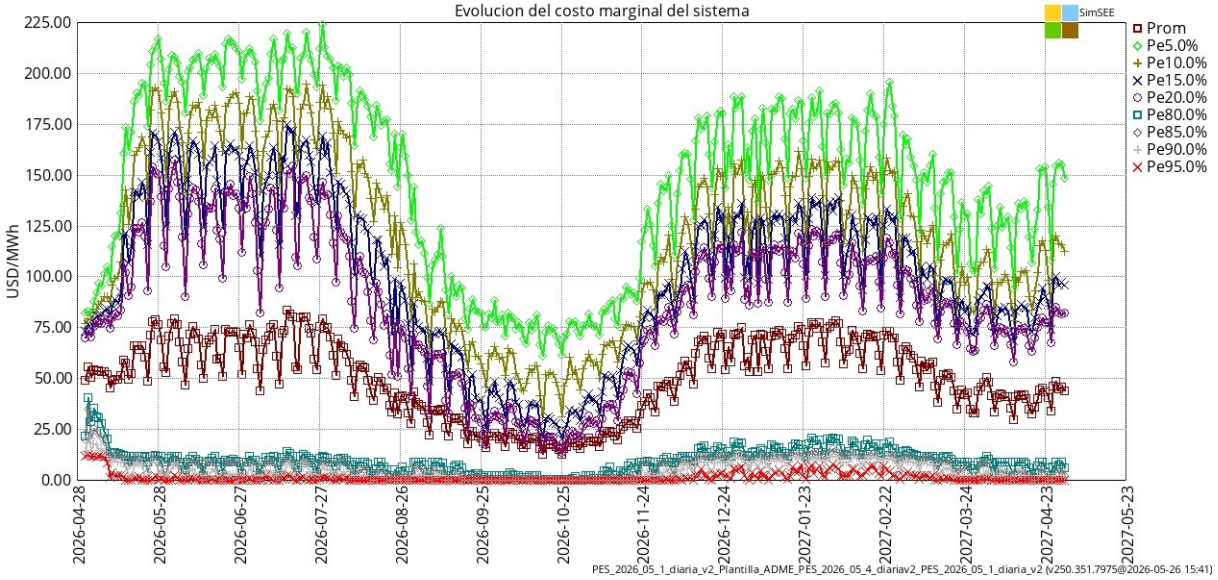


Figura 4: Evolución del Costo Marginal del Sistema.

El Costo Marginal esperado en el Período Estacional es de 48,1USD/MWh. El mismo se mantiene por encima de los 0,1 USD/MWh y por debajo de 224,3 USD/MWh en ambos casos con probabilidad de excedencia 95 %.

3.7 Despacho promedio

En la Figura 5 se muestra la generación por fuente en el período comprendido entre el 01/05/2026 y el 30/04/2027.

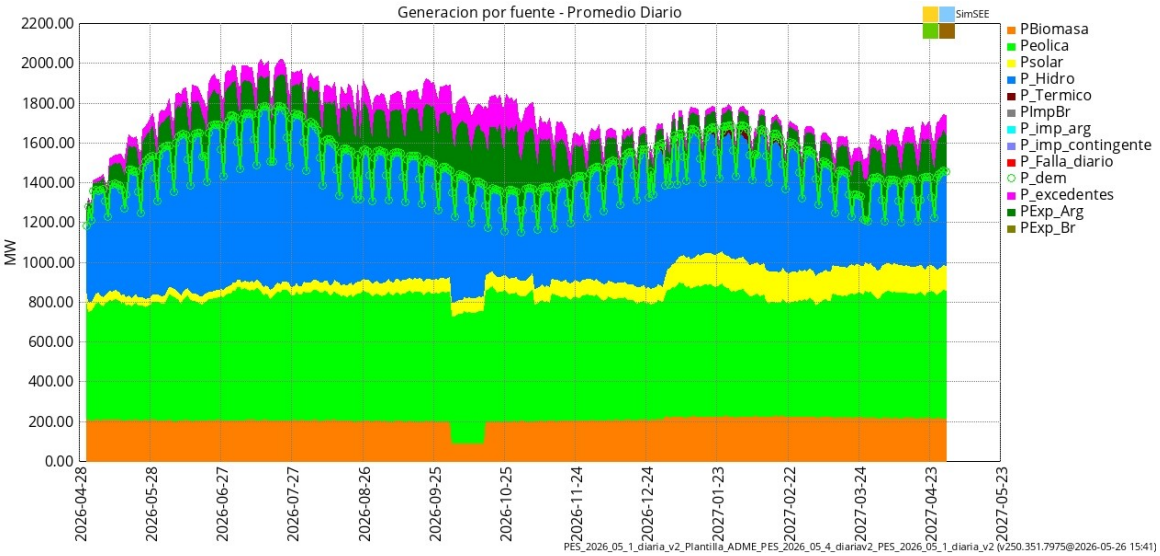


Figura 5: Generación por fuente.

Puede observarse un mantenimiento de UPM2 en octubre de 2026.

3.8 Despacho térmico

En la Figura 6 se muestra el despacho térmico acumulado junto con 8 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 01/05/2026 y el 30/04/2027.

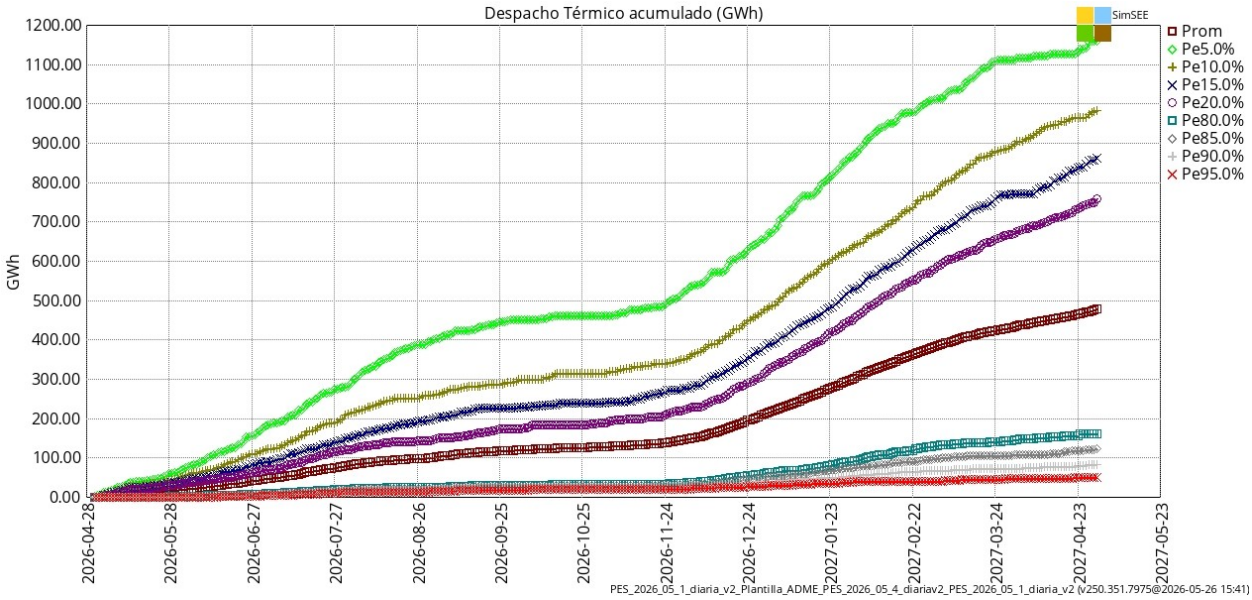


Figura 6: Despacho térmico acumulado.

En el Período Estacional el despacho térmico acumulado esperado es de 128,4 GWh, con un rango de variación comprendido entre 23,5 GWh y 315,1 GWh con una confianza de 80 %.

3.9 Despacho falla

En la Figura 7 se muestra el despacho de falla acumulado junto con 8 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 01/05/2026 y el 30/04/2027 .

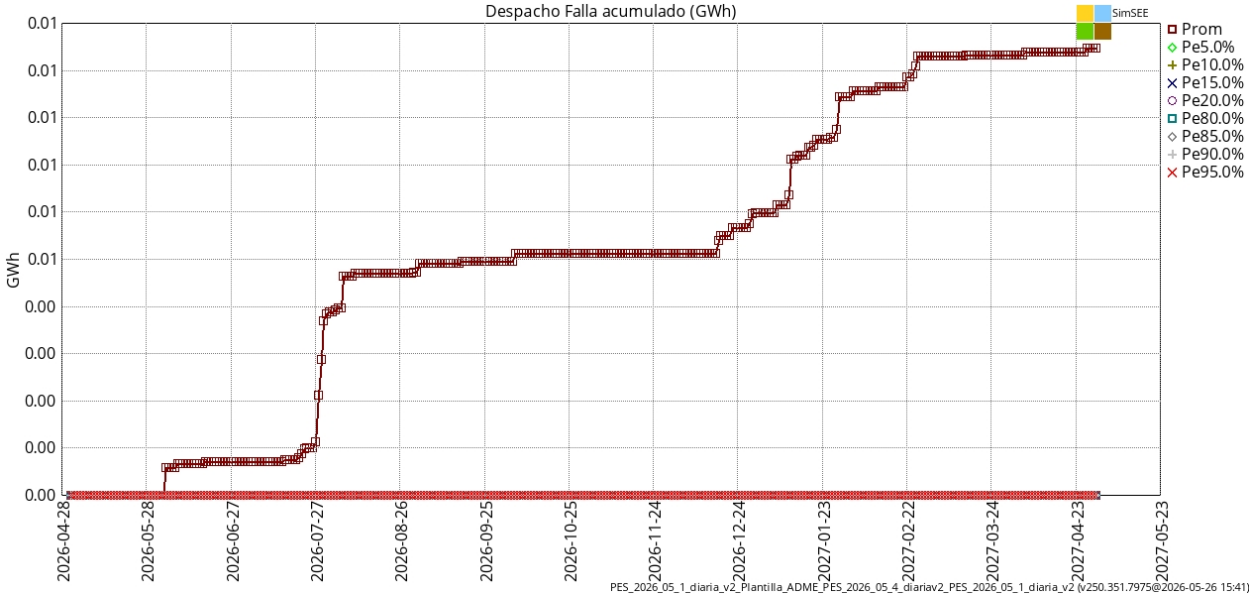


Figura 7: Despacho falla acumulado.

En el Período Estacional el despacho de falla acumulado en valor esperado es de 0,005 GWh y de 0 GWh con probabilidad de excedencia del 5 %.

3.10 Consumos previstos de combustibles

En las Figuras 8 , 9 y 10 se muestran los consumos previstos de Gasoil, Fueloil Motores y Gas Natural acumulados en el período comprendido entre el 01/05/2026 y el 30/04/2027.

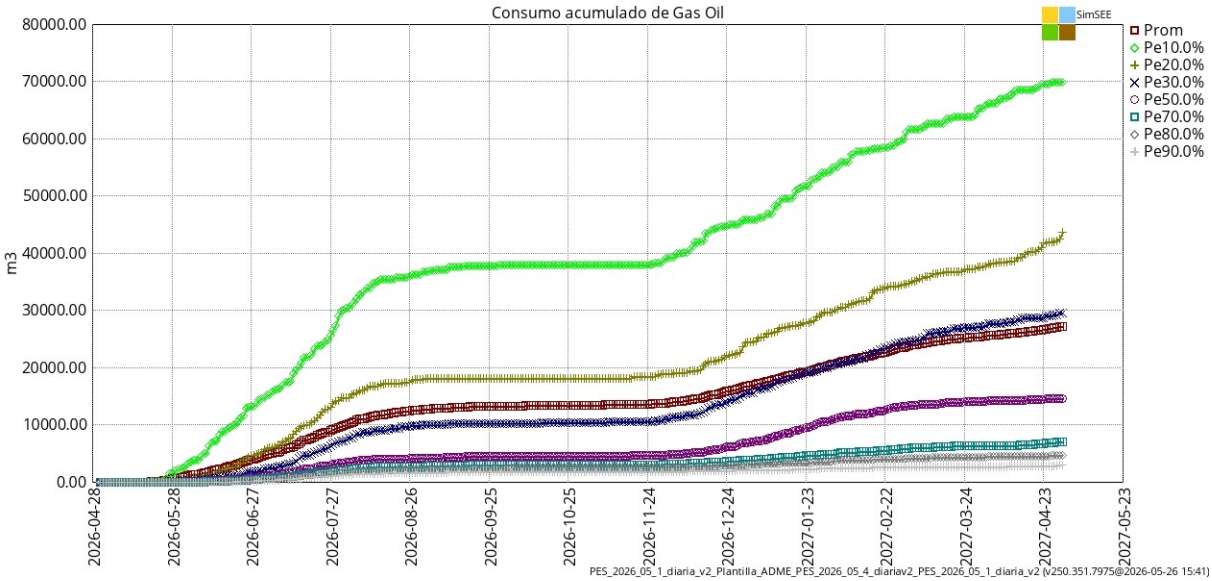


Figura 8: Consumo acumulado de GO.

En el Período Estacional el consumo esperado de Gasoil es de 13499,1 m^3, con un rango de variación comprendido entre 1834,5 m^3 y 38055,7 m^3 con una confianza de 80 %.

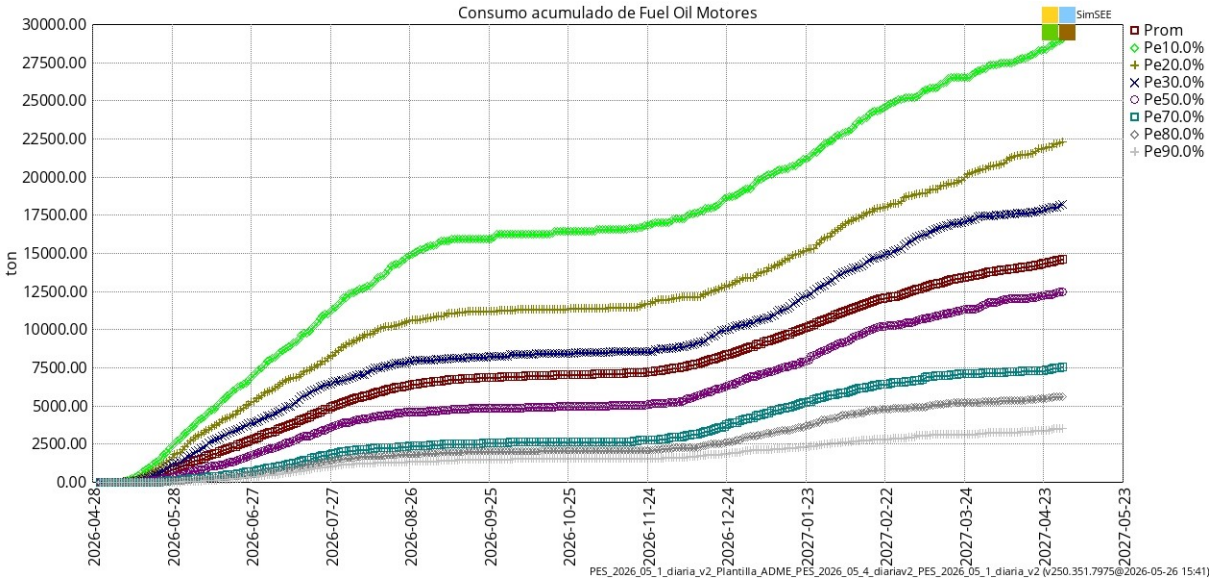


Figura 9: Consumo acumulado de FOMO.

El consumo esperado de Fueloil Motores es de 7076 t, con un rango de variación comprendido entre 1558 t y 16419 t con una confianza de 80 %.

