



Programa Anual de Mantenimiento (PAM) Abril - Setiembre 2022

ADME

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: Valentina Groposo, Milena Gurin, Gabriela Gaggero y Santiago Machado.

Responsable: Ruben Chaer

Versiones:

Fecha	Autores	Motivo
08/04/2022	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Valentina Groposo, Milena Gurin, Gabriela Gaggero y Santiago Machado.	Puesta en vista de los Agentes del MMEE.
04/05/2022	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes.	Incluye observaciones recibidas de los Agentes. - Se modifica la Figura 12 sombreando los períodos de tiempo para los que no se cuenta con información de mantenimientos de los generadores. - Se agregan en las Tablas 1, 2 y 3 los nombres de las centrales generadoras. - Se agrega la Tabla 7 con el detalle del modelado de los generadores de fuente biomasa. - Se agrega la Tabla 8 con el Modelado de UPM2. - Se agrega en 6.6 el detalle del erogado mínimo considerado para Bonete.



1 Resumen ejecutivo.

A partir del análisis de la información obtenida sobre las probabilidades de que el sistema incurra en falla, se concluye que los mantenimientos mayores previstos no impactan significativamente en el abastecimiento del sistema en el período Abril 2022 – Marzo 2023.

Los resultados principales para el período PAM 01-04-2022 al 31-03-2023 son:

- El valor esperado del despacho de Energía de Falla acumulada es de 0.06 GWh.
- El valor esperado de la demanda acumulada es de 11428.9 GWh.
- El valor esperado de falla acumulada con respecto a demanda acumulada es de 0.0006 %. De las 1000 crónicas simuladas, el valor máximo alcanzando es 0.10 %.
- La potencia de falla diaria con probabilidad de excedencia de 5% es cero (0 MW) para todo el período de estudio.
- La energía de falla acumulada en el período con probabilidad 5% de ser excedida es aproximadamente 0.06 GWh lo que se considera insignificante.

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



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 Noviembre 2021 – Abril 2022 junto con las modificaciones que se detallan en el sección 5.

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

3 Resultados

3.1.1 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 01/04/2022 y el 31/03/2023.



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

Se observa un valor máximo de falla acumulada de 0.10 % con respecto a la demanda acumulada.

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

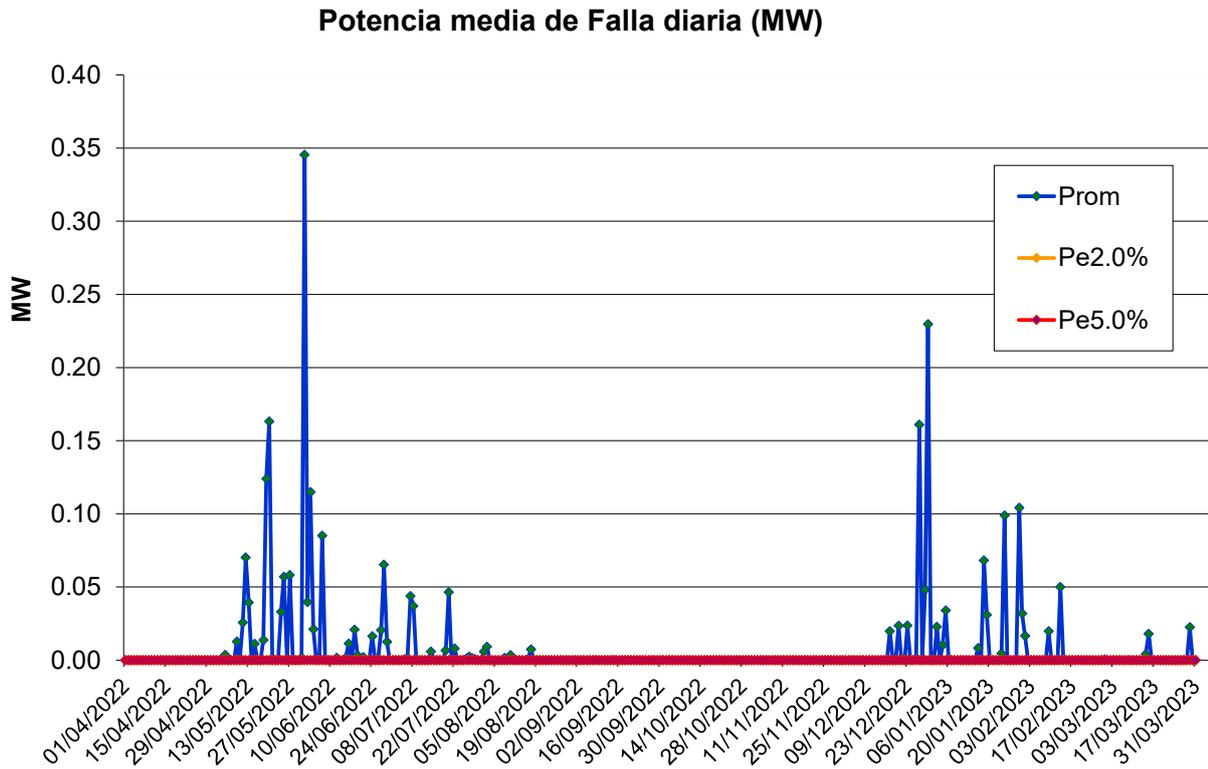


Figura 2: Potencia media de Falla diaria

Se observa que la excedencia del 5 % de la Falla media diaria es cero para todo el período.

