



Programación Anual de Mantenimiento (PAM) Octubre 2024 - Marzo 2025

ADME

16/09/2024

Montevideo - Uruguay

ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Trabajaron en la elaboración de este informe:

Por ADME: María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes.

Por UTE: Milena Gurin, Santiago Machado, Hernán Rodrigo, Carolina Rodriguez.

Responsable: Ruben Chaer

Versiones:

Fecha	Autores	Motivo
04/09/24	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Milena Gurin, Santiago Machado, Hernán Rodrigo, y Carolina Rodriguez	Creación del informe.
16/09/24	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Milena Gurin, Santiago Machado, Hernán Rodrigo, y Carolina Rodriguez	Puesta en vista a los Agentes.
02/10/24	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Milena Gurin, Santiago Machado, Hernán Rodrigo, y Carolina Rodriguez	Se incorporan las observaciones de los Agentes recibidas: En la Figura 9 se eliminan mantenimientos erróneos que figuraban en CTM U4 y CTM U5 en la semana 39 del 2024. En la Figura 10 se corrige el mantenimiento de CTM U1 en la semana 37 del 2025 ya que había quedado mal marcado en el



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

		Gantt. A partir de la semana 18 del 2026 se sombrea en gris para adelante indicando que no se cuenta con información disponible para semanas posteriores de mantenimientos en Salto Grande.
--	--	---

1 Resumen ejecutivo.

En este informe se elabora y presenta la Programación Anual de Mantenimiento (PAM) para los siguientes 12 meses y un programa indicativo para los 36 meses subsiguientes. Se mantienen la mayoría de las hipótesis consideradas para la Programación Estacional Mayo 2024¹.

Los resultados principales para el período PAM desde el 28-09-2024 al 03-10-2025 son:

- El valor esperado de energía de Falla acumulada es de 0.0062 GWh.
- El valor esperado de la demanda acumulada es de 12.444 GWh \pm 0.6 % con una confianza del 90 %.
- El valor esperado de falla acumulada con respecto a demanda acumulada es de 0.00005 %. Dentro de las 1000 crónicas simuladas, el valor máximo alcanzando es 0.0104 %.
- La potencia de falla diaria con probabilidad de excedencia de 1 % es cero (0.0 MW) para todo el período de estudio.
- La energía de falla acumulada en el período con probabilidad 5 % de ser excedida es 0.0 GWh.

A partir de los resultados presentados se concluye que no existe riesgo de Falla por falta de energía en el período de estudio, por lo cual se recomienda aceptar las solicitudes de mantenimiento recibidas.

¹https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1565/PES_Mayo24.pdf



2 Introducción

Según lo establecido en el RMMEE TITULO IV. PROGRAMACION DEL MANTENIMIENTO ANUAL Artículo 106º, cada 6 (seis) meses previo al estudio para la Programación Estacional de largo plazo, el DNC realizará una reunión de mantenimiento anual. Cada Participante Productor y Agente Transmisor deberá enviar al DNC antes de la reunión sus requerimientos de mantenimiento, para análisis del DNC de los pedidos en conjunto, indicando los mantenimientos mayores previstos para los siguientes 12 meses y una estimación de mantenimientos mayores requeridos para los 36 meses subsiguientes. Con la información recibida, el DNC deberá coordinar una propuesta de Programa Anual de Mantenimiento (PAM) para los siguientes 12 meses y un programa indicativo para los 36 meses subsiguientes.

Las hipótesis utilizadas para realizar el PAM son las que se utilizaron para la elaboración de la Programación Estacional Mayo 2024² junto con las modificaciones que se detallan en la sección 5.

Los cronogramas de los mantenimientos mayores se detallan en la sección 4.

3 Resultados

3.1 Análisis de Falla

En la Figura 1 se muestra el histograma de la excedencia de Falla acumulada en por unidad de la Demanda acumulada entre el 28/09/2024 y el 03/10/2025.

²https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1565/PES_Mayo24.pdf

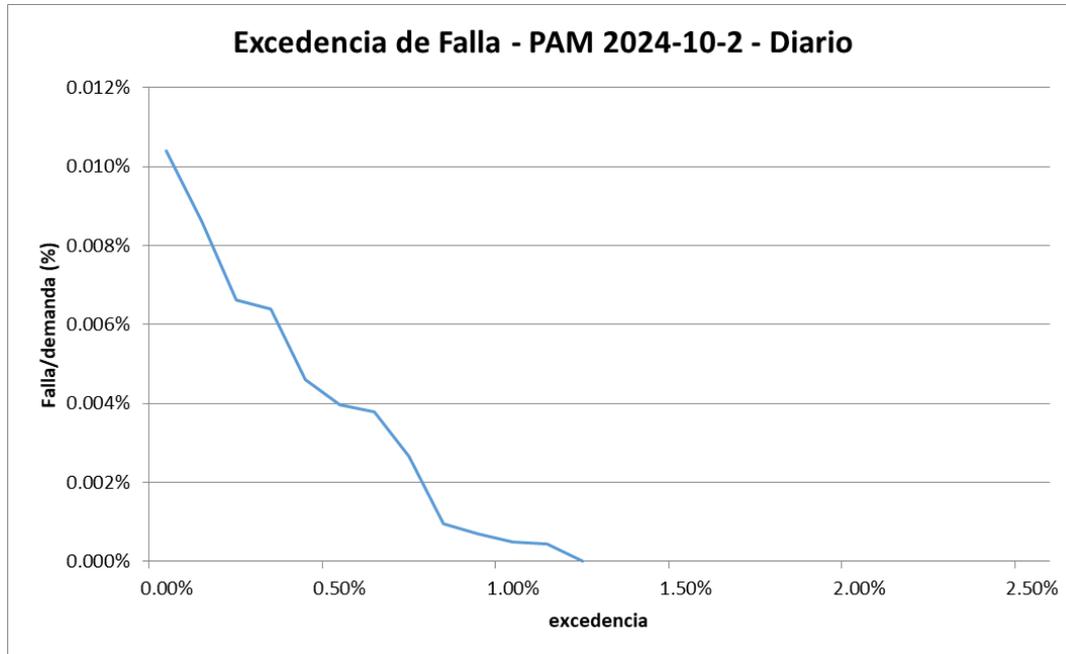


Figura 1: Excedencia de Falla acumulada en por unidad de la Demanda acumulada.