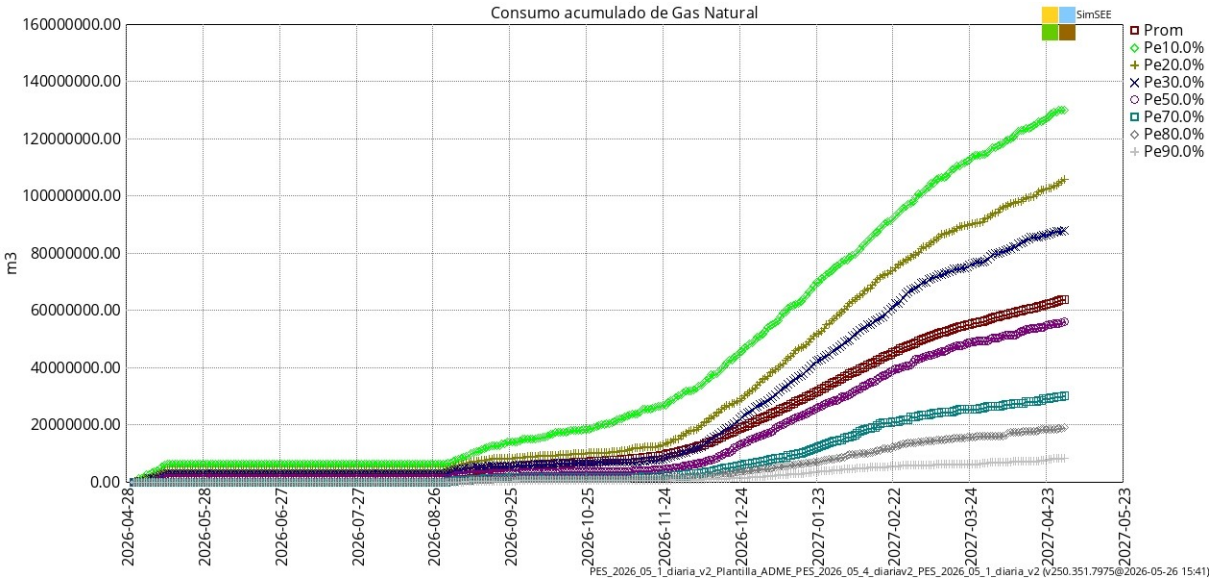


Figura 10: Consumo acumulado de GN.

El consumo esperado de Gas Natural es de 7461099 m³, con un rango de variación comprendido entre 687938 m^3 y 20186940 m^3 con una confianza de 80 %.

3.11 Valorización de la Demanda al Costo Marginal

Dado que el Decreto 442/011 y su modificación parcial en el Decreto 305/014 se crea el fondo de estabilización de energía para el distribuidor UTE, y regula su forma de cálculo, se sustituye el cálculo del precio estabilizado para Distribuidor por la valorización de la demanda al CMG como un indicador del costo de comprar toda la energía del Distribuidor al costo marginal de generación.

En la ec.1 se muestra la fórmula de cálculo de la valorización de la demanda al Costo Marginal.

$$Val_{Cmg} = \left\langle \frac{\sum_{i=1}^{NDias} \sum_{j=1}^{NPostes} P_D[j]^{i,k} . Durpos[j] . cmg[j]^{i,k}}{\sum_{i=1}^{NDias} \sum_{j=1}^{NPostes} P_D[j]^{i,k} Durpos[j]} \right\rangle_k$$

ec.(1)Cálculo de la valorización de la demanda al Costo Marginal.

Siendo:

- $P_D[j]^{i,k}$: Potencia media demandada de la red en el Poste j del día i de la crónica k .
- $cmg[j]^{i,k}$: Costo marginal del sistema en el Poste j del día i de la crónica k .
- $Durpos[j]$: Duración del Poste j .

La valorización de la demanda al Costo Marginal es de 53,9 USD/MWh en el período comprendido entre el 01/05/2026 y el 30/04/2027.

4 Hipótesis y metodología

Se presenta en esta sección las hipótesis y metodología utilizada para realizar la PES en el período Mayo-Octubre 2026.

4.1 Principales hipótesis

- Las hipótesis de demanda se cerraron el día 23/04/2026 con la información enviada por la Subgerencia de Mercado de UTE. Se toman las siguientes tasas de crecimiento para la demanda base: 0,6%, 2,8%, 2,7%, 2,8%, 2,5% y 2,4% para los años 2026, 2027, 2028, 2029, 2030 y 2031 respectivamente.
- Los precios de combustibles líquidos surgen de los PPI del informe de URSEA de abril de 2026 para el caso del GO y de los precios vigentes a mayo de 2026 para el FOM.
- Se utiliza el sintetizador de aportes CEGH “iN34BPScmgsArBr_compuesto_DIARIO_PESNov23” creado en Setiembre 2023.

Este CEGH modela la correlación de los aportes entre sí y con el fenómeno ENSO, sin correlacionar dichas señales con los costos marginales de los países vecinos.

- Se mantienen los modelos de parques eólicos con dirección y el modelo CEGH ("cegh_eolico_vxy_mp_2023") de velocidades de viento descompuestas en dos direcciones (de forma de tener la información de módulo y dirección), incorporados en la Programación Estacional Noviembre 23 – Abril 24.
- Se mantienen los modelos de parques solares fotovoltaicos cuadráticos en radiación (sobre el plano de los paneles) y temperatura ambiente calibrados en base a los datos históricos, incorporados la Programación Estacional Noviembre 23 – Abril 24.
- Se actualizan los mantenimientos de acuerdo a la última información disponible al 28/04/2026.
- Se mantiene el criterio de indexación de los costos variables de las unidades térmicas usado en las PES anteriores.
- Se actualizan las tendencias de la fuente de indexación del precio del petróleo de corto plazo con datos de la EIA de abril de 2026.
- Se consideran erogados mínimos requeridos en las centrales hidroeléctricas de Salto Grande y Palmar, de 450[1] y 120[2] m3/s respectivamente. Se exige que el erogado mínimo en ambos casos se cumpla por paso de tiempo.
- Se modela una disponibilidad de GN del 85 %, considerando disponiblidad nula durante el invierno. El caudal es suficiente para generar con media central de PTB y una turbina de PTA 1-6.
- No se modelan limitaciones en el abastecimiento de combustibles líquidos en todo el periodo de optimización.

Las hipótesis se cerraron el 21/05/26 con la calibración de las penalidades por el incumplimiento del caudal mínimo de 80 m³/s en Bonete (Decreto 54/022), finalizando todo el proceso el día 25/05/2026.

4.2 Demanda y Falla

4.2.1 Previsión de demanda

Demanda Base:

[1] Se representa solo la mitad uruguaya de la Central, por eso el caudal a erogar es 450 y no 900 m^3/s. Cuando la Central no regula frecuencia el erogado mínimo es de 600 m^3/s (300 para la mitad uruguaya). Dado el impacto de esta restricción en las actuales condiciones de aportes y nivel del lago se decide modelar el caso más restrictivo, aunque se entiende que los Despachos harán los esfuerzos necesarios para disminuir la intervención de la Central Salto Grande en la regulación de frecuencia.

[2] El erogado mínimo ecológico en la central hidroeléctrica de Palmar se impone de forma periódica entre el primer día del mes de diciembre hasta el último día de marzo de cada año.

Para los primeros años de optimización (2026 - 2031) se utiliza la previsión de demanda de UTE-Distribuidor (actualizada en abril 2026). Para los años posteriores (2032 - 2052) se considera la tasa de crecimiento de largo plazo del 1,8% proporcionada por la DNE.

En la Tabla 2 se muestra la energía real y proyectada desde el año 2022 al año 2052.

AÑO	Demanda base [GWh]	Tasa Demanda Base	Movilidad Eléctrica [GWh]	Demandas adicionales [GWh]	Demanda adicional UPM [GWh]	Demanda total [GWh]	Tasas Demanda Total
2022	11.464	2,3%	-	0	82	11.547	3,1%
2023	11.482	0,2%	-	65	209	11.755	1,8%
2024	11.905	3,7%	-	305	-	12.210	3,9%
2025	12.388	4,1%	-	79	-	12.467	2,1%
2026	12.464	0,6%	48	169	-	12.681	1,7%
2027	12.813	2,8%	132	614,54	-	13.559	6,9%
2028	13.155	2,7%	207	616,22	-	13.978	3,1%
2029	13.524	2,8%	273	614,54	-	14.412	3,1%
2030	13.859	2,5%	344	615	-	14.818	2,8%
2031	14.193	2,4%	422	615	-	15.230	2,8%
2032	14.448	1,8%	493	616	-	15.558	2,2%
2033	14.708	1,8%	567	615	-	15.890	2,1%
2034	14.973	1,8%	646	615	-	16.234	2,2%
2035	15.243	1,8%	733	615	-	16.590	2,2%
2036	15.517	1,8%	821	616	-	16.954	2,2%
2037	15.796	1,8%	908	615	-	17.319	2,1%
2038	16.081	1,8%	998	615	-	17.693	2,2%
2039	16.370	1,8%	1.089	615	-	18.074	2,2%
2040	16.665	1,8%	1.181	616	-	18.462	2,1%
2041	16.965	1,8%	1.276	615	-	18.855	2,1%
2042	17.270	1,8%	1.374	615	-	19.259	2,1%
2043	17.581	1,8%	1.473	615	-	19.668	2,1%
2044	17.897	1,8%	1.570	616	-	20.084	2,1%
2045	18.220	1,8%	1.671	615	-	20.505	2,1%
2046	18.548	1,8%	1.775	615	-	20.937	2,1%
2047	18.881	1,8%	1.881	615	-	21.377	2,1%
2048	19.221	1,8%	1.990	616	-	21.828	2,1%
2049	19.567	1,8%	2.101	615	-	22.283	2,1%
2050	19.919	1,8%	2.215	615	-	22.749	2,1%
2051	20.278	1,8%	2.332	615	-	23.224	2,1%
2052	20.643	1,8%	2.455	616	-	23.715	2,1%

Tabla 2: Energía real y proyectada de los años 2022 a 2052.

Movilidad Eléctrica:

Se toman los valores de movilidad eléctrica acordados en el grupo de demanda en abril de 2026.

Se modela una demanda detallada horaria en la que se considera el comportamiento de consumo de la curva de carga de movilidad.

Nuevos Proyectos de demandas gestionables:

En la Tabla 3 se detallan las incorporaciones anuales de las demandas adicionales de nuevos proyectos.

Demandas Adicionales	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Detalle
BQB	13	23	23	23	23	23	A partir de junio 2026 total de 1800 MWh por mes
Radar	156	582	583	582	582	582	Entran 32*0,8 MW de 01/07/2026-31/08/2026, 48*0,8 MW de 01/09/2026-31/12/2026 y 64 MW a partir de enero 2027
Kahirós	0	10	10	10	10	10	A partir de enero 2027 toma 3,1 MW*0,8*11 horas en el dia (entre valle y llano)
Total anual GWh	**169**	**615**	**616**	**615**	**615**	**615**	***Los valores de enregía incluyen pérdidas técnicas**

Tabla 3: Demandas planas adicionales a considerar para la PES. Los valores de energía incluyen pérdidas técnicas.

4.2.2 Representación de la falla

En la Tabla 4 se muestra la representación de la falla para el mes de mayo 2026.

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla ($U/MWh)	Costo de Falla (US$/MWh)
Entre 0 y 2	17430	433
Entre 2 y 7	24152	600
Entre 7 y 14.5	96607	2400
Entre 14.5 y 100	161012	4000

Tabla 4: Representación de la Falla para mayo 2026

Se considera un tipo de cambio de 40,253 $/USD según BCU dólar billete al 30/04/2026.

4.3 Situación hidrológica y Clima

En esta sección se presenta la situación actual y las proyecciones climáticas para los próximos meses.

4.3.1 Energía Hidráulica Afluente Trimestral (EHAT)

En la Figura 11 se muestran los cortes de probabilidad de la EHAT histórica junto con los valores observados (curva roja) para cada semana del último año. La EHAT se define como la suma de la energías trimestrales afluentes a las represas hidroeléctricas Bonete, Palmar, Baygorria y Salto Grande.[3]

[3] https://adme.com.uy/

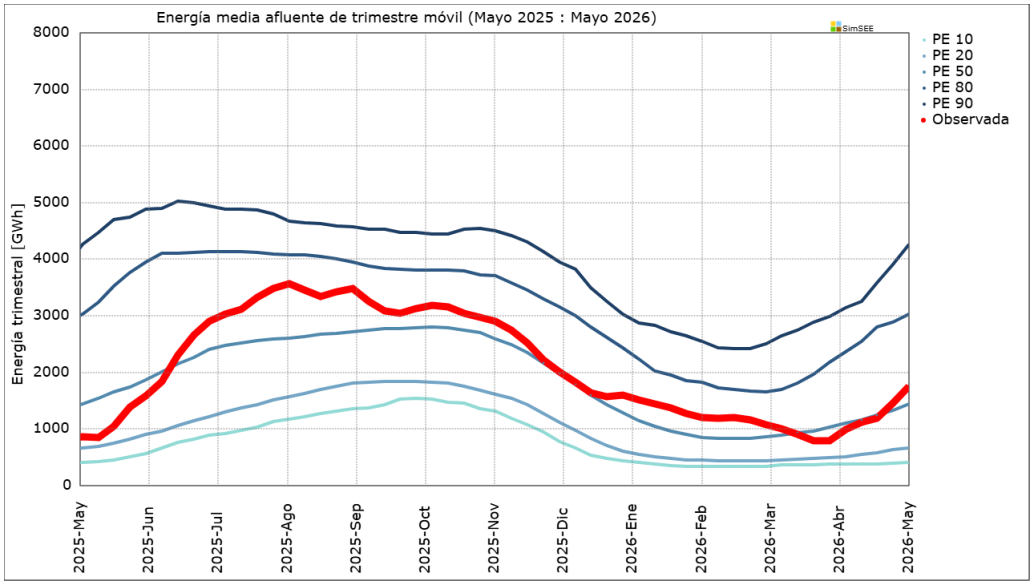


Figura 11: Energía Hidráulica Afluente promedio móvil trimestral del último año móvil.

Se observa que los valores reales estuvieron oscilando en torno a la PE 50%, llegando a un valor mínimo aproximado de 800 GWh en abril de 2026. Partiendo de valores cercanos a la PE 20% en mayo de 2025, la situación hidrológica se recuperó desde junio de dicho año alcanzando un máximo del orden de los 3500 GWh en agosto, superando así la PE 50% en casi la totalidad del periodo hasta la actualidad.

4.3.2 Previsión climática MJJ 2026 (Fuente CPTEC)

En la Figura 12 se muestra la previsión probabilística de precipitaciones (CPTEC/INPE, abril de 2026[4]) en tres categorías para el trimestre mayo-junio-julio de 2026.

[4] https://ftp.cptec.inpe.br/clima/nota_tecnica/2026/Nota_Tecnica_MJJ2026.pdf

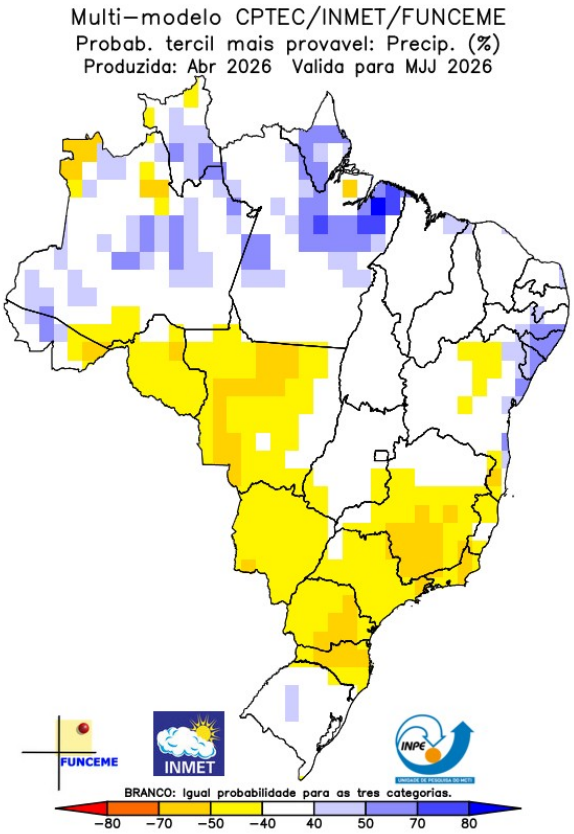


Figura 12: Previsión climática para MJJ/2026 (CPTEC/INPE, abril de 2026).

En la figura está representada la siguiente información para cada ubicación geográfica:

1. El tercil de precipitaciones más probable:

- Tonos de azul: mayor probabilidad de lluvias por encima de la media histórica
- Blanco: la probabilidad de lluvia de estar por encima, debajo o dentro de la franja normal es igual para las 3 categorías
- Tonos de amarillo: mayor probabilidad de lluvias por debajo de la media histórica

2. El valor previsto de precipitaciones para dicho tercil (expresado en % con respecto a la media histórica de precipitaciones).

Para el trimestre mayo-junio-julio, en las zonas en amarillo que incluyen gran parte de la región sur, es mayor la probabilidad de que las lluvias se ubiquen por debajo de la franja normal.