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

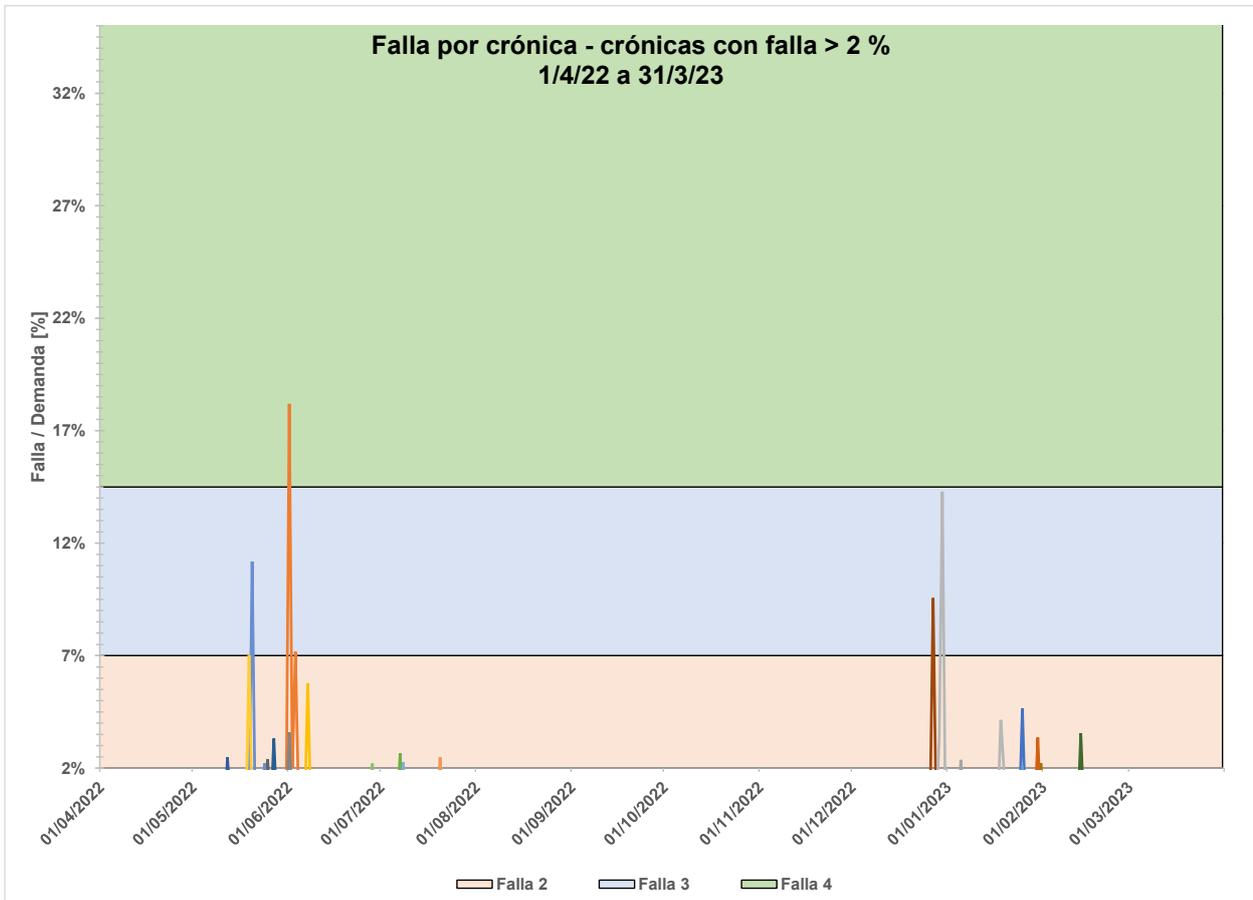


Figura 3: Crónicas de simulación que en algún paso de tiempo superan el 2 % de profundidad de la falla.

Los eventos mostrados en la gráfica anterior representan 0.007% 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 2.1 % de las crónicas superan la profundidad de falla de 2% y tienen una duración promedio de 1.2 días.
- El 0.5 % alcanzan o superan profundidades de falla 7% y tienen una duración promedio de 1.2 días.
- El 0.1 % alcanzan o superan profundidades de falla 14.5% y tienen una duración promedio de 1 día.



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 6.5).