Se observa un valor máximo de falla acumulada de 0.0104 % con respecto a la demanda acumulada.

En la Figura 2 se muestra las probabilidades de excedencia de la Potencia media de falla diaria.

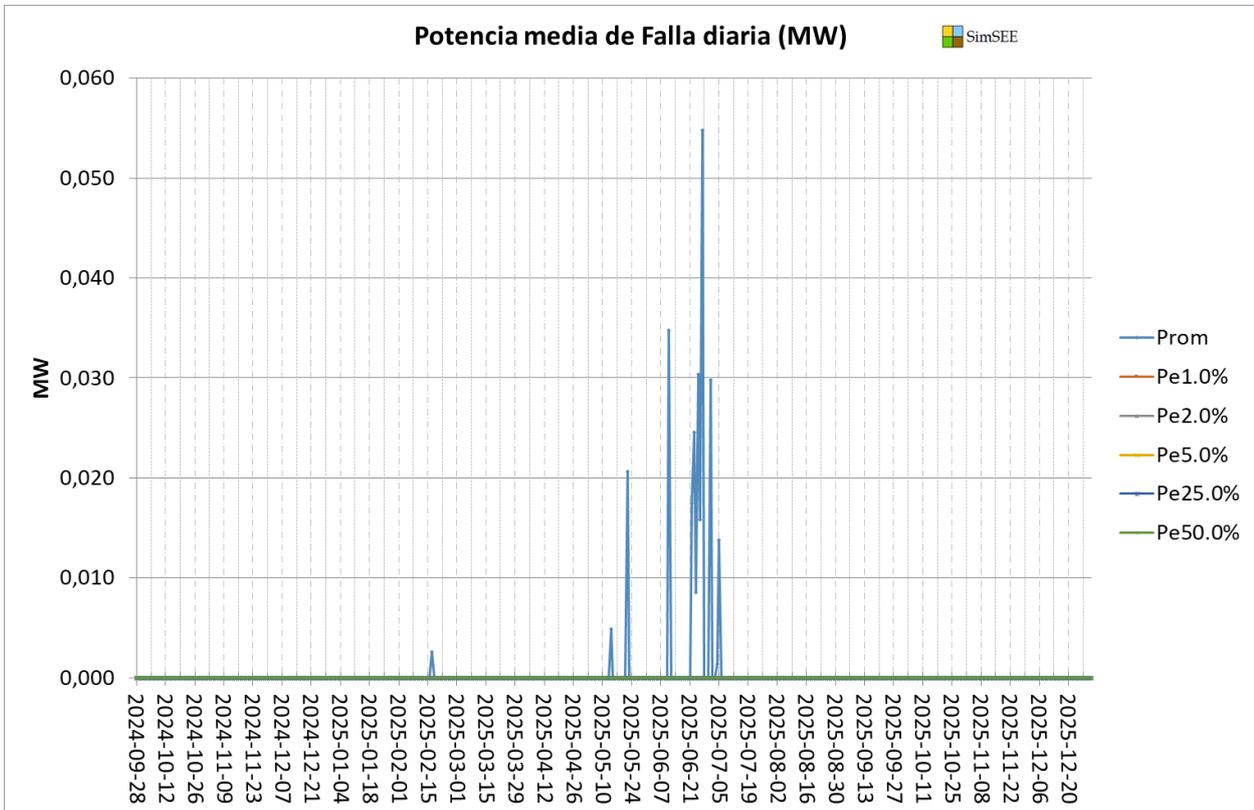


Figura 2: Potencia media de Falla diaria.

Se observa que la excedencia del 1 % de la Falla media diaria es cero para todo el período. El pico máximo de potencia de Falla media alcanzado es de 0.055 MW.

En la Figura 3 se muestran las crónicas de simulación que en algún paso de tiempo superan el 2 % de profundidad de la falla.