4.3.3 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, mayo de 2026[5])

En la Figura 13 se muestran los pronósticos obtenidos de modelos dinámicos y estadísticos de la anomalía de la temperatura superficial del Océano Pacífico en la región 3.4.

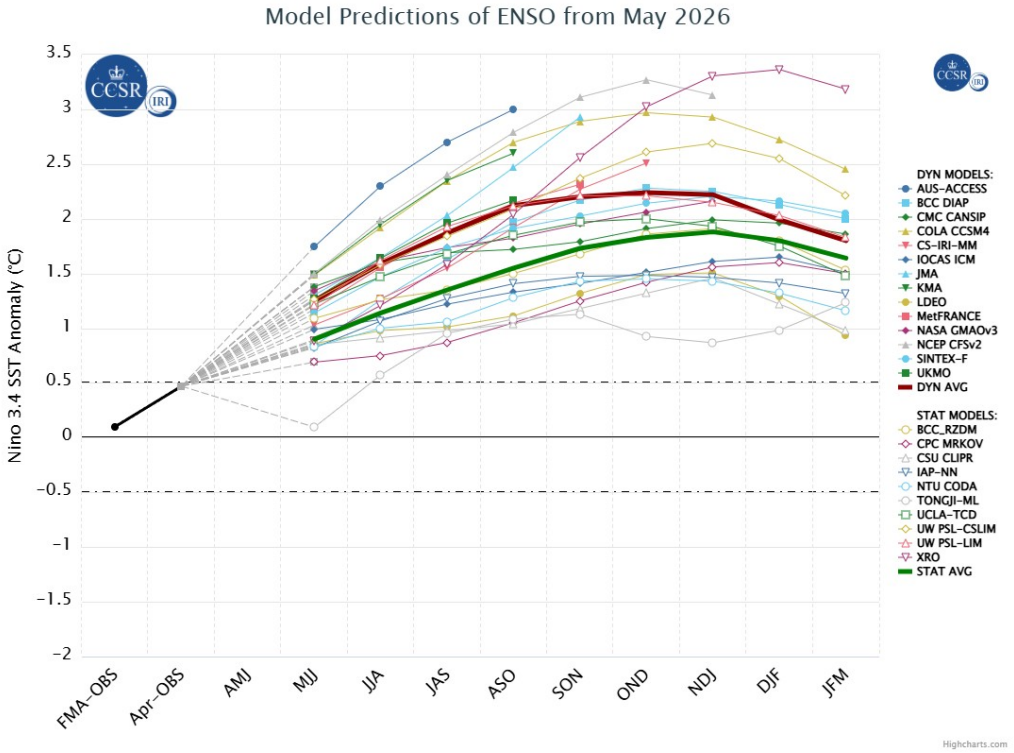


Figura 13: Modelos de previsión del Niño/Niña.

A partir de la Figura 13 se observa que para el período de estudio el ensamble de pronósticos muestra una dispersión en el rango 0,5 a 3,5 (a excepción de un modelo). Si se consideran las curvas roja y verde de trazo continuo como los valores esperados, se observa que las estimaciones parten en MJJ de valores cercanos a 1 y terminan en JFM entre 1,5 y 2, manteniéndose siempre en condición de El Niño.

En la Figura 14 se muestra la probabilidad de ocurrencia de los fenómenos climáticos “La Niña”, “El Niño” o “Neutral” para cada trimestre móvil hasta marzo del 2027. En línea con lo mencionado previamente, se observa que en todos los trimestres predomina la probabilidad de ocurrencia de El Niño.

[5] https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/?enso_tab=enso-sst_table

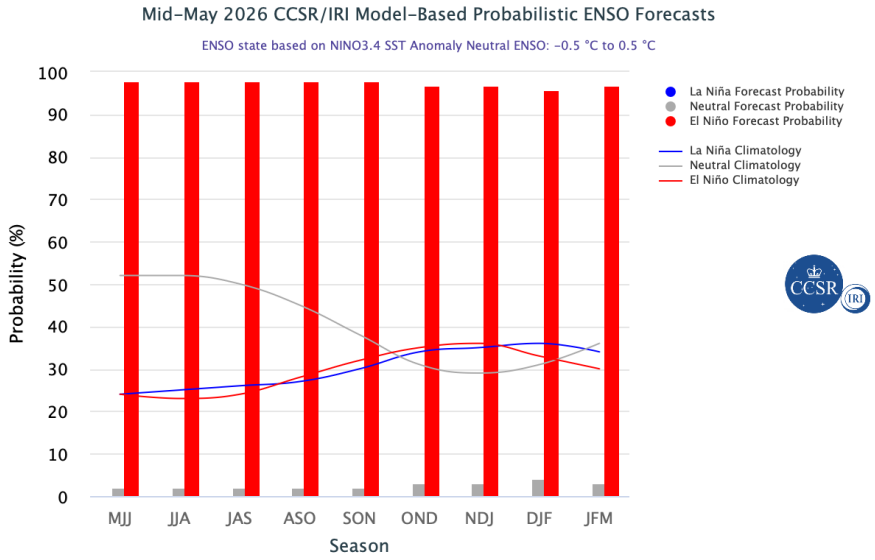


Figura 14: Previsión Niño/Niña.

En resumen, ambas Figuras 13 y 14 indican mayor probabilidad de El Niño para todos los meses hasta el fin del periodo evaluado.

4.3.4 Perspectivas climáticas Salto Grande

Según el informe “Perspectivas_Climáticas_2026_05” realizado por Salto Grande[6] se espera que se establezcan condiciones de Niño durante este trimestre, aunque persiste incertidumbre acerca de la intensidad de dicho fenómeno.

La perspectiva trimestral de precipitación (mayo-junio-julio de 2026) sugiere precipitaciones inferiores a lo normal en la cuenca, aunque por ser un trimestre de transición del fenómeno de El Niño, existe gran incertidumbre.

4.4 Precios de los combustibles y costos variables de las unidades térmicas

Se utilizan los precios de combustibles PPI e internos vigentes a mayo de 2026 para determinar los costos variables iniciales de las centrales térmicas, como se detalla más adelante. Para la proyección e indexación de dichos precios se adopta el siguiente enfoque:

- Se utiliza el valor esperado de la trayectoria del WTI según la tendencia proyectada por la EIA para el período abril 2026–diciembre 2027 (proyección publicada en abril de 2026).
- Para el largo plazo, se consideran los valores de referencia de la última publicación del *Annual Energy Outlook* (AEO–EIA). El proceso de transición desde el horizonte STEO hacia el AEO se modela manteniendo la misma inercia del proceso STEO, de

[6] https://drive.google.com/drive/u/0/folders/1sHDeooEYNrK_sneIHzl8hE9EBgRwODCe?hl=es-419

modo que las proyecciones converjan suavemente hacia los niveles de largo plazo establecidos por el AEO.

En la Figura 15 se muestran los precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril realizadas por la EIA en el mes de abril de 2026.

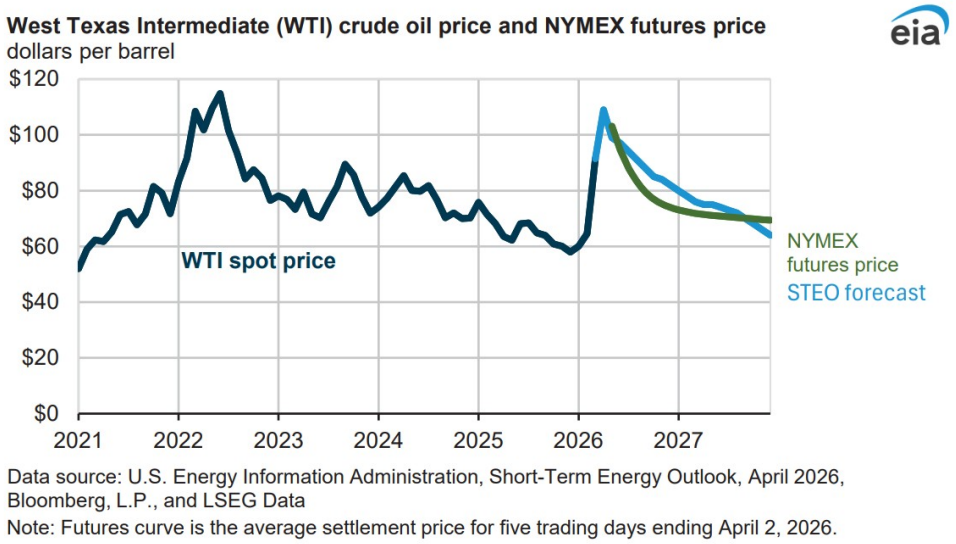


Figura 15: Precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril

A partir de la Figura 15 se puede observar que el valor esperado del pronóstico (STEO forecast) alcanzaría un máximo superior a los 100 USD/barril en la primera parte de 2026 como fruto del contexto geopolítico actual, para luego tender a la baja hasta fines de 2027, retornando a valores cercanos a los 60 USD/barril.

En la Figura 16 se muestra la proyección WTI considerada

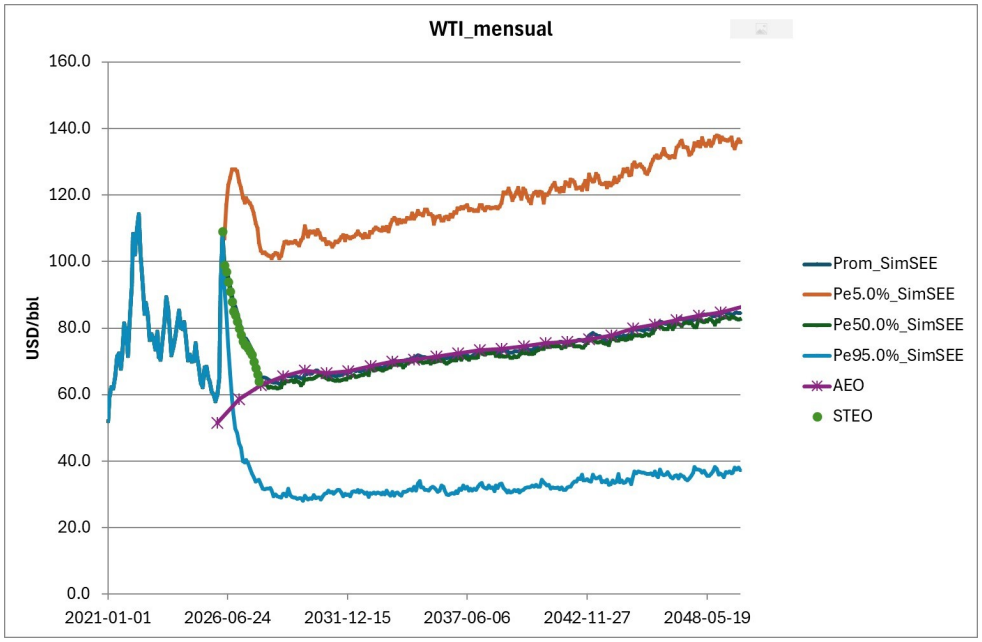


Figura 16: Proyección WTI considerada

Los precios de los combustibles provienen de la siguientes fuentes.

FOM: provisto por ANCAP, teniendo en consideración los parámetros establecidos para la venta a UTE para generación térmica, vigentes desde el 06-05-2026 para mayo.

GO: proveniente del Informe de Precios de Paridad de Importación de productos derivados del petróleo publicado por URSEA el 27-04-2026.

GN: provisto por UTE, considerando contratos de suministro y transporte de dicho energético desde Argentina, vigentes desde el 06-05-2026.

En la Tabla 5 se muestran los precios de los combustibles.

REF WTI (US$/Barril):	97,2	MAYO 2026	
Combustibles	**U$S/m3**	**Densidad kg/l**	**U$S/T**
Gasoil	**1149,43**	**0,833**	**1380,56**
Fueloil Motores	**608,40**	**0,967**	**628,89**
Gas Natural	**0,352**	**0,0007**	**469,83**

Tabla 5: Precio de combustibles derivados

Disponibilidad de Gas Natural

En otoño, primavera y verano: Disponibilidad 85% de una cantidad suficiente para generar con medio ciclo combinado y una máquina de PTA.

Invierno (mayo, junio y julio): no se dispone.

4.5 Centrales generadoras térmicas

En la Tabla 6 se muestran los valores de potencias máximas generables, disponibilidad fortuita con y sin mantenimientos programados, y tiempo medio de reparación de las centrales generadoras. En los casos en que se hayan representado mantenimientos en todo el período de simulación, no es necesario modelar la disponibilidad fortuita sin mantenimientos.

	Motores	CTR	PTA16	PTI78	CC 2TG	CC TV	Uruply	UPM	Fenirol
Pmax [MW]	71.8	200	300	54	360	190	0.8	25	10
Con mantenimientos programados	98.5 %	99.9 %	94.2 %	96.8 %	98.0 %	96.6 %	78.0 %	-	-
Sin mantenimientos programados	65.7 %	92.2 %	90.6 %	92.2 %	92.3 %	94.8 %	75.0 %	8.8 %	69.7 %
TMR [horas]	168	168	168	168	168	168	0	72	72

	Bioener	Montes del Plata	Galofer	Dank	Alur	Lanas Trinidad	Las Rosas	UPM2*	Liderdat
Pmax [MW]	10	100	10	3.5	3.1	0.3	0.2	190	4.6
Con mantenimientos programados	86.5 %	72.8 %	-	61.7 %	-	-	-	72.8 %	84.1%
Sin mantenimientos programados	-	-	81.9 %	-	55.2 %	44.1%	3.1%	-	61.6 %
TMR [horas]	1	8	48	72	0	0	0	-	0

* A partir de 1/1/25 aumenta la Pmax a 220 MW. La disponibilidad con mantenimientos aumenta a 82.1 % desde el 1/1/26. Este cronograma se ajusta con respecto a lo informado por el participante, de modo de reflejar posibles atrasos en la incorporación de las unidades.

Tabla 6: Disponibilidad de las unidades térmicas

Los factores de disponibilidad “Con” o “Sin” “Mantenimientos programados” hacen referencia a si en el valor de disponibilidad fortuita se computan los mantenimientos programados o si los mismos son considerados aparte en las fichas de disponibilidad de los actores.

Para el caso de Bioener y Fenirol, como dichas centrales tienen acuerdos con UTE por los cuales, pueden reducir la generación cuando a ambas partes les resulta conveniente, se modela dichas centrales como un recurso despachable con costo variable de 30 USD/MWh y con un pago por disponibilidad de 60 USD/MWh.

Se aclara que el tiempo mínimo de reparación que se puede modelar en SimSEE coincide con la duración del paso de tiempo especificado en las salas (diaria o semanal).

En la Tabla 7 se muestran los costos variables de las unidades generadoras térmicas. Los valores se calculan en función la potencia que efectivamente las unidades entregan al sistema de trasmisión descontando los consumos propios[7].

Unidad	C.E. a pleno g/kWh	C.E. en mín tec g/kWh	Variable Combustible U$S/MWh	Variable No Combustible U$S/MWh	Variable Total pleno U$S/MWh	Variable Total mínimo U$S/MWh
C.Batlle Motores	213,2	213,2	134,1	13,3	147,4	147,4
PTA 1-6	227,0	351,5	313,4	10,8	324,2	496,1
PTA 1-6 - GN	192,1	288,2	90,3	5,8	96,0	141,2
CTR	280,8	599,1	387,7	5,9	393,6	833,0
PTA 7 y 8	258,5	413,3	356,9	6,4	363,3	577,0
PTB - CA - GO	257,3	570,0	355,2	5,5	360,7	792,4
PTB - CC - GO	176,2	197,6	243,2	4,2	247,3	276,9
PTB - CA - GN	212,9	243,0	99,9	4,5	104,4	118,7
PTB - 1/2 CC - GN	151,4	149,3	71,1	4,8	75,9	74,9
PTB - CC - GN	146,0	149,3	68,6	4,8	73,4	74,9

Tabla 7: Costos Variables de las unidades térmicas.

4.6 Tiempos medios de reparación informados

En la Tabla 8 se presenta la información remitida por los Generadores sobre los Tiempos Medios de Reparación (TMR) a ser considerados en el modelado SimSEE.