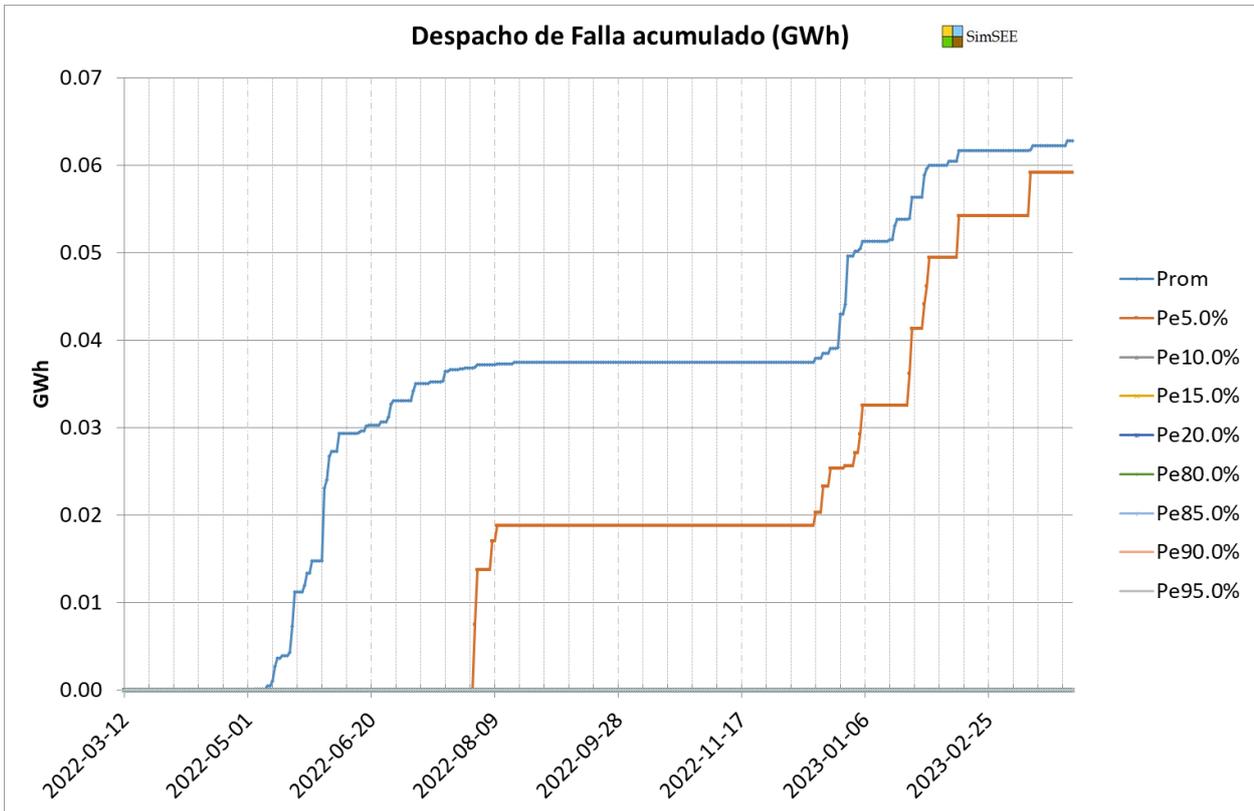


Figura 4: Despacho de Falla acumulado.

Se observa que la energía de Falla acumulada con excedencia 5 % es de 0.06 GWh.

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

3.1.2 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.

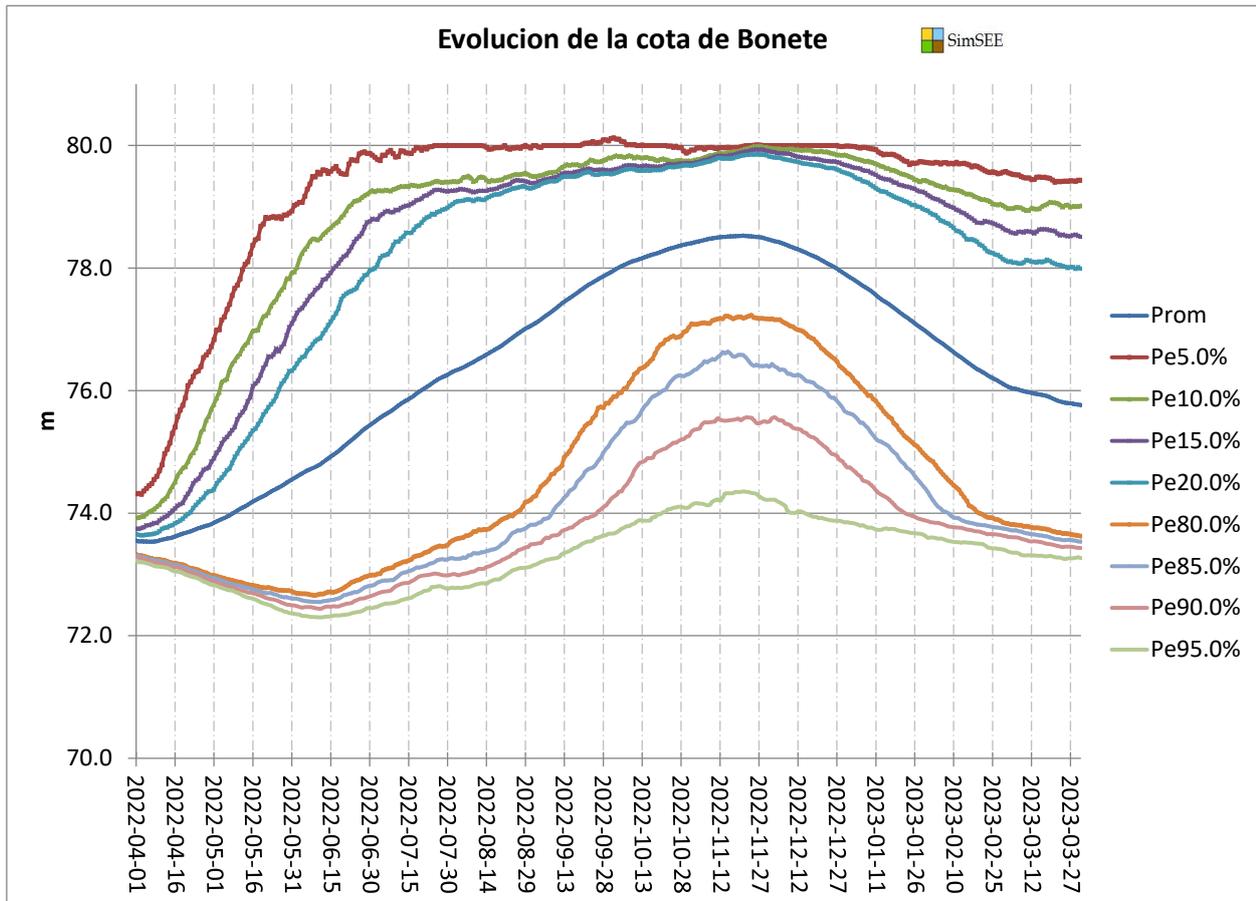


Figura 5: Evolución de la cota de Bonete

Se observa que con una probabilidad de 95 % no existe riesgo de bajar de la cota 72 m.