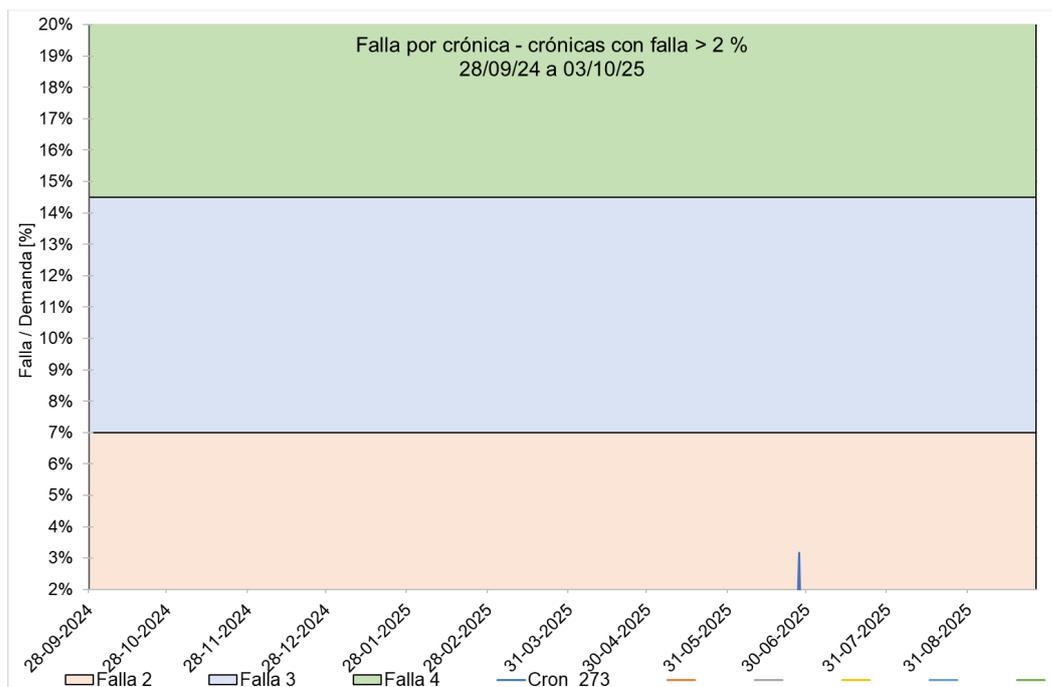


Figura 3: Crónicas de simulación que en algún paso de tiempo superan el 2 % de profundidad de la falla.

Los eventos mostrados en la gráfica anterior representan 0.0002 % del total de días simulados. Los días simulados son la cantidad de días del período multiplicado por la cantidad de crónicas simuladas. Dicho porcentaje muestra que son eventos fortuitos, esporádicos y poco frecuentes relacionados a roturas de varias máquinas en simultáneo.

Los eventos mostrados tienen la siguiente distribución:

- El 0.1 % de las crónicas superan la profundidad de falla de 2 % y tienen una duración promedio de 1 día.
- El 0.0 % alcanzan o superan profundidades de falla de 7 %.
- El 0.0 % alcanzan o superan profundidades de falla de 14.5 % .

En la Figura 4 se muestra la Energía de Falla acumulada de los dos escalones de Falla considerados en la sala de paso diario (el detalle de los escalones de falla se encuentra en la sección 6.5).

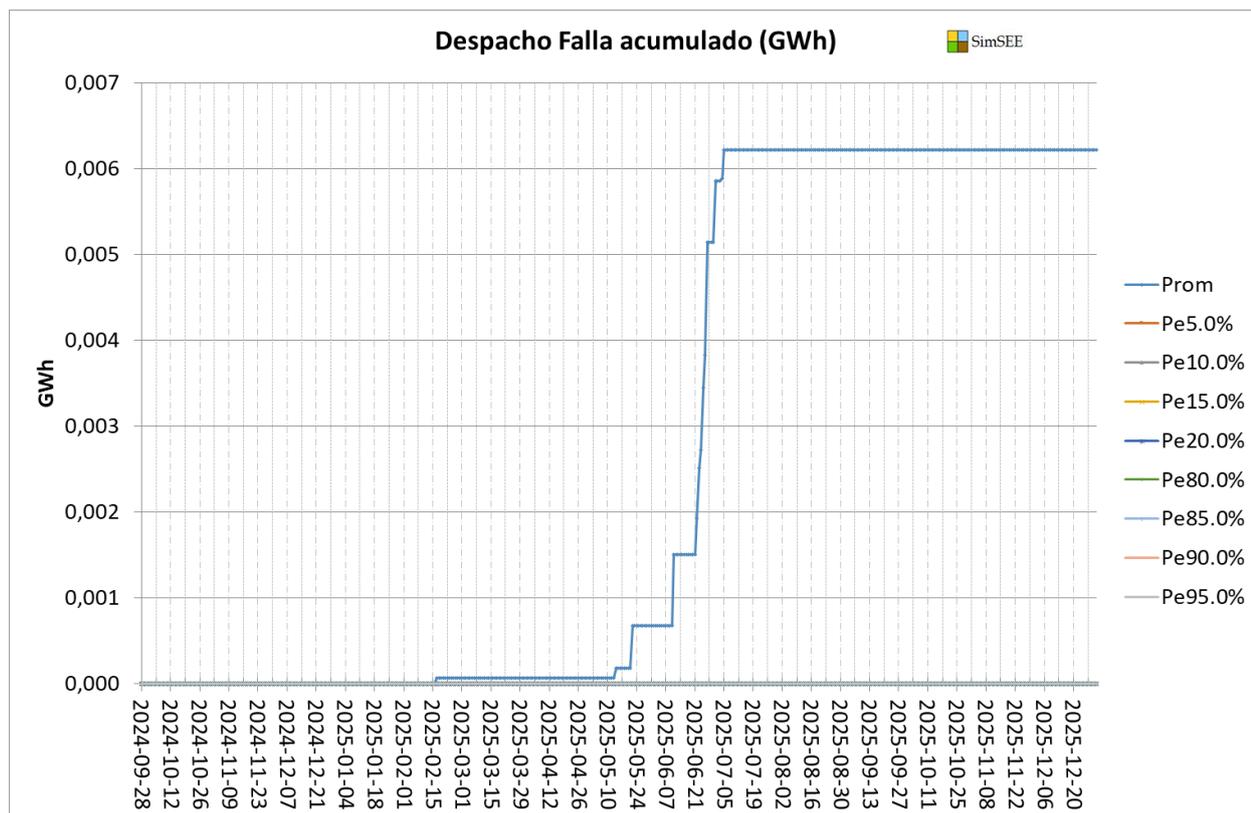


Figura 4: Despacho de Falla acumulado.

Se observa que la energía de Falla acumulada con excedencia 5 % es de 0.0 GWh y en promedio es 0.0062 GWh.

A partir de los resultados presentados se concluye que no existe riesgo de Falla por falta de energía en el período considerado.

3.1.1 Evolución de la cota del lago de Bonete

En la Figura 5 se muestra la evolución esperada de la cota de Bonete junto con 8 cortes de probabilidad.