Generador	Central	TMR (h)
Bioener		1
Galofer		48
Celulosa y Energía Punta Pereira S.A.	Montes del Plata	8
Luz de Loma S.A.		3
Luz de Río S.A.		3
Luz de Mar S.A.		3
R del Sur S.A.	P.E. Maldonado I	20
R del Este S.A.	P.E. Maldonado II	20
Cadonal S.A.	Talas de maciel II	12
Palmatir S.A.	Cuchilla del Peralta	12
Salto Grande		48

Tabla 8: Tiempo Medio de Reparación (TMR) recibidos

[7]Para el cálculo del consumo especifico del Ciclo Combinado con GO en ciclo cerrado se promedian los consumos específicos del Ciclo Combinado completo (2 TG, 2 Calderas de recuperación y 1 TV) con los del medio Ciclo Combinado (1 TG, 1 Caldera de recuperación y 1 TV).

4.7 Centrales generadoras de fuente eólica.

En la Tabla 9 se muestran las centrales de generación eólica con su potencia autorizada a inyectar a la red de UTE.

Central Generadora	Agente Generador	Potencia autorizada a inyectar en la red (MW)
COLONIA ARIAS	RAFISA (***ver Nota 1***)	70.0
CARACOLES 1 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMB	UTE	10.0
CARACOLES 2 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMB	UTE	10.0
CUCHILLA DEL PERALTA I	PALMATIR S.A.	50.0
ENGRAW	ENGRAW EXPORT & IMPORT CO. S.A.	3.6
JUAN PABLO TERRA	UTE	67.2
CORFRISA	CORPORACION FRIGORIFICA del URUGUAY S.A.	1.8
LUZ DE LOMA	LUZ DE LOMA S.A.	20.0
LUZ DE MAR	LUZ DE MAR S.A.	18.0
LUZ DE RÍO	LUZ DE RÍO S.A.	50.0
MARYSTAY	MARYSTAY S.A.	2.0
MELOWIND	ESTRELLADA S.A.	50.0
MINAS I	GENERACIÓN EÓLICA MINAS S.A. - GEMSA	42.0
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	NUEVO MANANTIAL S.A.	4.0
PALOMAS	NICEFIELD S.A.	70.0
PAMPA	RAFISA (***ver Nota 2***)	141.6
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	10.0
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	ROUAR S.A.	65.1
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	FINGANO S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	VENGANO S.A.	40.0
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	POLESINE S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	GLYMONT S.A.	49.5
PARQUE EÓLICO JULIETA	IWERYL S.A.	3.6
PARQUE EÓLICO KIYÚ	COBRA INGENIERÍA URUGUAY S.A.	48.6
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	TOGELY COMPANY S.A.	7.7
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	NUEVO MANANTIAL S.A.	7.8
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	KENTILUX S.A.	17.2
PARQUE EÓLICO MALDONADO	R DEL SUR S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	R DEL ESTE S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO MARÍA LUZ	TOGELY COMPANY S.A.	9.8
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALE I	VIENTOS DE PASTORALE S.A.	49.2
PARQUE EÓLICO ROSARIO	TOGELY COMPANY S.A.	9.0
PARQUE EÓLICO SOLÍS DE MATAOJO	POSADAS & VECINO S.A.	10.0
PARQUE EÓLICO VENTUS I	República Administradora de Fondos de Inversión S.A	9.0
PARQUE EÓLICO VILLA RODRÍGUEZ	TOGELY COMPANY S.A.	10.0
PERALTA I GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	50.0
PERALTA II GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	50.0
TALAS DEL MACIEL I	ASTIDEY S.A.	50.0
TALAS DEL MACIEL II	CADONAL S.A.	50.0
VALENTINES	AREAFLIN S.A.	70.0
TOTAL		**1476.7**
Nota 1: República Administradora de Fondos de Inversión S.A. en calidad de fiduciario del Fideicomiso Financiero Arias		
Nota 2: República Administradora de Fondos de Inversión S.A. en calidad de fiduciario del Fideicomiso Financiero Pampa		

Tabla 9: Centrales de generación eólica.

4.8 Centrales generadoras de fuente solar fotovoltaica.

En la Tabla 10 se muestran los centrales de generación solar fotovoltaica con su potencia autorizada a inyectar a la red de UTE.

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Autorizada (MW)
ABRIL	GILPYN S.A.	1
ALTO CIELO	ALTO CIELO S.A.	20
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A.	10
CASALKO	CASALKO S.A.	1.75
CERROS DE VERA SOLAR	UTE	0.05
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16
DICANO	DICANO S.A.	11.25
EL NARANJAL	COLIDIM S.A.	50
FENIMA	FENIMA S.A.	9.5
HIKARI	MIEM-UTE	0.25
LA JACINTA	JACINTA SOLAR FARM S.R.L.	50
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A.	20
NATELU	NATELU S.A.	9.5
PARQUE ALBISU	NESYLA S.A.	14
PETILCORAN	PETILCORAN S. A.	9.5
PUNTA DEL TIGRE FOTOVOLTAICO	UTE	25.65
RADITON	RADITON S.A.	8
TS	CERNERAL S.A.	1
VINGANO	VINGANO S.A.	1
YARNEL	YARNEL S.A.	9.5
	TOTAL	**267.95**

Tabla 10: Centrales de generación solar fotovoltaica.

En la Tabla 11 se muestran las incorporaciones futuras de centrales de generación solar fotovoltaica.

Central Generadora	Agente Generador	Fecha incorporación	Potencia [MW]
Kahirós	NASPUY S.A.	01/07/2026	4.2
PTFB	UTE	01/08/2026	28
Melo	UTE	01/02/2028	80

Tabla 11: Incorporaciones de centrales de generación solar fotovoltaica.

4.9 Intercambios de Energía

Atendiendo al comportamiento reciente de los mercados vecinos y su proyección/futura, se decide modelar los intercambios internacionales con cada país de la forma que se detalla a continuación.

Importación:

Con Argentina

Se modela una importación que representaría las centrales térmicas de dicho país que podrían auxiliar a nuestro sistema en casos de emergencia. Se modela con 200 MW de potencia máxima en las semanas 11 a 17 inclusive y 41 a 47 inclusive, y 140 MW las semanas del año restantes, siempre con 65% de disponibilidad y precio (Falla 1 – 1 USD/MWh).

Asimismo se modela una importación ocasional habilitada durante las semanas 11 a 17 inclusive y 41 a 47 inclusive, de potencia 300 MW con factor de disponibilidad 50%, a precio PTB + 10% dada la coyuntura energética actual del país vecino.

Con Brasil

Se modela una importación con una potencia máxima de 300 MW con una/ disponibilidad fortuita de 70 %. Se utiliza el CEGH "iN34BPScmgsArBr_compuesto_DIARIO_PESNov23" que modela el costo marginal medio diario de la región sur de Brasil, permitiendo la importación sólo cuando dicho valor se encuentra por debajo de 145 USD/MWh y con un sobrecosto equivalente al valor de falla 1 - 1 USD/MWh.

<u>Exportación:</u>

Con Argentina

Las compras de Argentina al sistema uruguayo se modelan mediante un actor Spot de Mercado a un precio de 12 USD/MWh, con una potencia de 800 MW y 70% de disponibilidad.

Con Brasil

Se modela la exportación a Brasil con un actor Spot de mercado postizado, usando la fuente Costo Variable de Intercambio (CVI) como "costo marginal del comprador" (en este caso Brasil) en cada poste. Estas fuentes CVI serán topeadas en (cvCBMOT + 10%) + 30 USD/MWh, siendo 30 USD/MWh el margen de ganancia para Uruguay. Siempre que la fuente CVI sea superior al cmg uruguayo, exportará hacia el país vecino a un precio igual al cmg uruguayo + 30 USD/MWh de ganancia neta. Dado el tope de la fuente CVI, Uruguay sólo exportaría hasta el costo variable de Motores de Central Batlle. La potencia máxima de intercambio es de 300 MW con un coeficiente de disponibilidad de 90%.

Excedentes/Vertimientos turbinables.

Se identifican como excedentes la energía hidráulica no embalsable y la energía de centrales autodespachadas (mayoritariamente eólica). Se modela como una exportación con potencia máxima 4000 MW en todos los postes y precio 0.1 USD/MWh; lo que implica que toda la energía generable queda captada como excedente. Los vertimientos que no son turbinables no están incluidos aquí y no son manejables en la operación del sistema.

4.10 Mantenimientos programados de generación

En esta sección se muestra el cronograma de mantenimientos PAM vigente, con ultimas actualizaciones al 28/04/2026.

En la Figura 17 se presentan los mantenimientos programados para el período 18/04/2026 al 01/01/2027.

PAM 2026-04-1 - Versión 5 - 28/04/2026

PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS AÑO 2026

	18-04-26	25-04-26	02-05-26	09-05-26	16-05-26	23-05-26	30-05-26	06-06-26	13-06-26	20-06-26	27-06-26	04-07-26	11-07-26	18-07-26	25-07-26	01-08-26	08-08-26	15-08-26	22-08-26	29-08-26	05-09-26	12-09-26	19-09-26	26-09-26	03-10-26	10-10-26	17-10-26	24-10-26	31-10-26	07-11-26	14-11-26	21-11-26	28-11-26	05-12-26	12-12-26	19-12-26	26-12-26
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52
CBM		1	1		1											1						1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	1	1	
CTR1																							X	X	X	X	X	X	X								
CTR2					X	X	X	X	X	X																											
PTA1																						X															
PTA2																							X														
PTA3																			X	X																	
PTA4																									X	X											
PTA5			X	X																																	
PTA6					X	X																															
PTA 7y8-U7																													X	X							
PTA 7y8-U8																														X	X	X					
PTB TG1																									X												
PTB TG2																																					
PTB ST																																					
BAY1																X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
BAY2	X																																				
BAY3	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X																					
PAL1	X	X	X	X																																	
PAL2																																					
PAL3																																x	x				
BON1				x	x	x	x																														
BON2																																					
BON3																																					
BON4																					x	x	x	x	x												
CTM1																				x	x	x															
CTM2																				x	x	x															
CTM3																																					
CTM4																																					
CTM5																																					
CTM6																																					
CTM7																										x	x										
CTM8																																					
CTM9																																					
CTM10																																					
CTM11	x	x	x	x	x	x																															
CTM12																				x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x					
CTM13																																					
CTM14																																					
UPM1																																					
UPM2																																					
MdP																																					

Figura 17:Mantenimientos programados del 18/04/2026 al 01/01/2027

X	Unidad con mantenimiento programado para esta fecha
	Ventana de mtto, los trabajos previstos pueden moverse dentro de estas fechas
X	Mantenimiento estimado por PEG con la finalidad de extender el programa de Mtto de la central
	Semana de Carnaval
	Semana de Turismo
	No se cuenta con información declarada.

4.11 Programa indicativo de mantenimientos para los siguientes 36 meses

En la Figura 18 se presenta el programa indicativo de mantenimientos para el período 02/01/2027 al 31/01/2027. El sombreado gris indica que no se cuenta con información.

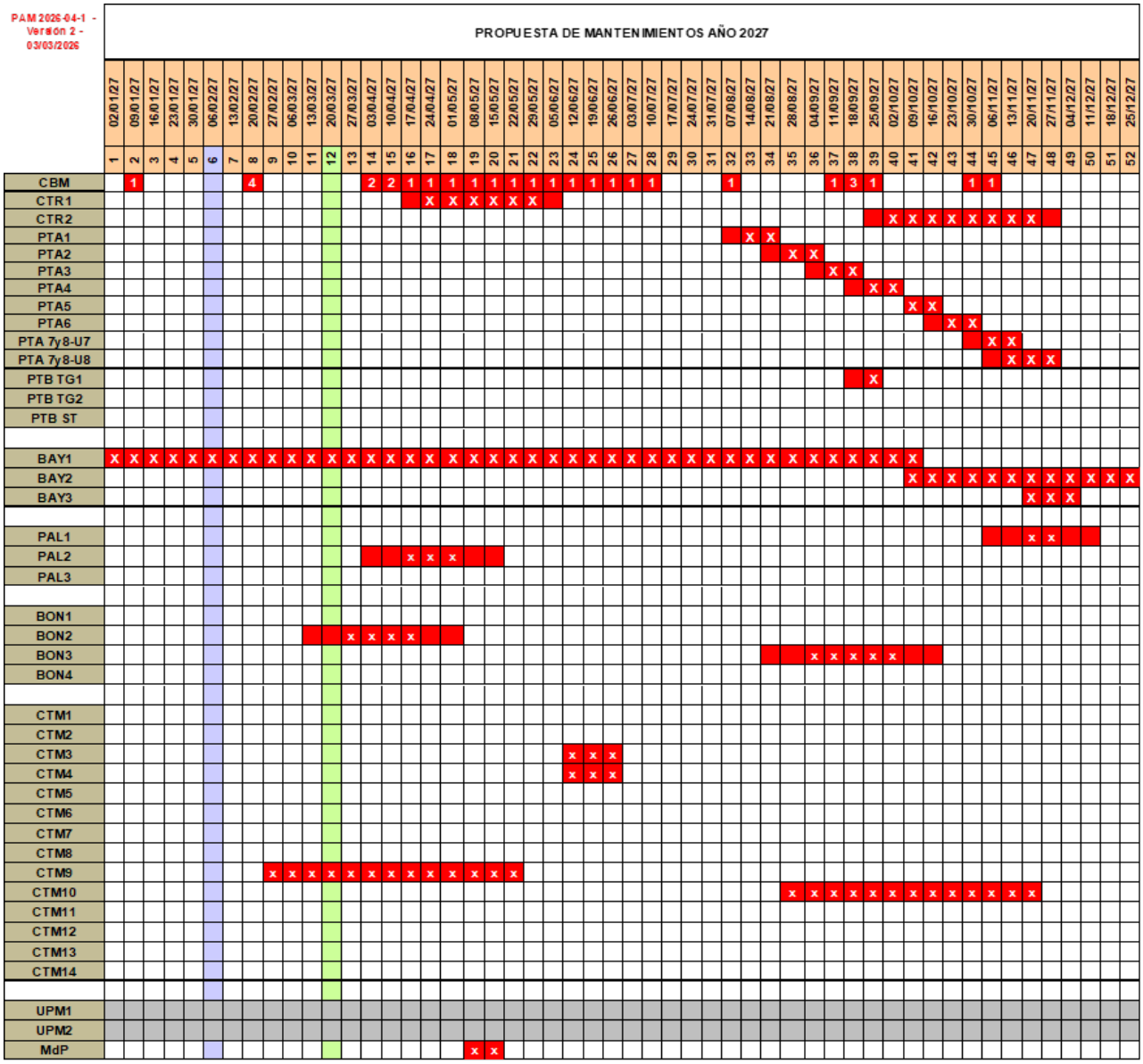


Figura 18: Programa indicativo para el período 02/01/2027 al 31/12/2027.