3.1.3 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.

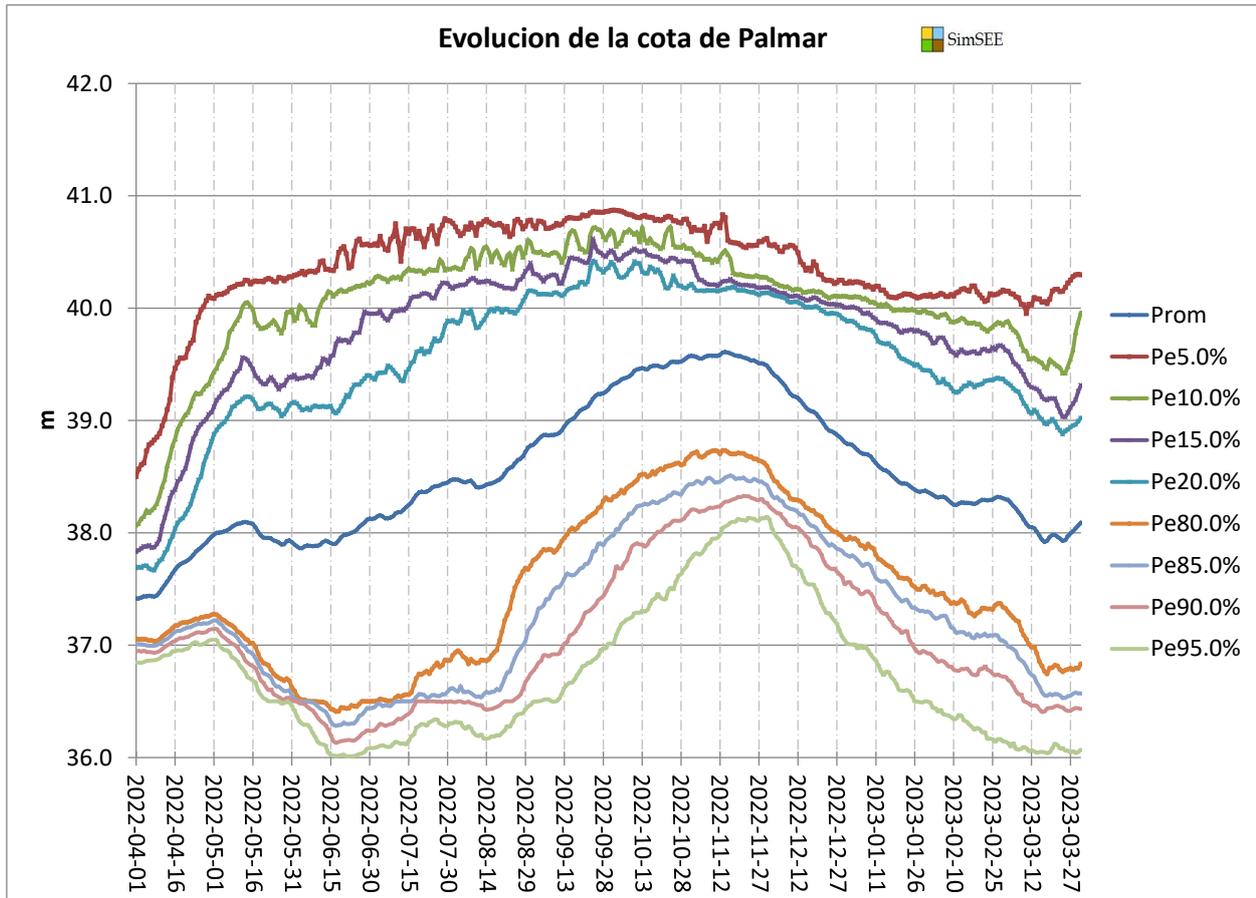


Figura 6: Evolución de la cota de Palmar

Se observa que con una probabilidad de 90 % no existe riesgo de llegar a la cota 36 m.

3.1.4 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.