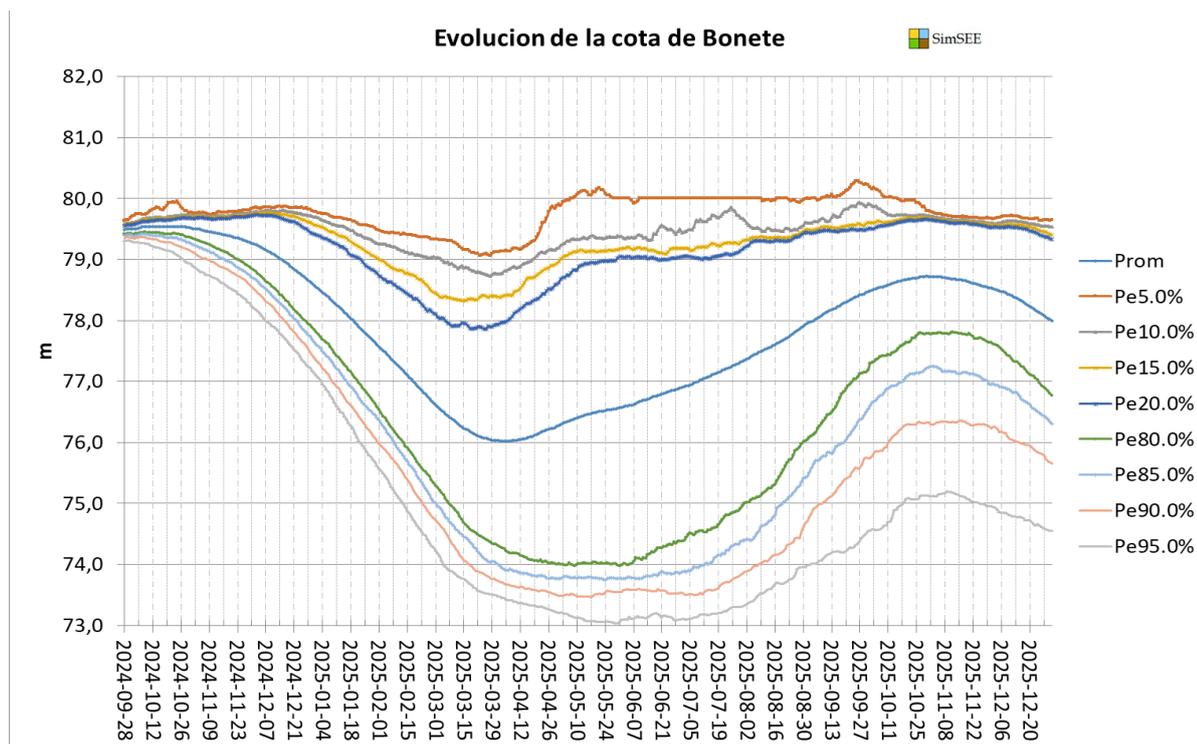


Figura 5: Evolución de la cota de Bonete

Se observa que con una probabilidad de 95 % no existe riesgo de bajar de cota 73.0 m.

3.1.2 Evolución de la cota del lago de Palmar

En la Figura 6 se muestra la evolución esperada de la cota de Palmar junto con 8 cortes de probabilidad.