En la Figura 19 se presenta el programa indicativo de mantenimientos para el período 01/01/2028 al 31/12/2028

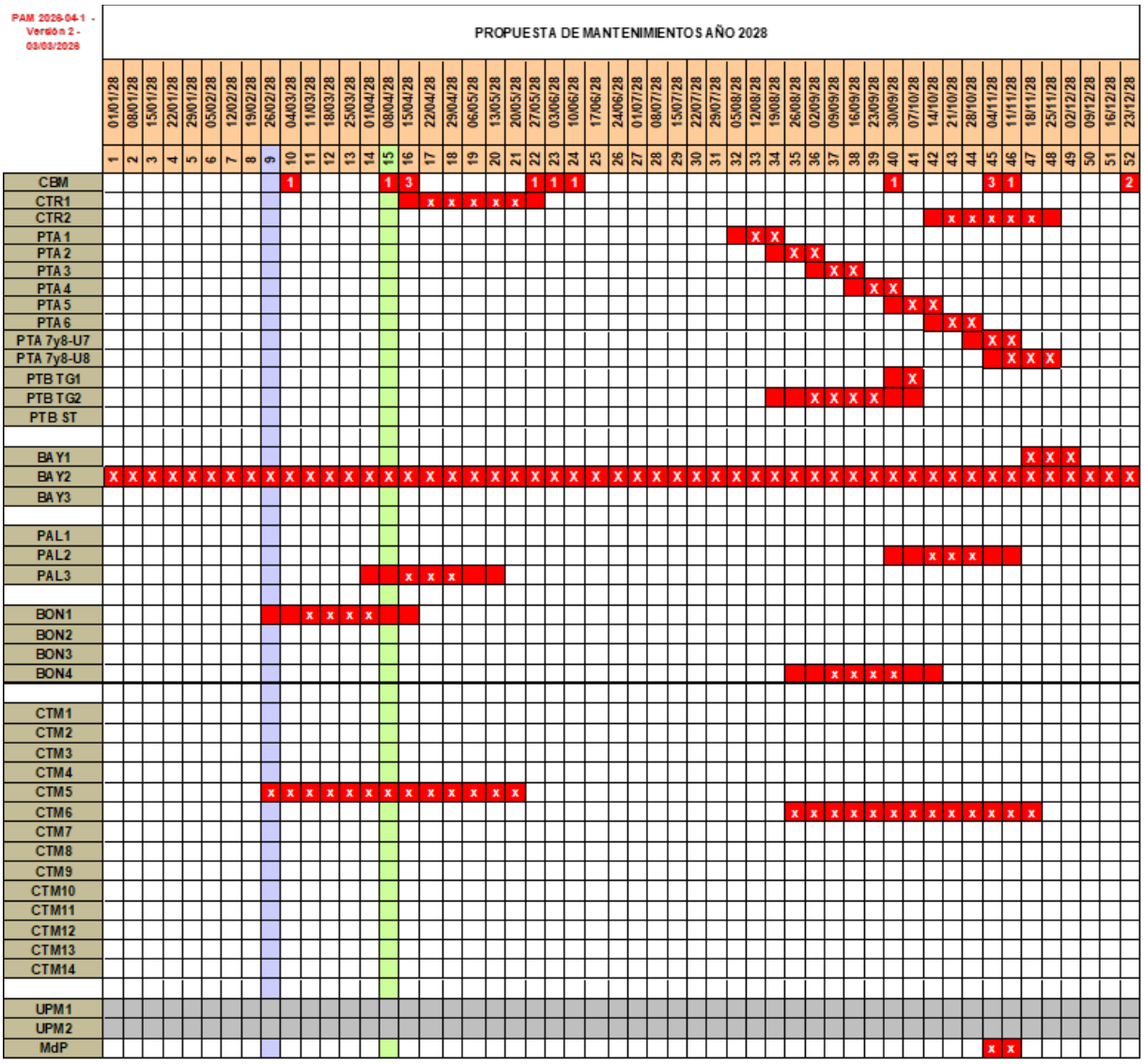


Figura 19: Programa indicativo para el período 01/01/2028 al 31/12/2028.

En la Figura 20 se presenta el programa indicativo de mantenimientos para el período 01/01/2029 al 30/12/2029.

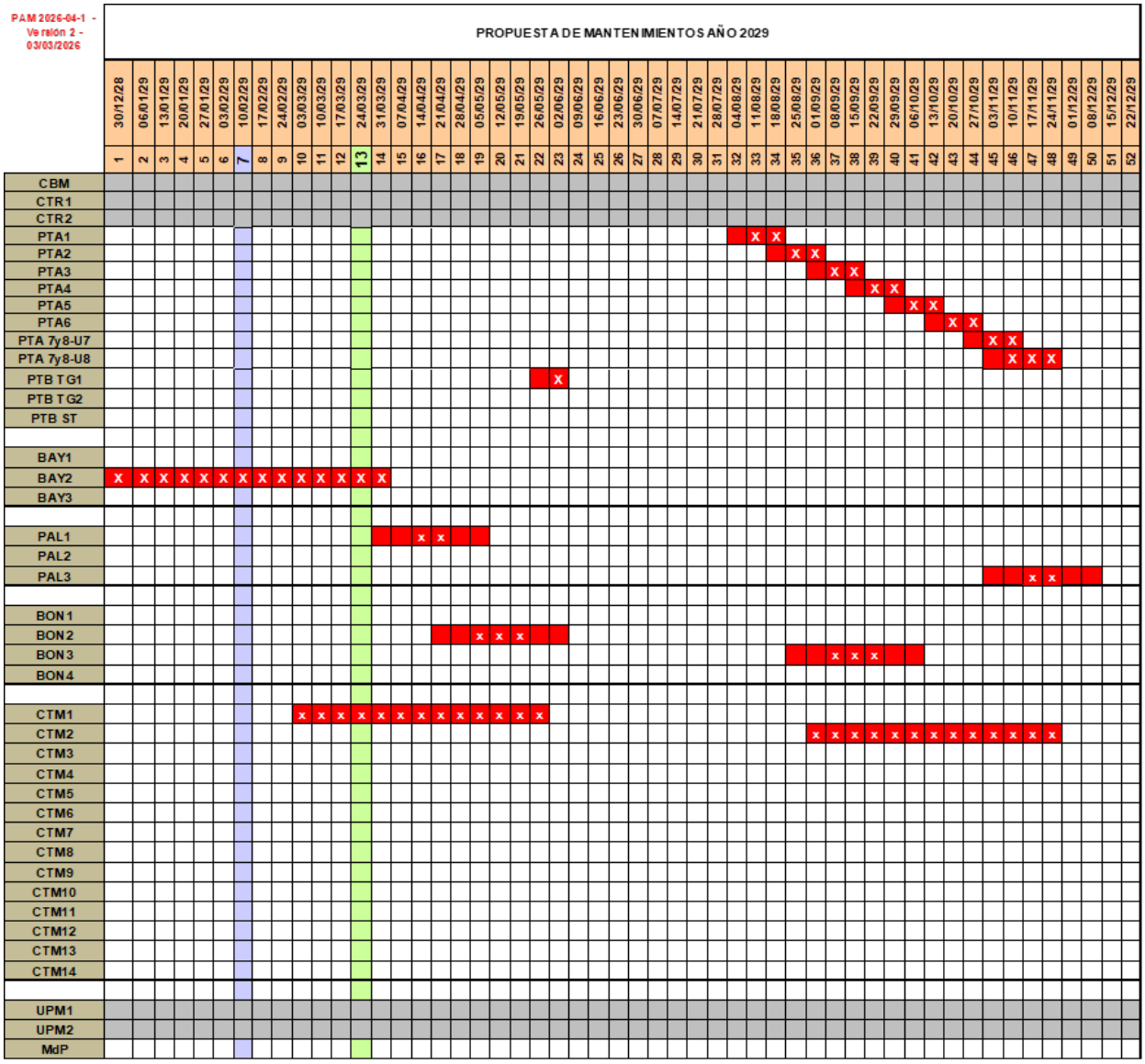


Figura 20: Programa indicativo para el período 01/01/2029 al 30/12/2029.

En la Figura 21 se presenta el programa indicativo de mantenimientos para el período 31/12/2029 al 29/12/2030.

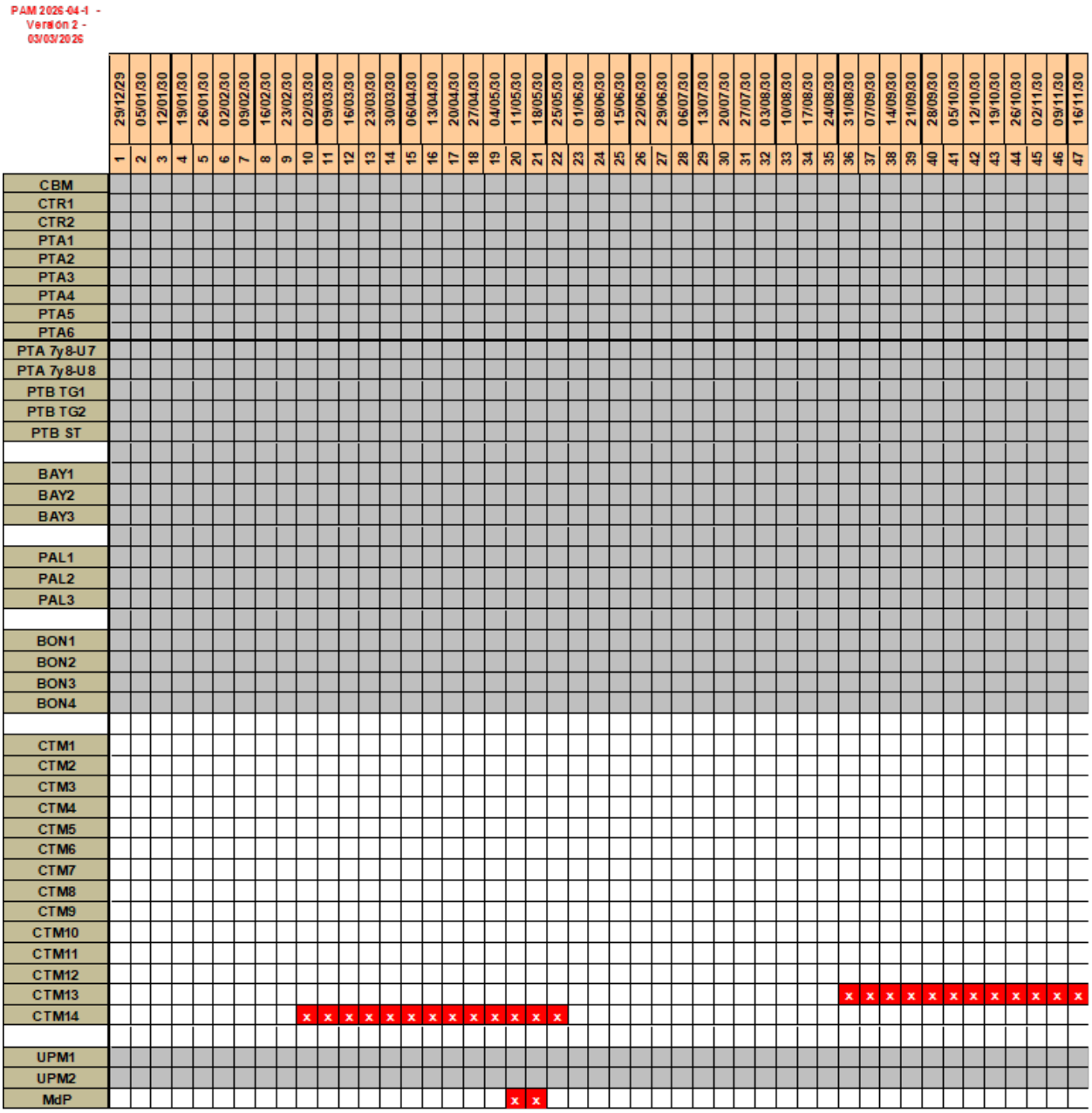


Figura 21: Programa indicativo para el período 31/12/2029 al 29/12/2030.

Observaciones:

El sombreado gris indica que no se recibieron solicitudes de mantenimientos en ese período.

No se informaron mantenimientos programados de UPM1 ni de UPM2 en todo el período. Para ambos generadores en las salas SimSEE se utiliza la información enviada en el PAM anterior con una periodicidad de 18 meses.

En las Tablas 12, 13 y 14 se muestran los mantenimientos adicionales a los presentados en las figuras anteriores.

Uruply S.A.		Comentario del comunicado: Marca en el formulario PAM: Año 2026: Semanas 18,42,43 Año 2027: Semanas 18,42,43 Año 2028: Semanas 19,42,43 Año 2029: Semanas 19,42,43 Año 2030: Semanas 19,43,44
Lanas Trinidad S.A.		Comentario del comunicado: Marca en el formulario PAM: Año 2026: Semanas 51 y 52. Año 2027: Semana 1. Año 2028: Ninguna semana. Año 2029: Ninguna semana. Año 2030: Ninguna semana.
Cubico	P.E. Kiyu	Comentario del comunicado: Enviamos informacion en relacion a los mantenimientos preventivos programados de la SET kIYU. En general el periodo de indisponiblidad es de 7:00 a 17:hs (1 dias en la semana indicada). Marca en el formulario PAM: Año 2026: Semana 10 Año 2027: Semana 10 Año 2028: Semana 10 Año 2029: Semana 10 Año 2030: Semana 10
Fingano S.A.	P.E. Carape I	Comentario del comunicado: Enviamos informacion en relacion a los mantenimientos preventivos programados de la SET Carape I . En general el periodo de indisponiblidad es de 7:00 a 17:hs (1 dia en la semana indicada). Marca en el formulario PAM: Año 2026: Semana 8 Año 2027: Semana 8 Año 2028: Semana 8 Año 2029: Semana 8 Año 2030: Semana 8
Vengano S.A.	P.E. Carape II	Comentario del comunicado: Enviamos informacion en relacion a los mantenimientos preventivos programados de la SET Carape II . En general el periodo de indisponiblidad es de 7:00 a 17:hs (1 dia en la semana indicada). Marca en el formulario PAM: Año 2026: Semana 8 Año 2027: Semana 8 Año 2028: Semana 8 Año 2029: Semana 8 Año 2030: Semana 8
Cubico	P.E.. Nuevo Pastorale I	Comentario del comunicado: Enviamos informacion en relacion a los mantenimientos preventivos programados de la SET Pastorale . En general el periodo de indisponiblidad es de 7:00 a 17:hs (1 dia en la semana indicada). Marca en el formulario PAM: Año 2026: Semana 9 Año 2027: Semana 9 Año 2028: Semana 9 Año 2029: Semana 10 Año 2030: Semana 10
Astidey S.A.	P.E. Talas de Maciel I	Comentario del comunicado: Enviamos informacion en relacion a los mantenimientos preventivos programados de la SET Talas de Maciel I . En general el periodo de indisponiblidad es de 7:00 a 17:hs (1 dia en la semana indicada). Marca en el formulario PAM: Año 2026: Semana 11 Año 2027: Semana 11 Año 2028: Semana 11 Año 2029: Semana 12 Año 2030: Semana 12
Nesyla S.A.	Albisu	Comentario del comunicado: Se envia Plan Anual de Mantenimeinto PV Albisu periodo 2026 al 2030 Marca en el formulario PAM: Año 2026: Semana 40. Año 2027: Semana 40. Año 2028: Semana 40. Año 2029: Semana 40. Año 2030: Semana 40.
Estrellada S.A.	P.E. Melowind	Comentario del comunicado: Semana 10 - año 2027 : Parada de planta por mantenimeinto anual horario de 8:00 a 18:00 hs Semana 10 -año 2029 : Parada de Planta por mantenimeinto anual horario de 8:00 a 18:00 hs Marca en el formulario PAM: Año 2026: Ninguna semana. Año 2027: Semana 10. Año 2028: Ninguna semana. Año 2029: Semana 10. Año 2030: Ninguna semana.