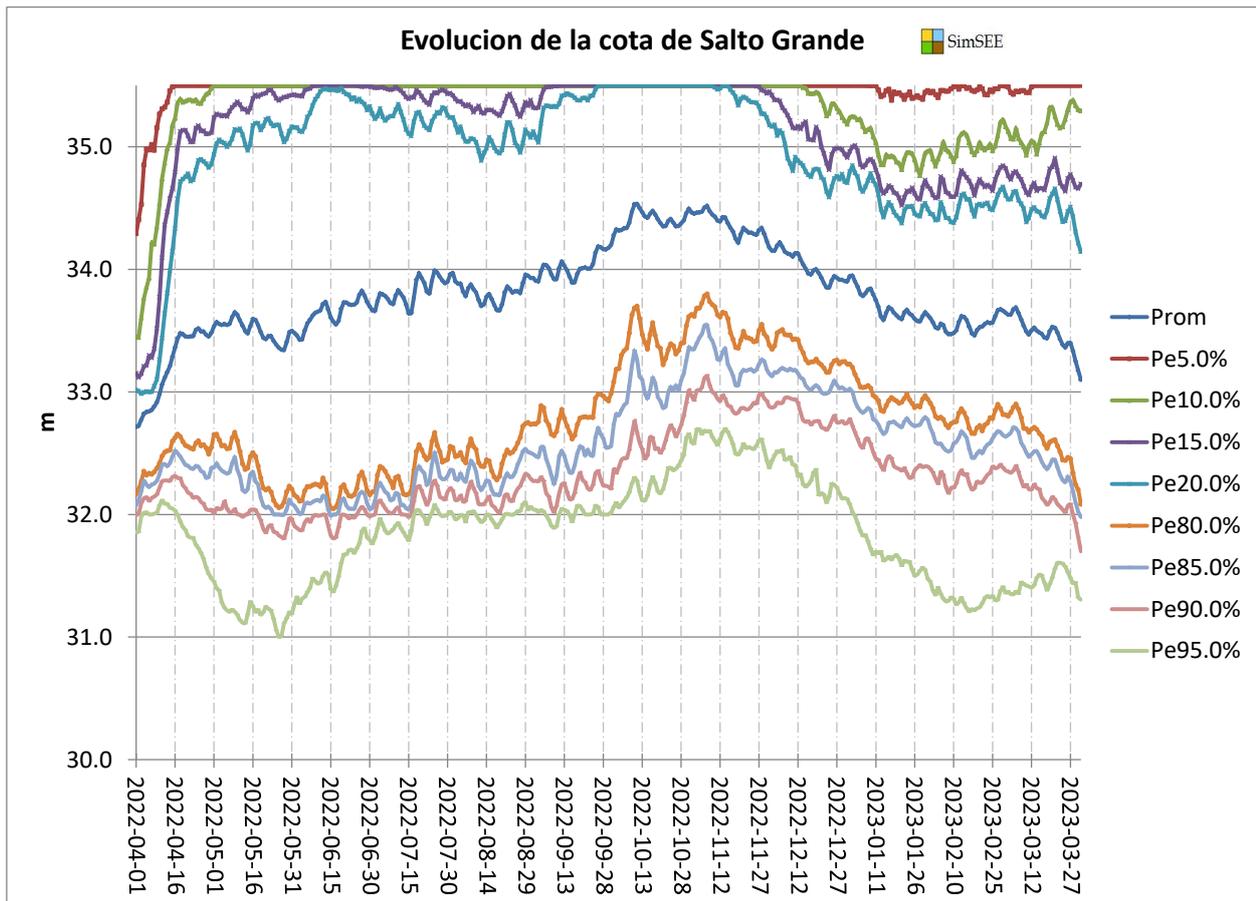


Figura 7: Evolución de la cota de Salto Grande

Se observa que con una probabilidad de 95 % no existe riesgo de llegar a la cota 31 m.