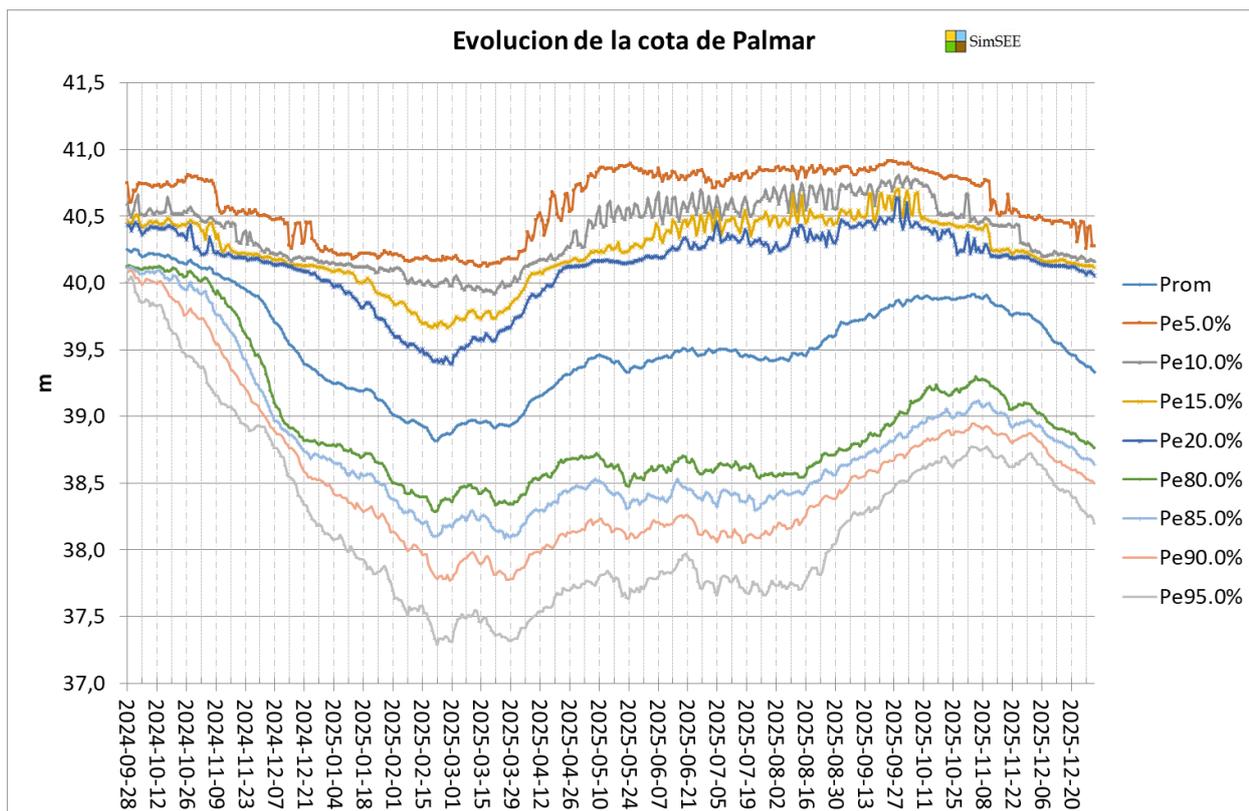


Figura 6: Evolución de la cota de Palmar

Se observa que con una probabilidad de 95 % no existe riesgo de bajar de la cota 37.3 m.

3.1.3 Evolución de la cota del lago de Salto Grande

En la Figura 7 se muestra la evolución esperada de la cota vista por Uruguay de Salto Grande junto con 8 cortes de probabilidad.

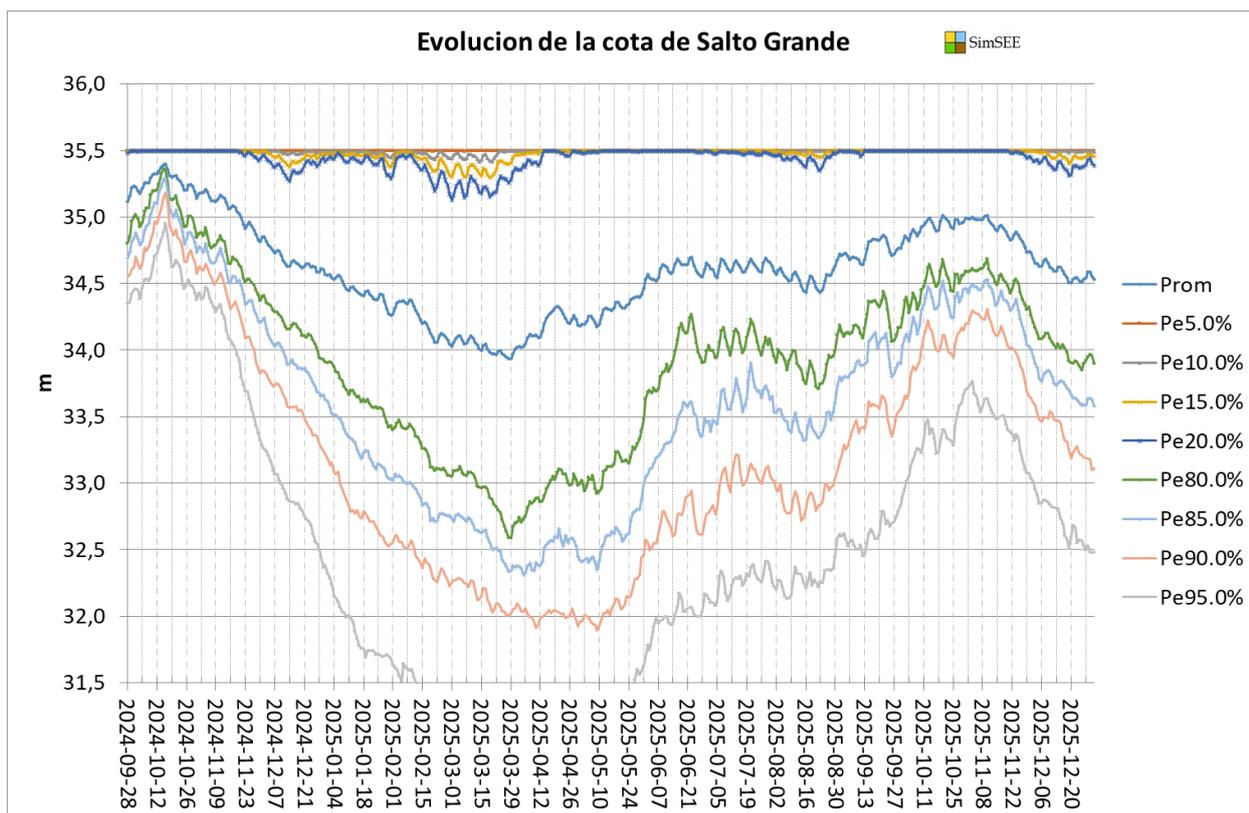


Figura 7: Evolución de la cota de Salto Grande

Se observa que con una probabilidad de 90 % se llega a cota 32 m solo entre abril y mayo de 2025. Con una probabilidad de 95% se llega a cota 31.5 m solo entre febrero y mayo de 2025.

3.1.4 Costo Marginal del Sistema

En la Figura 8 se muestra la evolución esperada del Costo Marginal junto con 8 cortes de probabilidad.