Tabla 12: Mantenimientos adicionales

R del Este S.A.	P.E. Maldonado II	Comentario del comunicado: Se trata del mantenimiento anual de SET 1 día de 8 a 18 hs Marca en el formulario PAM: Año 2026: Semana 45. Año 2027: Semana 45. Año 2028: Semana 46. Año 2029: Semana 46. Año 2030: Semana 46.
R del Sur S.A.	P.E. Maldonado I	Comentario del comunicado: Se trata del mantenimiento anual de SET 1 día de 8 a 18 hs Marca en el formulario PAM: Año 2026: Semana 45. Año 2027: Semana 45. Año 2028: Semana 46. Año 2029: Semana 46. Año 2030: Semana 46.
UTE_Palomas		Comentario del comunicado: Se hace el mantenimiento anual de la red de media tensión del parque, en el entorno de los 10 primeros días de marzo Marca en el formulario PAM: Año 2026: Semana 10 Año 2027: Semana 11 Año 2028: Semana 11 Año 2029: Semana 11 Año 2030: Semana 11
Dank S.A.		Comentario del comunicado: Marca en el formulario PAM: Año 2026: Semanas 18,36 a 39 Año 2027: Semanas 18,37,38 Año 2028: Semanas 18,37,38 Año 2029: Semanas 18,37,38 Año 2030: Semanas 18,37,38
Ladaner S.A.	P.E. Cerro Grande	Comentario del comunicado: La planta de Cerro Grande cuenta con 22 aerogeneradores que reciben mantenimiento preventivo distribuido de forma uniforme a lo largo del año. Estan previstas 20hs/año de mantenimiento en cada aerogenerador, que se ejecutan en el horario comprendido entre las 7am y 15pm. Adicional a estos trabajos, esta previsto un corte de la totalidad de la planta en simultaneo para mantenimiento de la estación de transformación (normalmente entre la semana 10 a 13) . Estos trabajos tienen una duración estimada de 8hs . Esas fechas marcadas podrían ser modificadas en caso de que las condiciones climáticas no lo permitan, o si se logra la coordinación junto contrabajos previstos para la estación de UTE contigua a la central generadora de forma de aprovechar simultáneamente la indisponibilidad. Marca en el formulario PAM: Año 2026: Ninguna semana Año 2027: Ninguna semana Año 2028: Ninguna semana Año 2029: Ninguna semana Año 2030: Ninguna semana
Agua Leguas S.A.	P.E. Peralta I	Comentario del comunicado: La planta de Peralta 1 cuenta con 25 aerogeneradores que reciben mantenimiento preventivo distribuido de forma uniforme a lo largo del año. Estan previstas 20hs/año de mantenimiento en cada aerogenerador, que se ejecutan en el horario comprendido entre las 7am y 15pm. Adicional a estos trabajos, esta previsto un corte de la totalidad de la planta en simultaneo para mantenimiento de la estación de transformación (normalmente entre la semana 22 a 26) . Estos trabajos tienen una duración estimada de 8hs . Esas fechas marcadas podrían ser modificadas en caso de que las condiciones climáticas no lo permitan, o si se logra la coordinación junto contrabajos previstos para la estación de UTE contigua a la central generadora de forma de aprovechar simultáneamente la indisponibilidad. Marca en el formulario PAM: Año 2026: Ninguna semana Año 2027: Ninguna semana Año 2028: Ninguna semana Año 2029: Ninguna semana Año 2030: Ninguna semana
Agua Leguas S.A.	P.E. Peralta II	Comentario del comunicado: La planta de Peralta 2 cuenta con 25 aerogeneradores que reciben mantenimiento preventivo distribuido de forma uniforme a lo largo del año. Estan previstas 20hs/año de mantenimiento en cada aerogenerador, que se ejecutan en el horario comprendido entre las 7am y 15pm. Adicional a estos trabajos, esta previsto un corte de la totalidad de la planta en simultaneo para mantenimiento de la estación de transformación (normalmente entre la semana 22 a 26) . Estos trabajos tienen una duración estimada de 8hs . Esas fechas marcadas podrían ser modificadas en caso de que las condiciones climáticas no lo permitan, o si se logra la coordinación junto contrabajos previstos para la estación de UTE contigua a la central generadora de forma de aprovechar simultáneamente la indisponibilidad. Marca en el formulario PAM: Año 2026: Ninguna semana Año 2027: Ninguna semana Año 2028: Ninguna semana Año 2029: Ninguna semana Año 2030: Ninguna semana

Luz de Loma S.A.		Comentario del comunicado: Las paradas más extensas del parque sería por unas horas en días puntuales, a solicitud de UTE por mantenimientos a realizar por UTE. No contamos con las fechas previstas aún, pero habitualmente son dos días por año. Marca en el formulario PAM: Año 2026: Ninguna semana Año 2027: Ninguna semana Año 2028: Ninguna semana Año 2029: Ninguna semana Año 2030: Ninguna semana
Luz de Mar S.A.		Comentario del comunicado: Las paradas más extensas del parque sería por unas horas en días puntuales, a solicitud de UTE por mantenimientos a realizar por UTE. No contamos con las fechas previstas aún, pero habitualmente son dos días por año. Marca en el formulario PAM: Año 2026: Ninguna semana Año 2027: Ninguna semana Año 2028: Ninguna semana Año 2029: Ninguna semana Año 2030: Ninguna semana
Luz de Río S.A.		Comentario del comunicado: Las paradas más extensas del parque sería por unas horas en días puntuales, a solicitud de UTE por mantenimientos a realizar por UTE. No contamos con las fechas previstas aún, pero habitualmente son dos días por año. Marca en el formulario PAM: Año 2026: Ninguna semana Año 2027: Ninguna semana Año 2028: Ninguna semana Año 2029: Ninguna semana Año 2030: Ninguna semana
	Montes del Plata	Comentario del comunicado: Marca en el formulario PAM: Año 2026: Ninguna semana Año 2027: Semanas 19 y 20 Año 2028: Semanas 45 y 46. Año 2029: Ninguna semana Año 2030: Semanas 20 y 21.

Tabla 14: Continuación II mantenimientos adicionales

4.12 Red de Trasmisión.

Por Conversora Melo:

- Indisponible del 27/7 al 31/7, indisponibilidad continua por 5 días. Los trabajos incluyen trabajos correctivos en dos Transformadores Convertidores de CME.
- Trabajos con devolución que indisponen Transferencia, todos con 5 días de duración:
  - Recambio seccionador y cambios en aislación polimérica en las torres de transposición, requiere trabajos en SC5-MI5, comienza el 06/04/2026.
  - Recambio de seccionador y cambios en aislación polimérica en las torres de transposición, SC5-MI5 comienza el 18/05/2026.

- Trabajo sin devolución que indispone la importación:
  - Renovación del sistema de control de bancos de reactiva, del 31/08 al 26/09 (45 días).

Se informa de otro trabajo de cambios de aislación polimérica en las torres de transposición en MI5-SC5, con duración de 5 días sin devolución a coordinar en períodos aceptables por DCU.

4.13 Generación forzada.

No se modelan requerimientos de generación forzada por calidad de tensión.

5 Modelo

5.1 Versión SimSEE

Se utiliza la versión iie250_351_7975 de SimSEE.

5.2 Salas SimSEE

Para realizar la PES se utilizaron dos salas SimSEE: una sala de paso diario enganchada con otra sala de paso semanal, cuya optimización se extiende hasta el 2036.

5.3 Horizontes de tiempo

Fecha de optimización sala paso diario: 24/04/2026 - 31/12/2027

Fecha de optimización sala paso semanal: 24/04/2026 - 31/12/2036

Fecha de la simulación sala paso diario: 24/04/2026 - 01/05/2027

Fecha guarda de simulación sala paso diario: 01/05/2026

5.4 Estado inicial del Sistema (al 24/04/2026)

Cota inicial del lago de Bonete: 77,38 m.

Cota inicial del lago de Palmar: 39,16 m.

Cota vista inicial del lago de SG UY: 33,9 m.

Aportes semanales: Bonete = 707 m^3/s, Palmar = 95 m^3/s, SG UY= 2488 m^3/s.

Valor inicial del iN3.4: 0,372

5.5 Demanda

Se utiliza el modelo CEGH de paso diario, con su modelado horario en base a las demandas detalladas de los tramos horarios llano 1, llano 2, pico y valle. Se calibra el valor esperado de la demanda según el comportamiento histórico por tramo horario y estación del año.

La sala de paso de tiempo diario se modela con 4 postes de duración 1, 4, 13 y 6 horas. La sala de paso semanal se modela con 5 postes de duración 5, 30, 91, 28 y 14 horas.

5.6 Modelado de las Unidades de Falla

En las salas se utiliza la representación de la falla reglamentaria (Ver 4.2.2) indexada según el precio del barril de petróleo.

5.6.1 Modelado de Actores Bicombustibles

Para representar la disponibilidad y el consumo de combustibles se utiliza la Red de Combustibles de SimSEE, basada en una analogía con la red eléctrica. Esta red emplea nodos y actores de suministro de combustibles. Los nodos representan puntos de conexión en los que los actores pueden inyectar o consumir combustibles, mientras que los actores de suministro representan las fuentes de abastecimiento para los generadores. En estos actores es posible definir, al igual que para el resto de los actores, parámetros como el factor de disponibilidad, el tiempo medio de reparación, el costo y el caudal máximo de suministro.

Asimismo, se incorpora a los actores térmicos Generador Básico y Generador Térmico Combinado la posibilidad de conectarse a la Red de Combustibles y operar con dos combustibles distintos. Esto se habilita mediante la activación de la opción “Utilizar Red de Combustibles” en la ficha correspondiente de cada actor. Adicionalmente, en las fichas de parámetros dinámicos se incorporan los parámetros de caudal máximo y rendimiento asociados a cada combustible.

Para la sala PES de Mayo 2026 se define una red de combustibles para permitir que tanto el Ciclo combinado como PTI 1-6 funcionen con Gas Oil y/o Gas Natural. La configuración de la red definida se muestra en la Figura 22.

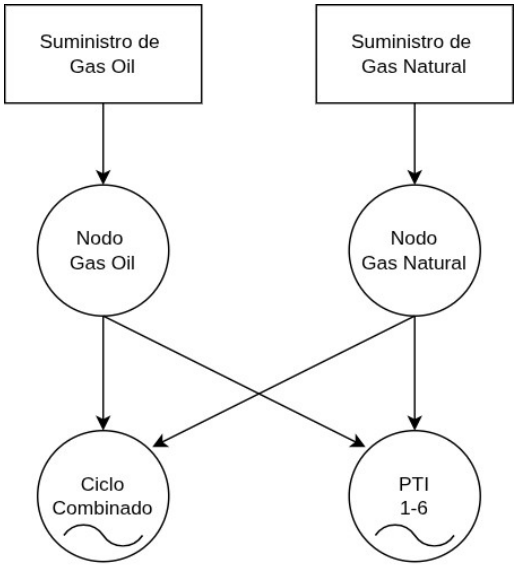


Figura 22: Red de Combustibles PES May26

El precio de los suministros de combustibles fue calibrado de forma tal que el costo variable combustible para PTI resultara de 313,4 USD/MWh para Gas Oil y de 90,3 USD/MWh utilizando Gas Natural con un rendimiento de 0,38. De igual manera, para que el costo variable combustible del Ciclo Combinado a plena carga fuera de 243,2

USD/MWh con Gas Oil y 68,6 USD/MWh con Gas Natural, se ajustaron los rendimientos a 0,335 para Gas Oil y 0,325 para Gas Natural.

El caudal máximo de Gas Natural se fija en 15 m^3/s equivalente a 1.296.000 m^3 diarios con un factor de disponibilidad de 0,85 y un tiempo medio de reparación de 168 horas. El precio resultante de la calibración es de 8,97 USD/MBTU.

El caudal máximo de Gas Oil se establece en 10000 con un factor de disponibilidad igual a 1 de modo de representar que su suministro no presenta restricciones. El precio resultante de la calibración es de 32,61 USD/MBTU.

Los caudales máximos para ambos combustibles en las fichas de parámetros dinámicos de los actores térmicos se dejan sin restricción (fijados en 1000) de modo que la única restricción de caudal queda determinada por el suministro de Gas Natural.

Los parámetros de los combustibles se establecen de la siguiente manera. Para el Gas Oil se considera una densidad de 840,5 kg/m³, un Poder Calorífico Inferior (PCI) de 42.570.366,21 J/kg y un Poder Calorífico Superior (PCS) de 45.559.158,6 J/kg.

Para el Gas Natural se adopta una densidad de 0,62 kg/m³, un PCI de 56.049.096,77 J/kg y un PCS de 62.802.000 J/kg.

5.7 Controles de Cota y erogados mínimos de los embalses

Se mantiene la restricción a la cota mínima de operación del lago de Bonete, mediante una penalización económica equivalente a valorizar las reservas de energía que existen por debajo de la cota mínima (72,3 m.) al valor de Falla 1. También se incorporan penalizaciones económicas para aquellas situaciones en las que las cotas de los lagos de Palmar y Salto Grande estén por debajo de 37 y 32 metros respectivamente, cuyos valores equivalen al costo variable de Falla 1 x 0,15.

También se imponen un controles de cota superiores , sin indexación.

Se imponen erogados mínimos requeridos en las centrales hidroeléctricas de Salto Grande y Palmar, de 450 y 120 m^3/s respectivamente, el último sólo entre los meses de diciembre y marzo de cada año.

En la central hidroeléctrica de Bonete se establece un caudal mínimo de 80 m³/s, con una penalidad por incumplimiento cuya probabilidad no exceda el 0,57 por mil y calculada conforme a lo dispuesto en los Decretos 244/019 y 054/022. La penalidad resultante para el año 2026 es de 0,37 MUSD/Hm³, mientras que para el año 2027 es de 0,36 MUSD/Hm³.

Los valores de cotas, erogados y penalidades se muestran en la Tabla 15.

	Bonete	Palmar	SG
cota máxima (m)	80	40,1	35,5
penalidad_hmax [MUSD/(m.día)]	0,500	5,529	4,980
cota mínima(m)	72,3	37	32
penalidad_hmin [MUSD/(m.día)]	0,000	0,000	0,000
Qmin (m3/s)	80	120	450
penalidad_Qmin [MUSD/hm3]	0,37	1,741	0,094
Qmax (m3/s)	0	0	9800
penalidad_Qmax [MUSD/hm3]	1	1	0,0021

Tabla 15: Controles de cota y erogados para las centrales hidroeléctricas.

En la Tabla 16 se muestran los parámetros considerados para el modelado de los controles de crecida de las centrales hidroeléctricas.

Parámetros	Bonete	Palmar	Salto Grande (UY)
Cota [m]	80.7; 82; 83	40.1; 41.18; 42.2	35.5; 35.75; 36
Erogado mínimo [m³/s]	0; 1990; 4510	0; 10045.45; 20091	0; 13455; 26910

Tabla 16: Parámetros en SimSEE para considerar controles de crecida de las centrales hidroeléctricas.

5.8 Factores de planta de Generadores Eólicos y Solares Fotovoltaicos

Se calibran los actores eólicos y solares para que los factores de plantas se ajusten a los datos reales de rendimiento de los años 2020, 2021 y 2022. Los valores anuales resultantes de la simulación son:

- Factor de planta Solar Fotovoltaica: 21,8%
- Factor de planta Eólica: 40,6%

5.9 Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas

Se utilizan los sintetizadores CEGH "iN34BPScmgsArBr_compuesto_DIARIO_PESNov23.txt" y "iN34BPScmgsArBr_compuesto_SEMANAL_PESNov23.txt" (setiembre 2023), para la sala diaria y semanal correspondientemente. Los sintetizadores correlacionan las siguientes señales:

- Anomalía de la temperatura superficial en el océano Pacífico en la región 3.4 (iN34).
- Aportes a las centrales hidroeléctricas Bonete, Palmar, y Salto Grande.

A su vez, a los efectos de modelar el intercambio con esos países, el sintetizador cuenta con 2 variables de salida: el costo marginal de la región sur del Brasil y del mercado Argentino.

El sintetizador cuenta con dos variables de estado hidrológico, una para el río Negro (H_RN) y otra para el río Uruguay (H_S).

5.10 Parámetros generales

La simulación de la sala de paso diario se realiza a partir de 1000 crónicas sintéticas y la optimización con 5.

La optimización de la sala de paso semanal se realiza a partir de 5 crónicas sintéticas.

Se utiliza la semilla 40031 para la Optimización y la semilla 10031 para la Simulación.

6 ANEXO I Configuración de las restricciones de operación de las hidroeléctricas

(PES Mayo 2026)

Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Versiones:

Fecha	Autores	Motivo
27/5/2026	Ruben Chaer	Creación del informe.

6.1 Introducción

La plataforma SimSEE permite establecer restricciones a la operación de las centrales hidroeléctricas. En particular, para las centrales con embalse tiene la posibilidad de fijar las siguientes condiciones

- Erogado Mínimo
- Erogado Máximo
- Cota Mínima
- Cota Máxima.

Todas estas condiciones se deben cumplir en la medida de lo posible, pero naturalmente no son imperiosas, dado que dependen de la naturaleza la viabilidad de cumplirlas o no.

SimSEE permite el tratamiento de estas restricciones de operación en dos modalidades, **Sin Penalidades** y **Con Penalidades**.

La opción **Sin Penalidad**, implica que simplemente en el planteo del despacho de un paso de tiempo, se determine si es posible o no cumplir con la restricción y en caso de ser posible, la misma se agrega al problema de optimización del despacho. En caso de no ser

posible, se baja la exigencia hasta el nivel posible de cumplimiento y luego se agrega la restricción al problema de despacho.

La opción **Con Penalidad**, implica que las restricciones se agregan al problema de despacho, agregando una variable de control que refleja el incumplimiento ocurrido y valorizando dicho incumplimiento como un costo para el despacho. Esto lleva a que el despacho se realizará intentando cumplir la restricción siempre y cuando el costo de cumplirla sea menor que el costo de incumplirla.

Con las descripciones anteriores, se podría pensar que la opción Sin Penalidad podría considerarse como la Con Penalidad considerando una penalidad tendiendo a infinito, es decir si es posible cumplir se cumplirá sin importar el costo. Esta aseveración sería cierta, si la Política de Operación no se viera afectada por el tratamiento de las restricciones. En la práctica, como en la opción Sin Penalidades, no se computa un costo de incumplimiento, no existe una realimentación explícita sobre la política de operación asociado a un incumplimiento. Esto lleva por ej. en el caso de los controles de cota superior de los lagos, a que el optimizador intente llevar las cotas al borde superior, dado que cuando supera la restricción, se le impone que erogue, pero le rinde más el haber elevado la cota del lago, subiendo así el coeficiente energético y difiriendo los vertimientos en la medida de lo posible que la pérdida de volumen de agua por el erogado obligado (que no implica la evacuación inmediata del exceso, dado que la física del vertedero y del máximo turbinable impone restricciones al cauda efectivamente erogable).