3.1.5 Costo Marginal del Sistema

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

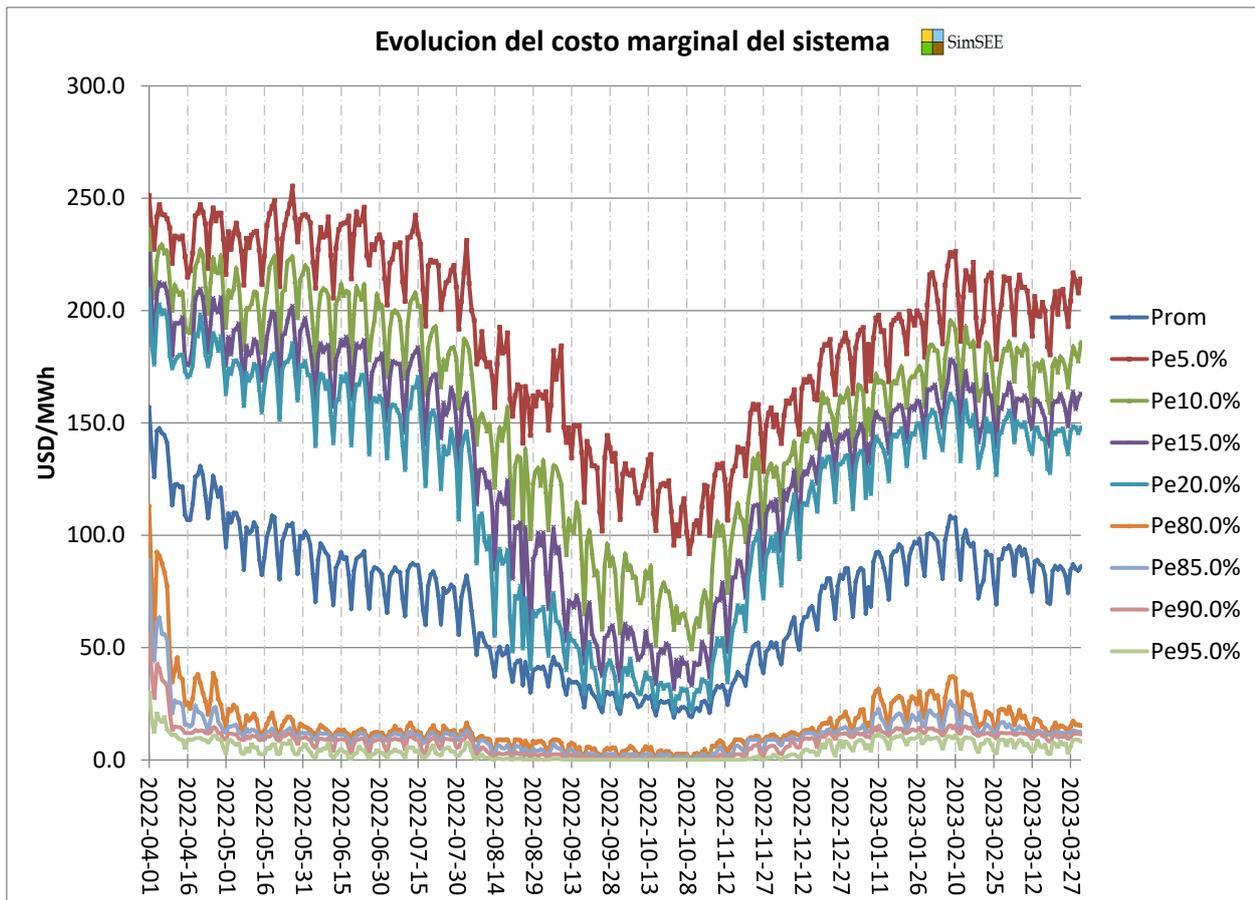


Figura 8: Evolución del Costo Marginal del Sistema

El Costo Marginal esperado para el período de estudio es de 71.5 USD/MWh.

4 PAM

En esta sección se muestra la información de mantenimientos recibida.

4.1 Propuesta de PAM

En la Figura 9 se presenta la propuesta de Programa Anual de Mantenimientos para el período 2/04/2022 al 31/03/2023.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

X	Unidad con mantenimiento programado para esta fecha
	Ventana de mantenimiento donde 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

4.3 Mantenimientos adicionales

En las Tabla 1, Tabla 2 y Tabla 3 se muestran los mantenimientos adicionales a los presentados en 4.1 y 4.2 a considerarse para el PAM.

Generador	Central generadora	Observaciones
Uruply S.A.	Lumin	En el 2022: 5 días en mayo y 10 días en la primera quincena de octubre. Para los siguientes años se puede suponer 5 días en mayo y 10 días en octubre, si bien es difícil estimarlo.
Corporacion Frigorifica del Uruguay S.A.	Corfrisa	Mantenimiento preventivo cada 6 meses. El próximo mantenimiento esta planificado para agosto 22 en dos jornadas de 8 horas cada una aproximadamente.
Fingano S. A.	P.E. Carape I	Mantenimiento en semana 15 del 2022
Vengano S.A.	P.E. Carape II	Mantenimiento en semana 16 del 2022
Bioener S.A.	Bioener	Sin mantenimientos programados
Celulosa y Energia Punta Pereira S.A	Montes del Plata	2 semanas en la segunda quincena de marzo para todos los años
Luz de Mar S.A.	Luz de Mar	Sin mantenimientos programados
Luz de Loma S.A.	Luz de Loma	Sin mantenimientos programados
Luz de Rio S.A.	Luz de Rio	Sin mantenimientos programados
UPMS.A.	UPM	Mantenimiento programado para semanas 41 y 42 del 2022
Palmatir S.A.	P.E. Cuchilla de Peralta	2022 Abril 10 horas de parada de planta completa. (certificacion puesto de medida) Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion)
		2023 Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion)
Cadonal S.A.	P.E. Talas de Maciel II	2024 Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion)
		2025 Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion)
		2026 Junio 10 horas de parada de planta completa. (certificacion puesto de medida) Diciembre 16 horas de parada de planta completa. (mantenimiento anual de sub estacion)
		2027 Junio 10 horas de parada de planta completa. (certificacion puesto de medida) Diciembre 16 horas de parada de planta completa. (mantenimiento anual de sub estacion)