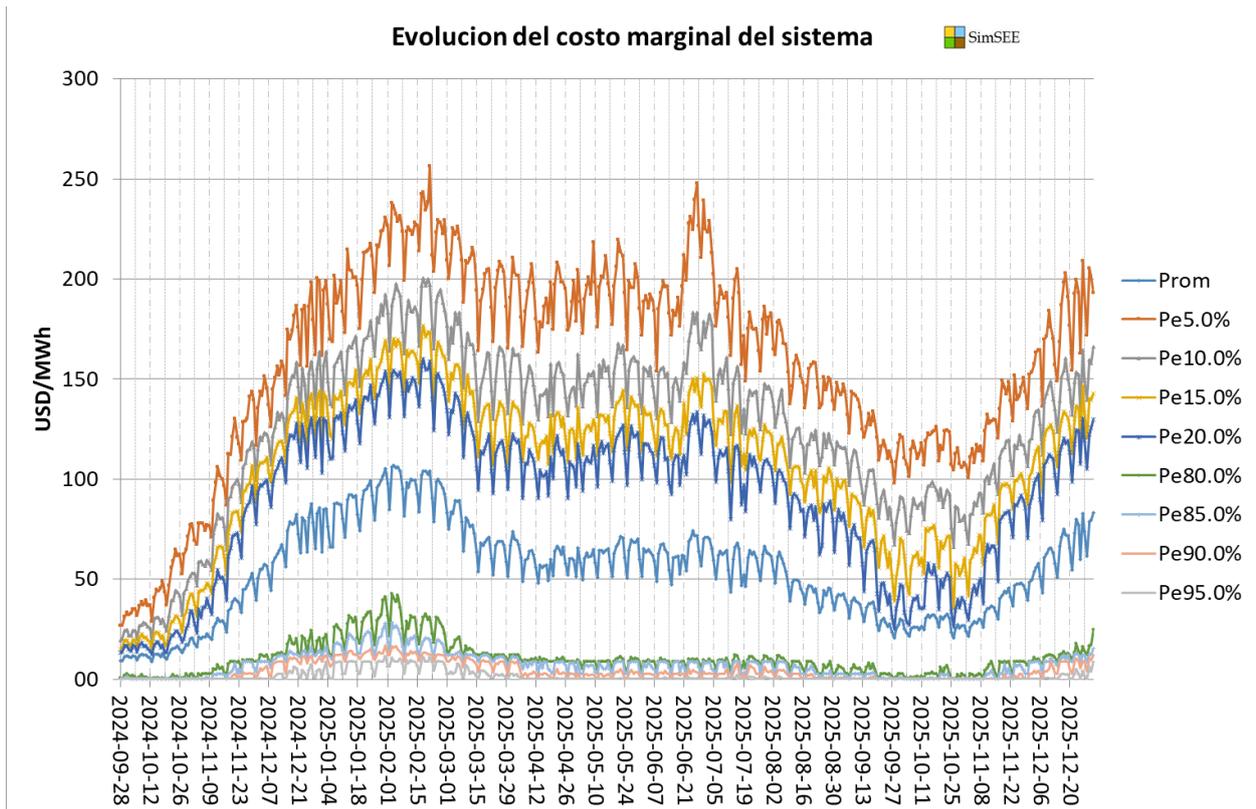


Figura 8: Evolución del Costo Marginal del Sistema

El Costo Marginal esperado para el período de estudio (28/09/2024 al 03/10/2025) es de 57.0 USD/MWh.

4.3 Mantenimientos adicionales

En las Tablas 1 y 2 se muestran los mantenimientos adicionales a los presentados en 4.1 a considerarse para el PAM.

Generador	Central generadora	Observaciones
Marystay S.A.	PE Marystay	Aviso FS por siniestro
R del Este S.A:	PE. Maldonado II	<u>Comentario del comunicado:</u> Se trata del mantenimiento anual de subestación que implica un día de parada de aproximadamente 8 hs. <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semana 46 Año 2025: Semana 45 Año 2026: Semana 46 Año 2027: Semana 46
R del sur S.A.	PE. Maldonado I	<u>Comentario del comunicado:</u> Se trata del mantenimiento anual de subestación que implica un día de parada de aproximadamente 8 hs. <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semana 46 Año 2025: Semana 45 Año 2026: Semana 46 Año 2027: Semana 46 Año 2028: Semana 46
Dank S.A.	Dank	<u>Comentario del comunicado:</u> <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 43 y 44. Año 2025: Nada marcado. Año 2026: Nada marcado. Año 2027: Nada marcado. Año 2028: Nada marcado.
Lanas Trinidad S.A.	Lanas Trinidad	<u>Comentario del comunicado:</u> Parada de fin de año 2024, semana 52 y 53 y semana 1 de 2025. Semana Santa de 2025 (seman 15). Hasta ahí podemos llegar. <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Semanas 52 y 53. Año 2025: Semanas 1 y 15. Año 2026: Nada marcado. Año 2027: Nada marcado. Año 2028: Nada marcado.
Fingano S.A.	PE Carape I	<u>Comentario del comunicado:</u> Prevista 1 jornada de indisponibilidad en las primeras semanas de febrero debido al mantenimiento anual de subestación. La fecha exacta de este mantenimiento será fijada aproximadamente 30 días antes de la estimación. <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Nada marcado. Año 2025: Semana 6 Año 2026: Semana 6 Año 2027: Semana 6 Año 2028: Semana 6
Vengano S.A.	PE Carape II	<u>Comentario del comunicado:</u> Prevista 1 jornada de indisponibilidad en las primeras semanas de febrero debido al mantenimiento anual de subestación. La fecha exacta de este mantenimiento será fijada aproximadamente 30 días antes de la estimación. <u>Marca en el formulario PAM:</u> Año 2024: Nada marcado. Año 2025: Semana 6 Año 2026: Semana 6 Año 2027: Semana 6 Año 2028: Semana 6
Luz de Río S.A.		<u>Comentario del comunicado:</u> Sin mantenimientos mayores programados previstos <u>Marca en el formulario PAM:</u> Nada marcado.