Analizado lo anterior, se llega a la conclusión que la opción Sin Penalidad no refleja la operación real y lleva a Políticas de Operación que incentivan en algunos casos el incumplimiento de las restricciones (hay realimentación positiva a quedar en condiciones de incumplimiento).

Por lo explicado en el párrafo anterior, se decidió modelar las restricciones de operación de las hidráulicas con la opción Con Penalidad. El modelado es similar al realizado para los posibles racionamientos de demanda (máquinas de falla), con la diferencia que para las restricciones de operación de las hidráulicas, no existe (como en el caso de las máquinas de falla) un costo país explícito para el incumplimiento. En esta situación, se decidió calibrar las penalidades de forma que la probabilidad de incumplimiento fuera en lo posible inferior al 5% siempre y cuando la afectación del costo de operación no se viera afectada significativamente.

6.2 Restricciones de operación

Las restricciones operativas a imponer se resumen en la Tabla 17.

Tabla 17: Restricciones a la operación de las centrales hidráulicas

	m	m	m3/s	m3/s	
	hmin	hmax	qmin	qmax	pot_qmax
Bonete	72,3	80,0	80,0	NA	NA
Palmar_Diciembre	37,0	40,1	120,0	NA	NA
Palmar_Abril	37,0	40,1	0,0	NA	NA
Salto Grande	32,0	35,5	450,0	9800,0	2

Para la central Bonete, la operación debe intentar mantener la cota por encima de los 72,3 m (dejando así una reserva de 2,3 sobre la cota inferior del lago por seguridad de la operación, como puede ser un arranque en negro) y por debajo de los 80 m. No se imponen restricciones al caudal erogado máximo y se requiere un erogado mínimo de 80 m3/s para cumplir con los requerimientos asociados a UPM2.

Para la central Palmar, la operación debe intentar mantener la cota por encima de 37,0 m y por debajo de 40,1 m. No se imponen restricciones de erogado máximo y se requiere un erogado mínimo de 120,0 m3/s del primero de diciembre de cada año al primero de abril del año siguiente para cuidado de la fauna itícola aguas abajo de la central.

Para la central Salto Grande, se requiere una operación manteniendo la cota por encima de 32,0 m y por debajo de 35,5 m. En cuanto al erogado máximo la central debiera operar con un erogado máximo de 9800 m3/s para mantener las cotas aguas abajo en niveles que no afectan poblaciones. Por razones de navegabilidad y mantenimiento de nivel mínimo de cotas aguas abajo el caudal erogado mínimo debe mantenerse por encima de 450 m3/s. Ambos caudales (9800 y 450 m3/s) corresponden al 50% de Uruguay, dado que en la Sala SimSEE, está modelada la mitad de la central.

Las restricciones son incluidas en el problema de despacho como:

$$h_{Bon} + vh_{BonMin} \geq 72{,}3 \quad , \qquad (2)$$

$$h_{bon} - vh_{BonMax} < 80 \quad , \qquad (3)$$

$$QE_{Bon} + vQE_{BonMin} > 80 \quad , \qquad (4)$$

$$h_{Pal} + vh_{PalMin} \geq 37 \quad , \qquad (5)$$

$$h_{Pal} - vh_{PalMax} < 40{,}1 \quad , \qquad (6)$$

$$QE_{Pal} + vQE_{PalMin} > 120 \quad , \qquad (7)$$

en los meses Diciembre, Enero, Febrero y Marzo de cada año.

$$h_{SG} + vh_{SGMin} \geq 32 \quad , \qquad (8)$$

$$h_{SG} - vh_{SGMax} < 35{,}5 \quad , \qquad (9)$$

$$QE_{SG} + vQE_{SGMin} > 450 \quad , \qquad (10)$$

$$QE_{SG} - vQE_{SGMax} < 9800 \quad , \qquad (11)$$

En cada restricción, las variables que comienzan “h” corresponden a la cota del lago al final del paso de tiempo (hay una restricción por paso), las variables que comienzan con “Q” corresponden al caudal erogado en cada POSTE de cada paso de Tiempo (hay una restricción por poste) , siendo ambos tipos de variables resultantes del problema de optimización que resuelve el despacho del paso de tiempo. Las variables que comienzan con "v" corresponden a la violación de la restricción que resultó necesaria para satisfacer el despacho al menor costo posible. A la función de costo del despacho, de cada paso de simulación j , de cada crónica de simulación r , se agrega el costo asociado a las violaciones:

$$cp_{j,r} = cp_{OperativoSinPenalidadesExtras,j,r} + cdp_{PenalidadesExtras,j,r} \quad , \quad (12)$$

donde:

- $cp_{OperativoSinPenalidadesExtras,j,r}$ es el Costo Operativo del Paso Sin Penalidades Extras j de la crónica r , variable que es publicada por la Sala y está disponible para el pos-procesador SimRes3. Este costo contiene la suma de los costos asociados a consumos de combustibles, costos de racionamiento, costos de importaciones menos ingresos por importaciones. Representa el costo operativo (costos variables) del sector eléctrico.
- $cdp_{PenalidadesExtras,j,r}$ es el Costo Operativo asociado a las penalidades de restricciones adicionales como lo son la de operación de las centrales hidroeléctricas.

El conjunto de restricciones de las hidroeléctricas (ec. 2-11) contribuyen al costo $cdp_{PenalidadesExtras,j,r}$ con:

$$\begin{aligned} & vh_{BonMin}\, ph_{BonMin} + vh_{BonMax}\, ph_{BonMax} + vQE_{BonMin}\, pQE_{BonMin} \\ & + vh_{PalMin}\, ph_{PalMin} + vh_{PalMax}\, ph_{PalMax} + vQE_{PalMin}\, pQE_{PalMin} \\ & + vh_{SGMin}\, ph_{SGMin} + vh_{SGMax}\, ph_{SGMax} + vQE_{SGMin}\, pQE_{SGMin} + \left(vQE_{SGMa} + vQE^{\alpha}_{SGMax}\right) pQE_{SGMax} \end{aligned} \quad , \qquad (13)$$

Donde, los parámetros que comienzan con "p" corresponden a las 10 penalidades a calibrar, en valores que intenten reducir en lo posible los valores de las violaciones.

Observar que la penalización a la violación de erogado máximo de Salto Grande está multiplicada por el coeficiente: $(vQE_{SGMa} + vQE^{\alpha}_{SGMax})$ lo que representa que dicha violación tiene una representación progresiva (más que lineal). Se configuró el término progresivo como

$\alpha = 2$. La porción $vQE^{\alpha}_{SGMax}\, pQE_{SGMax}$ representa un costo progresivo no lineal (en este caso una parábola)[8].

Para llevar a cabo la calibración se creó un problema de optimización con la herramienta OddFace que variando el valor de las penalidades en una Sala SimSEE minimiza una función de costo (función objetivo del problema de optimización) planteada como:

6.3 Calibración de las penalidades

La penalidad de erogado mínimo de Bonete (ec.4) tiene un procedimiento de calibración específico por lo que, lo explicado a continuación, puede considerase como una pre-calibración del conjunto de penalidades que luego permitirá la aplicación del procedimiento específico de calibración de pQE_{BonMin}

Se configuró un problema de optimización en OddFace que varía las penalidades en una Sala de Calibración (simplificada como se detalla más adelante) y que calcula, ejecutando la optimización y simulación la siguiente función de costo:

$$J(\theta) = \sum_i \sum_j VaR(v_i(\theta, j, r), 5\%)^2 + \lambda \langle CT(\theta) \rangle_r \quad ,(14)$$

donde:

- $J(\theta)$ es la función de costo a minimizar,
- θ es el vector de los parámetros a calibras (las penalidades),
- $i = 1, 2, .. 10$ identifica la restricción,
- $j = 1, 2 ... N_T$ identifica el paso de tiempo de simulación
- $r = 1, 2, ... N_R$ identifica una realización de los procesos estocásticos (crónica de simulación),
- $v_i(\theta, j, r)$ es la violación resultante de la restricción i , para el juego de parámetros θ y para el paso de tiempo j de la crónica r ,
- $VaR(v_i(\theta, j, r), 5\%)$ es el valor en riesgo de ser excedencia 5% y
- λ es el peso relativo asignado al objetivo de reducción del costo total frente a la reducción del riesgo de incumplimiento.

---

[8] Siendo $\alpha > 0$, $vQE^{\alpha}_{SGMax}\, pQE_{SGMax}$ es una función convexa y por tanto mantiene la convexidad del problema de despacho en general. Para representar en el planteo de despacho linealizado una función de costo no lineal (pero convexa) se recurre a la técnica de aproximar la misma por un conjunto de hiperplanos tangentes que van aproximando (por debajo) dicha función durante el proceso de iteraciones en la resolución del paso.

- $\langle CT(\theta)\rangle_r$ es el valor esperado (en el conjunto de crónicas simuladas) del Costo Total de la simulación, calculado como el valor presente de los costos incurridos en combustible, racionamiento, importaciones - exportaciones y costos asociados a las penalidades más el costo futuro en el estado de llegada al final de la simulación de cada crónica.

El primer sumando de la función de costo $J(\theta)$ (ec.14) intenta minimizar el riesgo de incumplimiento y el segundo sumando intenta reducir el valor esperado del Costo Total (incluyendo las penalidades), siendo el parámetro λ el que regula el peso relativo entre ambos objetivos. Este parámetro se consideró igual a 1 dado que en las pruebas realizadas resultó que se lograba el objetivo de reducción del riesgo con aumentos de costo del orden de la precisión numérica de las simulaciones realizadas[9].

La Figura 23 muestra la convergencia del problema OddFace. Como se puede apreciar (puntos azules) en la medida en que la cantidad de individuos evaluados aumenta (eje x), aparecen individuos de menor J (escala del lado izquierdo). Los puntos rojos corresponden a la cantidad de evaluaciones (de 100 crónicas cada una) realizadas sobre el mismo individuo (escala del lado derecho).

[9]De simulaciones realizadas con la sala de la PES usando la Representación Clásica en que se utiliza el valor del agua calculado en base a la derivada del costo futuro en el estado estimado como alcanzado al final del paso y usando el Intermediario de Costo Futuro (ICF) en que en las iteraciones del paso, la función de Costo Futuro se aproxima por hiperplanos tangentes que la minoran, se obtienen diferencias en la estimación del valor esperado del costo total del orden de 5% en simulaciones de 1000 crónicas.

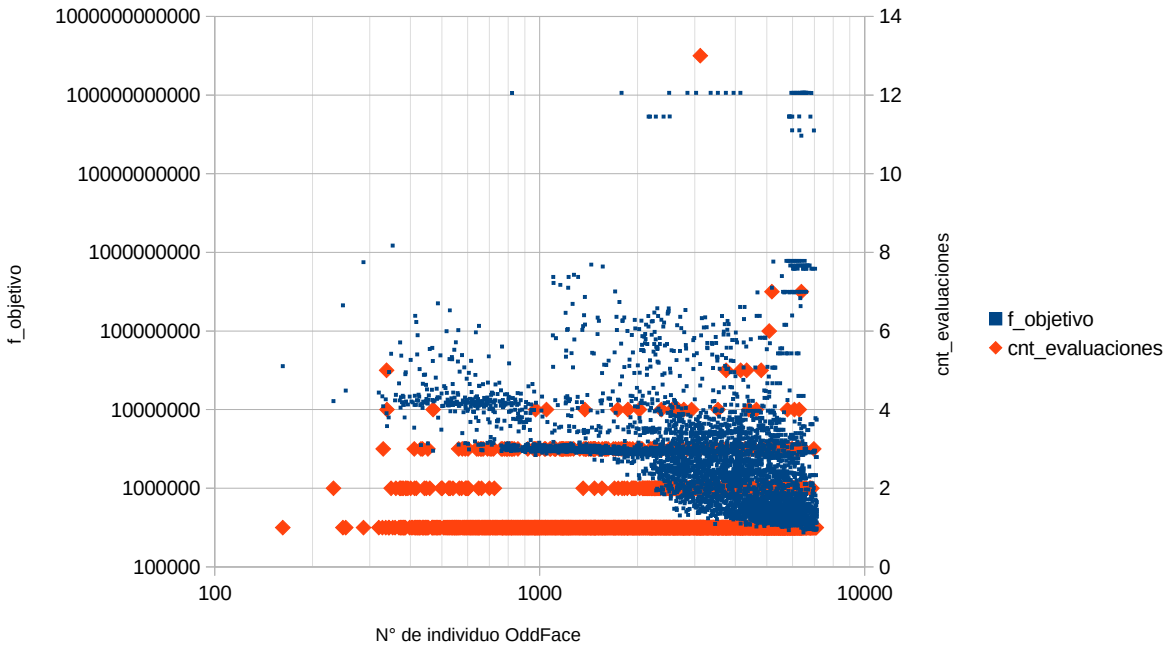


Figura 23: Convergencia del problema OddFace

Con el criterio de seleccionar el individuo (juego de parámetros θ) de bajo $J(\theta)$ que haya probado ser exitoso al haber sido sometido a varias evaluaciones, se seleccionó el candidato que se con los valores que se muestran en la Tabla 18.

Tabla 18: Resultados de la optimización OddFace

	(*a)		(*b)	
	MUSD/(m-día)	MUSD/(m-día)	MUSD/Hm3	MUSD/Hm3
pen_base	hmin	hmax	qmin	qmax
Bonete	2,60	(*c) 9.18	(*d) 3,78	NA
Palmar_	0,85	5,53	1,74	NA
Salto Grande	1,91	4,98	9,41E-02	2,12E-03

Con las siguientes aclaraciones:

(*a): las penalidades de control de cota inferior (hmin) se indexan para mantener su valor relativo al costo variable de CTR. En la Sala usada de calibración, estas penalidades se aplican multiplicadas por: $cv_{CTR}/cv_{CTR_{BASE}} * i_{GO}$ siendo: $cv_{CTR}=393{,}6$, $cv_{CTR_{BASE}}=309{,}8$ y i_{GO} el índice del costos del gasoil para generación eléctrica.

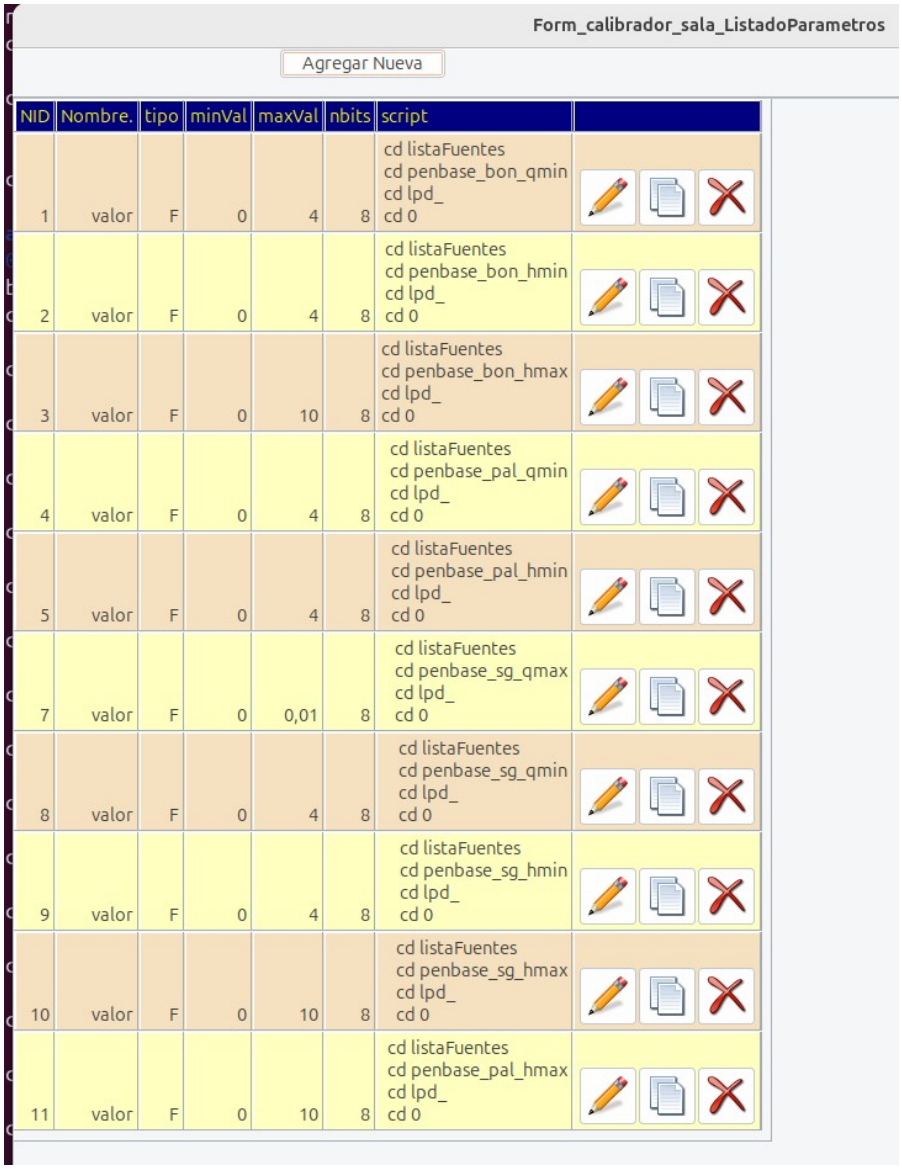
(*b): las penalidades de caudal erogado mínimo se indexan con el índice i_{GO} .