Tabla 1: Mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Generador	Central generadora	Observaciones
Astidey S.A.	P.E. Talas de Maciel I	Mantenimiento Trafo ppal y auxiliar Talas de Maciel 1: realizado el 17/03/2022. Mantenimiento Trafo ppal y aux Talas de Maciel 1 2023: Semana 7. Mantenimiento Trafo ppal y aux Talas de Maciel 1 2024 : Semana 7 Mantenimiento Trafo ppal y aux Talas de Maciel 1 2025 : Semana 8 Mantenimiento Trafo ppal y aux Talas de Maciel 1 2026 : Semana 8.
R del Sur S.A.	P.E. Maldonado I	Mant. trienal del elemento que corresponda en plan de mantenimiento en semana 10 _FRECUENCIA: todos los años. Mant. anual en semana 44 _FRECUENCIA: todos los años. PEM-I Certificación mayor SMEC SEMANA 44 / 2022 PEM-I Pruebas de habilitación 5 años SEMANA 10 / 2024
R del Este S.A.	P.E. Maldonado II	Mant. trienal del elemento que corresponda en plan de mantenimiento en semana 10 _FRECUENCIA: todos los años. Mant. anual en semana 44 _FRECUENCIA: todos los años. PEM-II Certificación mayor SMEC SEMANA 44 / 2025
Ladaner S.A.	PE Cerro Grande	La planta de Cerro Grande cuenta con 22 aerogeneradores que reciben mantenimiento preventivo distribuido de forma uniforme a lo largo del año. Están previstas 20hs/año de mantenimiento en cada aerogenerador. Adicional a estos trabajos, está previsto un corte de la totalidad de la planta en simultaneo para mantenimiento de la estación de transformación. Estos trabajos tienen una duración estimada de 8hs . Esas fechas marcadas podrían ser modificadas en caso de que las condiciones climáticas no lo permiten.
Lanas trinidad S.A.	Lanas Trinidad	Semana de Turismo planta no trabaja por licencia de personal
Agua Leguas S.A.	PE Peralta I	Las plantas de Peralta 1 y 2 cuenta con 50 aerogeneradores (25 aeros en cada parque) que reciben mantenimiento preventivo distribuido de forma uniforme a lo largo del año. Están previstas 20hs/año de mantenimiento en cada aerogenerador. Adicional a estos trabajos, está previsto un corte de la totalidad de la planta en simultaneo para mantenimiento de la estación de transformación. Estos trabajos tienen una duración estimada de 8hs y se realizarán en la primera semana de Junio 2022, si las condiciones climáticas lo permiten. Para el período Abril 2022 –Setiembre 2022 se realizarán en la primera semana de Junio 2022, si las condiciones climáticas lo permiten. La mejor estimación a la fecha para los mantenimientos previstos en el período 1/1/22 - 31/12/26, es que serán realizados en la primera semana del mes de Junio de los años abarcados en el período descripto.
Agua Leguas S.A.	PE Peralta II	Las plantas de Peralta 1 y 2 cuenta con 50 aerogeneradores (25 aeros en cada parque) que reciben mantenimiento preventivo distribuido de forma uniforme a lo largo del año. Están previstas 20hs/año de mantenimiento en cada aerogenerador. Adicional a estos trabajos, está previsto un corte de la totalidad de la planta en simultaneo para mantenimiento de la estación de transformación. Estos trabajos tienen una duración estimada de 8hs y se realizarán en la primera semana de Junio 2022, si las condiciones climáticas lo permiten. Para el período Abril 2022 –Setiembre 2022 se realizarán en la primera semana de Junio 2022, si las condiciones climáticas lo permiten. La mejor estimación a la fecha para los mantenimientos previstos en el período 1/1/22 - 31/12/26, es que serán realizados en la primera semana del mes de Junio de los años abarcados en el período descripto.

Tabla 2: Continuación mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Generador	Central generadora	Observaciones
Raditon S.A.	P.F. Raditon	Para la semana 27 a la semana 29 del 2022 (4/07/2022 - 23/07/2022) Se realizara mtto anual de red de MT y sub estación general Por otra parte, en lo que respecta a los años futuros, la información que contamos son que las actividades de mantenimientos mayores serán realizadas en Julio ya que es el mes con menos producción del año. Tendremos presente notificar si surgen mantenimientos mayores con fechas exactas, en pro de que cuenten con la mejor información para realizar coordinación de mantenimientos. Entendemos que cuando se dice mantenimientos mayores, se habla de parques fuera de servicio por una jornada entera.
Giacote S.A.	PF Arapey Solar	Para la semana 27 a la semana 29 del 2022 (4/07/2022 - 23/07/2022) Se realizara mtto anual de red de MT y sub estación general Por otra parte, en lo que respecta a los años futuros, la información que contamos son que las actividades de mantenimientos mayores serán realizadas en Julio ya que es el mes con menos producción del año. Tendremos presente notificar si surgen mantenimientos mayores con fechas exactas, en pro de que cuenten con la mejor información para realizar coordinación de mantenimientos. Entendemos que cuando se dice mantenimientos mayores, se habla de parques fuera de servicio por una jornada entera.
Giacote S.A.	PF Menafra Solar	Para la semana 27 a la semana 29 del 2022 (4/07/2022 - 23/07/2022) Se realizara mtto anual de red de MT y sub estación general Por otra parte, en lo que respecta a los años futuros, la información que contamos son que las actividades de mantenimientos mayores serán realizadas en Julio ya que es el mes con menos producción del año. Tendremos presente notificar si surgen mantenimientos mayores con fechas exactas, en pro de que cuenten con la mejor información para realizar coordinación de mantenimientos. Entendemos que cuando se dice mantenimientos mayores, se habla de parques fuera de servicio por una jornada entera.
Dicano S.A.	PF Dicano	Para la semana 27 a la semana 29 del 2022 (4/07/2022 - 23/07/2022) Se realizara mtto anual de red de MT y sub estación general Por otra parte, en lo que respecta a los años futuros, la información que contamos son que las actividades de mantenimientos mayores serán realizadas en Julio ya que es el mes con menos producción del año. Tendremos presente notificar si surgen mantenimientos mayores con fechas exactas, en pro de que cuenten con la mejor información para realizar coordinación de mantenimientos. Entendemos que cuando se dice mantenimientos mayores, se habla de parques fuera de servicio por una jornada entera.
Fenima S.A	PF Fenima	Para la semana 27 a la semana 29 del 2022 (4/07/2022 - 23/07/2022) Se realizara mtto anual de red de MT y sub estación general Por otra parte, en lo que respecta a los años futuros, la información que contamos son que las actividades de mantenimientos mayores serán realizadas en Julio ya que es el mes con menos producción del año. Tendremos presente notificar si surgen mantenimientos mayores con fechas exactas, en pro de que cuenten con la mejor información para realizar coordinación de mantenimientos. Entendemos que cuando se dice mantenimientos mayores, se habla de parques fuera de servicio por una jornada entera.
Petilcoran S.A.	P.F. Petilcoran	Para la semana 27 a la semana 29 del 2022 (4/07/2022 - 23/07/2022) Se realizara mtto anual de red de MT y sub estación general Por otra parte, en lo que respecta a los años futuros, la información que contamos son que las actividades de mantenimientos mayores serán realizadas en Julio ya que es el mes con menos producción del año. Tendremos presente notificar si surgen mantenimientos mayores con fechas exactas, en pro de que cuenten con la mejor información para realizar coordinación de mantenimientos. Entendemos que cuando se dice mantenimientos mayores, se habla de parques fuera de servicio por una jornada entera.
Jacinta solar Farm S.A.	P.F. La Jacinta	Mant Anual Estación: 2 día en setiembre en cada año Calibracion TT y TI: Depende de la disponibilidad del Laboratorio (SAB), previstas para mediados de año Calibracion Estación Salto B: Set 2023 y Set 2027 es lo mismo de arriba, tener 2 días considerados