Tabla 1: Mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM

Generador	Central generadora	Observaciones
Luz de Mar S.A.		Comentario del comunicado: Sin mantenimientos mayores programados previstos Marca en el formulario PAM: Nada marcado.
Luz de Loma S.A.		Comentario del comunicado: Sin mantenimientos mayores programados previstos Marca en el formulario PAM: Nada marcado.
Generación Eólica Minas S.A.	PE Minas I	Comentario del comunicado: Marca en el formulario PAM: Nada marcado.
Polesine S.A.	PE Florida I	Comentario del comunicado: Marca en el formulario PAM: Nada marcado.
Glymont S.A.	PE Florida II	Comentario del comunicado: Marca en el formulario PAM: Nada marcado.
Alto Cielo S.A.		Comentario del comunicado: En semana 42 se prevé parada general por calibración SMEC mayor y mantenimiento de los centros de transformación. Marca en el formulario PAM: Año 2024: Semana 42 Año 2025: Semana 42 Año 2026: Semana 42 Año 2027: Semana 42 Año 2028: Semana 42
Jacinta Solar Farm S.R.L.		Comentario del comunicado: Marca en el formulario PAM: Nada marcado.
Nesyia S.A.	Albisu	Comentario del comunicado: Se estima una parada de 8 hs por mantenimientos de PCP en la semana de: Semana 31 : 02-08-2025 = Mantenimiento de planta y PCP. Semana 31 : 01-08-2026 = Mantenimiento de planta y PCP. Semana 32 : 07-08-2027 = Mantenimiento de planta y PCP. Semana 32 : 05-08-2028 = Mantenimiento de planta y PCP. Marca en el formulario PAM: Año 2024: Nada marcado. Año 2025: Semana 31 Año 2026: Semana 31 Año 2027: Semana 32 Año 2028: Semana 32

Tabla 2: Continuación de mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM

5 Hipótesis y metodología.

5.1 Modificaciones con respecto a la Programación Estacional

Se utilizan las hipótesis de la Programación Estacional Mayo 2024³ junto con las siguientes modificaciones:

- Se actualizan los mantenimientos de acuerdo a las solicitudes recibidas por los responsables de las unidades generadoras, así como de Trasmisión y Conversoras de Frecuencia al 02/09/2024.
- Se actualizan cotas de las centrales hidroeléctricas, aportes a sus embalses y previsiones del índice El Niño 3.4 al 28/08/2024.
- Para la demanda vegetativa se utiliza la demanda base con movilidad eléctrica de la PES de mayo 2024. En relación a los nuevos consumos planos, solo se toma en cuenta a Microfinanzas del Uruguay S.A. La central se modela con una potencia de 45 MW durante la primavera (SON), y para los demás meses se estima en 33.75 MW.
- En las Tablas 3 a 5 se muestran los costos variables actualizados al 03/08/2024.

REF WTI (US\$/Barril): 80,0			
Combustibles	U\$/m3	Densidad kg/l	U\$/T
Gasoil	711,4	0,834	853,1
Fueloil Motores	603,6	0,942	640,8

Tabla 3: Precios de combustibles vigentes a partir del 03/08/2024

Unidad	Variable Combustible U\$/MWh	Variable No Combustible U\$/MWh	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C.Battle Motores	133,3	12,5	145,8	145,8
PTA 1-6	196,3	11,5	207,8	315,9
CTR	246,3	7,3	253,60	512,2
PTA 7 y 8	220,10	9,1	229,20	306,2
PTB - CA - GO	221,3	5,1	226,4	292,9
PTB - CC - GO	147,7	6,3	154,0	193,5

Tabla 4: Costos variables vigentes a partir del 03/08/2024

³https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1565/PES_Mayo24.pdf

TG cada una (total 2)	GO		TV	GO
Pmin (MW)	60,0		Pmin (MW)	50,9
Pmax (MW)	176,2		Pmax (MW)	181,1
cv min tec (USD/MWh)	287,8		cv min tec (USD/MWh)	16,16
cv incr (USD/MWh)	187,0		cv incr (USD/MWh)	0,0
cv no comb (USD/MWh)	5,1		cv no comb (USD/MWh)	8,63
			Factor TV/TG	0,514

Tabla 5: Parámetros modelo ciclo combinado vigentes a partir del 03/08/2024

- Se indexan los costos variables combustibles según las últimas proyecciones del WTI de la EIA (utilizado en la PES⁴), tomando como base el precio de referencia utilizado para el cálculo de los costos variables.

5.2 Red de Trasmisión

Por Conversora Melo:

Para el 2024 hay mantenimientos bianuales y/o anuales planificados que indisponen a la Conversora Melo (CME) para los siguientes intervalos de tiempo:

- Del 18 al 22 de Noviembre (indispone CME y ME5).
- Del 25 al 29 de Noviembre (indispone CME y ME5).

Por Conversora Rivera:

Para el período consultado está previsto un trabajo en los transformadores convertidores desde el 15/10/2024 y el trabajo se estima durará 1 mes y medio.

Según lo informado por Obras de Trasmisión para el año 2024, por extensión de vida útil se realizarán trabajos en seccionadoras de Palmar 500 kV (seccionadoras 4-20 y 4-24) durante noviembre de 2024, con posibilidad de devolución a pedido.

No se informaron otros mantenimientos mayores previstos en el horizonte de tiempo de este estudio sobre instalaciones de Trasmisión. Aun así, los trabajos previstos serán coordinados a los efectos de aprovechar las salidas por mantenimiento de las unidades generadoras afectadas.

6 Modelado utilizado

6.1 Versión SimSEE

Se utiliza la versión iie151_288 de SimSEE.

6.2 Salas SimSEE

Para realizar el PAM se utilizaron dos salas SimSEE. Una sala de paso diaria enganchada con una sala de paso semanal cuya optimización va hasta el 2035, la cual fija la política de operación de largo plazo.

Horizontes de tiempo:

- Fecha de optimización sala paso diario : 28/08/2024 – 01/04/2026.

⁴https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1565/PES_Mayo24.pdf

- Fecha de optimización sala paso semanal : 28/08/2024 – 01/01/2036.
- Fecha de la simulación sala paso diario: 28/08/2024 – 01/01/2026. Fecha guarda de simulación sala paso diario: 28/09/2024.