(*c): el valor de la penalidad de control de cota superior de Bonete fue ajustado a 0,5 MUSD/(m-día) luego de recalibrar las penalidades de caudal erogado mínimo.

(*d) el valor de la penalidad de caudal erogado mínimo resultante de la optimización con OddFace fue cambiada a 0,37 MUSD/Hm3 para el año 2026 y a 0,36 MUSD/Hm3 por aplicación del procedimiento previsto para el cálculo de dichas penalidades dejando fijados el resto de los valores de la Tabla 18.

Luego de recalibrada la penalidad de la restricción de caudal erogado mínimo de Bonete, con el procedimiento correspondiente que entre otras cosas independiza el cálculo de la condición inicial del sistema, se constata que los valores son inferiores a los obtenidos con la optimización OddFace. Esta diferencia se explica por la diferencia de la metodología y por el efecto de saturación que tiene el efecto de la penalidad sobre el riesgo de violación de la restricción. Al reducir las penalidades de erogado mínimo de Bonete, como efecto secundario se permitirá la operación del lago en cotas inferiores y por tanto se reduce el riesgo de superar la cota 80 m. Atentos a esta consideración, se hizo el ejercicio de simular el sistema con la penalidad de superar la cota 80 m en valor 0,5 MUSD/(m-día) en lugar del valor de 9,18 MUSD/(m-día) y se concluyo que se mantiene un riesgo razonable de superar la cota 80 m con una reducción esperad de 13 MUSD en el valor de la operación futura. Este monto es inferior al 5% del costo total con lo cual está dentro de la precisión de cálculo.

En la Figura 24 se muestra los parámetros configurados en el problema OddFace.



Form_calibrador_sala_ListadoParametros

Agregar Nueva

NID	Nombre.	tipo	minVal	maxVal	nbits	script
1	valor	F	0	4	8	cd listaFuentes cd penbase_bon_qmin cd lpd_ cd 0
2	valor	F	0	4	8	cd listaFuentes cd penbase_bon_hmin cd lpd_ cd 0
3	valor	F	0	10	8	cd listaFuentes cd penbase_bon_hmax cd lpd_ cd 0
4	valor	F	0	4	8	cd listaFuentes cd penbase_pal_qmin cd lpd_ cd 0
5	valor	F	0	4	8	cd listaFuentes cd penbase_pal_hmin cd lpd_ cd 0
7	valor	F	0	0,01	8	cd listaFuentes cd penbase_sg_qmax cd lpd_ cd 0
8	valor	F	0	4	8	cd listaFuentes cd penbase_sg_qmin cd lpd_ cd 0
9	valor	F	0	4	8	cd listaFuentes cd penbase_sg_hmin cd lpd_ cd 0
10	valor	F	0	10	8	cd listaFuentes cd penbase_sg_hmax cd lpd_ cd 0
11	valor	F	0	10	8	cd listaFuentes cd penbase_pal_hmax cd lpd_ cd 0

Figura 24: Parámetros del problema OddFace

6.4 Sala simplificada para planteo del problema OddFace de calibración de las penalidades

Cada optimización y simulación de la Sala PES sin simplificar lleva del entorno de 2 horas en un servidor de 192 núcleos de cálculo. En ADME se cuenta con dos servidores de 192 núcleos cada uno con lo cual, para hacer las 6094 evaluaciones de la Fig.23 se precisarían 254 días de cálculo. Por esta razón, se hace necesario simplificar la Sala reduciendo la dimensión del espacio de estado. Estas reducciones necesariamente se traducen en una política de operación más rústica y por tanto lleva a que el cálculo de las

penalidades sobre-estime el valor de las mismas, respecto de las que se tendrían con una política de operación más detallada.

Se elaboró entonces una sala simplificada "CalibPen_PES202605_diaria_SIMPLIFICADA" en la cual se modificó el archivo que define el modelo CEGH de aportes reduciendo la dimensión a una única variable de estado, definida como la siguiente definición:

$$H = 0.0\,\mathrm{iN}_{34} + 0{,}3\,q_{Bon} + 0{,}2\,q_{Pal} + 0{,}5\,q_{SG} + 0{,}0\,cmg_{br} + 0{,}0\,cmg_{arg} \quad ,(15)$$

donde se da peso 0 (Cero) a la componente del Niño y a los costos marginales de Brasil y Argentina y pesos 0,3 , 0,2 y 0,5 a las componentes gaussianas que representan los caudales medios diarios de Bonete, Palmar y Salto Grande respectivamente.

Para la representación del estado H así definido se consideraron tres bandas de probabilidad ⅓ cada una. Esta reducción de los estados del CEGH tiene efectos solamente durante la etapa de optimización. Durante la simulación el modelo opera con los estados originales sin reducción.

Adicionalmente, se redujo el número de discretizaciones de los lagos a 5, 3 y 3 para Bonete Palmar y Salto Grande respectivamente. Esta reducción lleva a tener una política de operación más rústica.

6.5 Conclusiones

Se concluye que la metodología aplicada para la calibración conjunta de las penalidades logra el objetivo de controlar la operación dentro de límites aceptables.

Se observa que la función de costo usada para la calibración resulta más adversa al riesgo que el procedimiento utilizado para el cálculo de las penalidades de Bonete por lo cual se sugiere realizar un trabajo ajuste de la formulación de dicha función y de calibración del peso relativo λ para lograr equilibrar/acercar ambas metodologías.

7 Glosario

En este documento las palabras en mayúsculas tienen el significado que se les da a continuación:

- Costo Marginal (CMG): Es el costo que incurre el sistema por abastecer 1 MWh adicional de energía.
- Banda Horaria: Agrupamiento de horas de un Paso de Tiempo por tener similar requerimiento de potencia. Por ejemplo, grupo de horas del Pico de la Demanda.
- CEGH: Refiere a un tipo de modelado de proceso aleatorios usado por SimSEE. Estos modelos conservan las Correlaciones en un Espacio Gaussiano y los Histogramas de amplitud de las series temporales utilizadas para su entrenamiento. Las siglas CEGH significan precisamente (Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histogramas).
- CMO: Costo Marginal Operativo. Es la denominación utilizada en Brasil para referirse al Costo Marginal de generación.
- Costo Futuro: Refiere al valor esperado del costo de futuro de operar el sistema.
- Crónicas: Hacia el futuro refiere a las realizaciones de los procesos estocásticos o a las series temporales resultantes de una simulación (que son realizaciones de procesos estocásticos). Hacia el pasado puede referir también a realizaciones de procesos estocásticos simulados o a la realización histórica.
- Demanda Neta: Se refiere al requerimiento de Potencia en una hora calculado como la Demanda real del sistema menos las energías no gestionables (eólica, solar, biomasa autodespachada).
- Excedentes Térmicos: Se refiere a la energía generable con las centrales térmicas no despachadas para el SIN. Estas centrales son ofrecidas a los países vecinos.
- FuelOil Motores (FOMO): FuelOil especial fabricado para los Motores de Central Batlle de UTE, de similares características al FuelOil pesado de 1% de azufre.
- GN: Gas Natural.
- GO: Gasoil.
- Optimización: Se refiere a la etapa en la que se obtiene la política óptima de operación. Actualmente en SimSEE esto se realiza resolviendo el problema de Optimización Dinámica Estocástica con el algoritmo clásico de Bellman.
- Paso de tiempo: Período de tiempo utilizado para realizar las simulaciones. En cada paso de tiempo se asegura el balance energético. El Paso de Tiempo puede estar a su vez dividido en Postes en los que también se asegura el balance energético.
- Patamar: Es el nombre utilizado en Brasil para referirse a las Bandas Horarias. Utilizan tres Patamares para de Carga Leve, Media y Pesada identificando las horas

de menor requerimiento de potencia, requerimiento medio y requerimiento alto respectivamente.

- Período Estacional: Se refiere al semestre sobre el que se está realizando la Programación Estacional de Largo Plazo.
- PLD: Es el Precio de Liquidación de Diferencias, utilizado en Brasil para valorizar las transacciones en el mercado mayorista fuera de contratos. Se calcula a partir del CMO aplicando un precio piso y un precio techo.
- Política de Operación: Es el resultado de la Optimización y permite determinar dado el Estado del Sistema cuál es el despacho a realizar que minimiza el valor esperado de la operación futura.
- Poste o Poste de tiempo: Es una subdivisión del Paso de tiempo a los efectos de una mejor representación de los requerimientos de potencia.
- Postizado: Acción de definir el agrupamiento de horas de un Paso de Tiempo en los Postes que lo subdividen.
- Postizado Dinámico: Se refiere a la acción de realizar el Postizado durante la Optimización y Simulación, calculando en cada paso de tiempo la Demanda Neta y realizando el Postizado en base a la misma.
- Programación Estacional o Programación Estacional de Largo Plazo: Se refiere al conjunto de estudios establecidos en el Título IV del Decreto 360/2002 establece que el DNC debe realizar la Programación Estacional de Largo Plazo (artículos 127 a 131).
- Sala SimSEE: Archivo con la descripción de un sistema de energía eléctrica para su optimización/simulación con SimSEE.
- SimSEE: Plataforma de Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica.
- Simulación: Se refiere a realizar la simulación de la operación del sistema en base a una Política de Operación obtenida mediante una Optimización.
- Sistema Interconectado Nacional (SIN): Conjunto de instalaciones eléctricas de generación y trasmisión interconectadas dentro del territorio Nacional en un solo sistema.

ÍNDICE

1 RESUMEN EJECUTIVO.....2

2 INTRODUCCIÓN.....3

3 RESULTADOS.....4

3.1 Valores del agua.....4

3.2 Balance energético.....4

3.3 Evolución de la cota de Bonete.....5

3.4 Evolución de la cota de Palmar.....5

3.5 Evolución de la cota de Salto Grande.....6

3.6 Costo Marginal del Sistema.....7

3.7 Despacho promedio.....8

3.8 Despacho térmico.....8

3.9 Despacho falla.....9

3.10 Consumos previstos de combustibles.....10

3.11 Valorización de la Demanda al Costo Marginal.....12

4 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.....12

4.1 Principales hipótesis.....12

4.2 Demanda y Falla.....13
4.2.1 Previsión de demanda.....13
4.2.2 Representación de la falla.....15

4.3 Situación hidrológica y Clima.....15
4.3.1 Energía Hidráulica Afluente Trimestral (EHAT).....15
4.3.2 *Previsión climática MJJ 2026 (Fuente CPTEC)*.....16
4.3.3 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, *mayo* de 2026).....18
4.3.4 Perspectivas climáticas Salto Grande.....19

4.4 Precios de los combustibles y costos variables de las unidades térmicas.....19

4.5 *Centrales* generadoras térmicas.....22

4.6 Tiempos medios de reparación informados.....23

4.7 Centrales generadoras *de fuente eólica*.....24

4.8 Centrales generadoras *de fuente* solar *f*otovoltaica.....24

4.9 Intercambios de Energía.....25

4.10 Mantenimientos programados de generación.....27

4.11 *Programa indicativo de mantenimientos para los siguientes 36 meses*.....29

4.12 Red de Trasmisión.....37

Por Conversora Melo:.....37

4.13 Generación forzada.....37

5 MODELO.....38

5.1 Versión SimSEE.....38

5.2 Salas SimSEE.....38

5.3 Horizontes de tiempo.....38

5.4 Estado inicial del Sistema (al *24*/*04*/2026).....38

5.5 Demanda.....38

5.6 Modelado de las Unidades de Falla.....38

5.6.1 Modelado de Actores Bicombustibles.....39

5.7 Controles de Cota y erogados mínimos de los embalses.....40

5.8 Factores de planta de Generadores Eólicos y Solares Fotovoltaicos.....41

5.9 Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.....41

5.10 Parámetros generales.....42

6 ANEXO I CONFIGURACIÓN DE LAS RESTRICCIONES DE OPERACIÓN DE LAS HIDROELÉCTRICAS.....43

6.1 Introducción.....43

6.2 Restricciones de operación.....44

6.3 Calibración de las penalidades.....47

6.4 Sala simplificada para planteo del problema OddFace de calibración de las penalidades. .51

6.5 Conclusiones.....52

7 GLOSARIO.....53

ÍNDICE DE FIGURAS.....57

ÍNDICE DE TABLAS.....58

Índice de figuras

Figura 1: Evolución de la cota de Bonete.....5
Figura 2: Evolución de la cota de Palmar.....6
Figura 3: Evolución de la cota vista por Uruguay de Salto Grande.....7
Figura 4: Evolución del Costo Marginal del Sistema.....7
Figura 5: Generación por fuente.....8
Figura 6: Despacho térmico acumulado.....9
Figura 7: Despacho falla acumulado.....9
Figura 8: Consumo acumulado de GO.....10
Figura 9: Consumo acumulado de FOMO.....11
Figura 10: Consumo acumulado de GN.....11
Figura 11: Energía Hidráulica Afluente promedio móvil trimestral del último año móvil.....16
Figura 12: Previsión climática para *MJJ*/2026 (CPTEC/INPE, *abril* de 2026).....17
Figura 13: Modelos de previsión del Niño/Niña.....18
Figura 14: Previsión Niño/Niña......19
Figura 15: Precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril.....20
Figura 16: Proyección WTI considerada.....21
Figura 17:Mantenimientos programados del 18/04/2026 al 01/01/2027.....28
Figura 18: Programa indicativo para el período *02/01/2027 al 31/12/2027*.....29
Figura 19: Programa indicativo para el período 01/01/2028 al 31/12/2028.....30
Figura 20: Programa indicativo para el período 01/01/2029 al 30/12/2029.....31
Figura 21: Programa indicativo para el período 31/12/2029 al 29/12/2030.....32

Figura 22: Red de Combustibles PES May26.....39
Figura 23: Convergencia del problema OddFace.....49
Figura 24: Parámetros del problema OddFace.....51

Índice de tablas

Tabla 1: Balance energético en el período *01*/*05*/*26* al *31*/*10*/26.....4
Tabla 2: Energía real y proyectada de los años 2022 a 2052.....14
Tabla 3: Demandas planas adicionales a considerar para la PES. Los valores de energía incluyen pérdidas técnicas.....15
Tabla 4: Representación de la Falla para *mayo* 2026.....15
Tabla 5: Precio de combustibles derivados.....21
Tabla 6: Disponibilidad de las unidades térmicas.....22
Tabla 7: Costos Variables de las unidades térmicas.....23
Tabla 8: Tiempo Medio de Reparación (TMR) recibidos.....23
Tabla 9: Centrales de generación eólica.....24
Tabla 10: Centrales de generación solar fotovoltaica.....25
Tabla 11: Incorporaciones de centrales de generación solar *f*otovoltaica.....25
Tabla 12: Mantenimientos adicionales.....34
Tabla 13: Continuación mantenimientos adicionales.....35
Tabla 14: Continuación II mantenimientos adicionales.....36
Tabla 15: Controles de cota y erogados para las centrales hidroeléctricas.....41
Tabla 16: Parámetros en SimSEE para considerar controles de crecida de las centrales hidroeléctricas.....41
Tabla 17: Restricciones a la operación de las centrales hidráulicas.....45
Tabla 18: Resultados de la optimización OddFace.....49