6.3 Estado inicial del Sistema

- Cota inicial del lago de Bonete: 79.8 m.
- Cota inicial del lago de Palmar: 39.34 m.
- Cota vista inicial del lago de SG UY: 32.6 m.
- Aportes (promedio semanal): Bonete = 1164 m³/s, Palmar = 795 m³/s, SG UY= 3231 m³/s.
- Valores trimestrales del iN3.4 (a partir del trimestre SON): -0.513 -0.597 -0.616 -0.561 -0.562 -0.338 -0.027 0.093.

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

6.5 Modelado de las Unidades de Falla

En la sala de paso diario se modela la falla con dos escalones: el primero agrupa falla 1, 2 y 3 en un solo escalón (de profundidad 14.5 % con un costo de 2400 USD/MWh) y el segundo (de profundidad 85.5 % con un costo de 4000 USD/MWh) que se reserva para falla 4. Esta agrupación de los primeros escalones se debe a que no es razonable que las restricciones energéticas voluntarias de la población y las primeras restricciones forzadas se apliquen o despachen con paso diario, por lo que en esta modelación se representan los dos primeros escalones de falla agrupados con el tercero (correspondiente a cortes controlados y rotativos).

En la sala de paso semanal se representan los 4 escalones de fallas de acuerdo a la reglamentación vigente.

Los costos de falla se indexan según el precio del barril de petróleo.

6.6 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. Los valores de cota y penalidad se muestran en la Tabla 6.

	Cota Mínima (m)	Penalidad (MUSD/(m-día))
Bonete	72,3	1,101
Palmar	37	0,383
SG	32	0,512

Tabla 6: Controles de cota considerados en el estudio.

Se imponen erogados mínimos requeridos por paso de tiempo (paso diario) en las centrales hidroeléctricas de Salto Grande y Palmar, de 450 y 120 m³/s respectivamente, el último solo entre los meses de diciembre y marzo de cada año.

En la central hidroeléctrica de Bonete se impone un erogado mínimo de 80 m³/s con una penalización por incumplimiento de 0.19 MUSD/Hm³ desde el 01/01/2024.

Se impone un control de cota superior en 80 m en Bonete con penalidad 2 MUSD/(m.día), sin indexación.

En la Tabla 7 se muestran los parámetros utilizados 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 [m ³ /s]	0; 1990; 4510	0; 10045.45; 20091	0; 13455; 26910

Tabla 7: Parámetros en SimSEE para considerar controles de crecida de las centrales hidroeléctricas.

6.7 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 %

6.8 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).

6.9 Modelado de UPM2

En la Tabla 8 se presenta el cronograma de incorporación de potencias y disponibilidades para UPM2, junto con los mantenimientos previstos.

UPM 2						
fecha	días	días mantenimiento	días neto	MW	fd	Observaciones
01/01/24	366	10	356	190	0,70	10 días mantenimiento junio 2024
01/01/25	365	10	355	220	0,70	10 días mantenimiento junio 2025
01/01/26 - Futuro				220	0,80	10 días mantenimiento cada 18 meses

Tabla 8: Modelado de UPM2

6.10 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 en ambas salas SimSEE.

Indice

1 RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2 INTRODUCCIÓN.....	3
3 RESULTADOS.....	3
3.1 Análisis de Falla.....	3
4 PAM.....	12
4.1 Propuesta de PAM.....	12
4.2 Programa indicativo de mantenimientos para los siguientes 36 meses.....	13
4.3 Mantenimientos adicionales.....	15
5 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.....	17
5.1 Modificaciones con respecto a la Programación Estacional.....	17
5.2 Red de Trasmisión.....	18
6 MODELADO UTILIZADO.....	18
6.1 Versión SimSEE.....	18
6.2 Salas SimSEE.....	18
6.3 Estado inicial del Sistema.....	19
6.4 Demanda.....	19
6.5 Modelado de las Unidades de Falla.....	19
6.6 Controles de Cota y erogados mínimos de los embalses.....	19
6.7 Factores de planta de Generadores Eólicos y Solares Fotovoltaicos.....	20
6.8 Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.....	20
6.9 Modelado de UPM2.....	20
6.10 Parámetros generales.....	21
ÍNDICE DE FIGURAS.....	23
ÍNDICE DE TABLAS.....	23

Índice de figuras

Figura 1: Excedencia de Falla acumulada en por unidad de la Demanda acumulada.....	4
Figura 2: Potencia media de Falla diaria.....	5
Figura 3: Crónicas de simulación que en algún paso de tiempo superan el 2 % de profundidad de la falla.....	6
Figura 4: Despacho de Falla acumulado.....	7
Figura 5: Evolución de la cota de Bonete.....	8
Figura 6: Evolución de la cota de Palmar.....	9
Figura 7: Evolución de la cota de Salto Grande.....	10
Figura 8: Evolución del Costo Marginal del Sistema.....	11
Figura 9: Programa Anual de Mantenimientos para el período 31/08/2024 al 05/09/2025.....	12
Figura 10: Programa indicativo para el período 06/09/2025 al 04/09/2026.....	13
Figura 11: Programa indicativo para el período 05/09/2026 al 31/12/2027.....	14

Índice de tablas

Tabla 1: Mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM.....	15
Tabla 2: Continuación de mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM.....	16
Tabla 3: Precios de combustibles vigentes a partir del 03/08/2024.....	17
Tabla 4: Costos variables vigentes a partir del 03/08/2024.....	17
Tabla 5: Parámetros modelo ciclo combinado vigentes a partir del 03/08/2024.....	18
Tabla 6: Controles de cota considerados en el estudio.....	19
Tabla 7: Parámetros en SimSEE para considerar controles de crecida de las centrales hidroeléctricas.....	20
Tabla 8: Modelado de UPM2.....	20