Tabla 3: Continuación mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM



5 Hipótesis y metodología.

5.1 Modificaciones con respecto a la PES vigente

Se utilizan las hipótesis de la Programación Estacional Noviembre 2021 – Abril 2022 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.
- Se actualizan cotas de las centrales hidroeléctricas, aportes a sus embalses y previsiones del índice El Niño 3.4 al 12/03/2021.
- Se actualizan valores iniciales de los costos marginales de Brasil utilizados en las CEGHs.
- Se actualizan precios de los combustibles según los PPI publicados en el informe de URSEA del 24/2/2022.
- Se actualiza la tendencia del petróleo según datos de EIA de marzo de 2022.
- Se toman las siguientes tasas de crecimiento para la demanda: 1.5%, 1.9%, 2.7%, 2.4%, 2.2% y 2.4% para los años 2021, 2022, 2023, 2024, 2025 y 2026 respectivamente. Para el mes de marzo 2022 se usan previsiones de demanda semanal de los modelos de PEG.
- Se modela la exportación a Brasil con un actor Spot de mercado postizado, usando las fuentes CVI como “costo marginal del comprador” (en este caso Brasil) en cada poste. Estas fuentes CVI serán topeadas en (cvMCB +10%) + 30 USD/MWh (30 USD/MWh es el margen de ganancia para Uruguay). Siempre que la fuente CVI sea superior al cmg uruguayo + 30 USD/MWh, exportará hacia el país vecino a un precio igual al cmg uruguayo + 30 USD/MWh. Dado el tope de la fuente CVI, Uruguay sólo exportaría hasta la central MCB (Motores de la Central Batlle). La potencia máxima de intercambio es de 550 MW con un coeficiente de disponibilidad de 90%, indisponible en los fines de semana de todo el periodo de simulación.
- Se agrega control de cota superior en Bonete a 80 m con penalidad 0.5 MUSD/(m-día) sin indexación.
- Se ajusta el control de crecida de Bonete según las tablas ISMES con los parámetros que se muestran en la Tabla 11.

5.2 Situación hidrológica y Clima

Se presenta esta sección la situación actual y las proyecciones climáticas para los meses venideros.

5.2.1 Energía Hidráulica Afluyente Trimestral (EHAT)

En la Figura 13 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 energía trimestral afluyente a las represas hidroeléctricas Bonete, Palmar, Baygorria y Salto Grande.¹

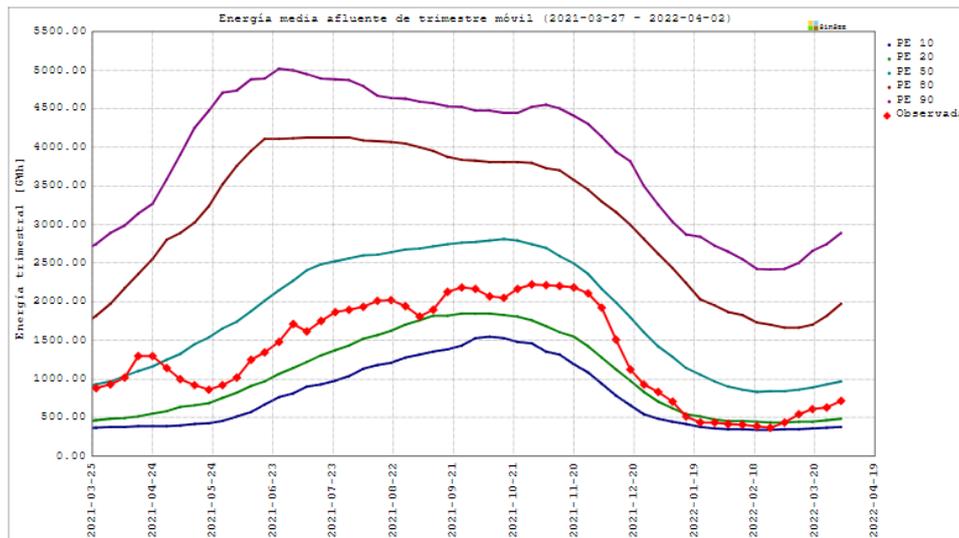


Figura 13: Energía Hidráulica Afluyente en el último año móvil.

Se observa que el sistema se encuentra con una hidraulicidad por debajo de la P50% y por encima de la P20% histórica para la época, del orden de los 750 GWh en el último trimestre móvil.

5.2.2 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, febrero de 2022²)

En la Figura 14 se muestran los pronósticos realizados por modelos dinámicos y estadísticos de la anomalía de la temperatura superficial del Océano Pacífico en la región 3.4.

¹ <http://atorre.adme.com.uy/vates/hidro/resumen/index.php>

² https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/?enso_tab=enso-cpc_plume

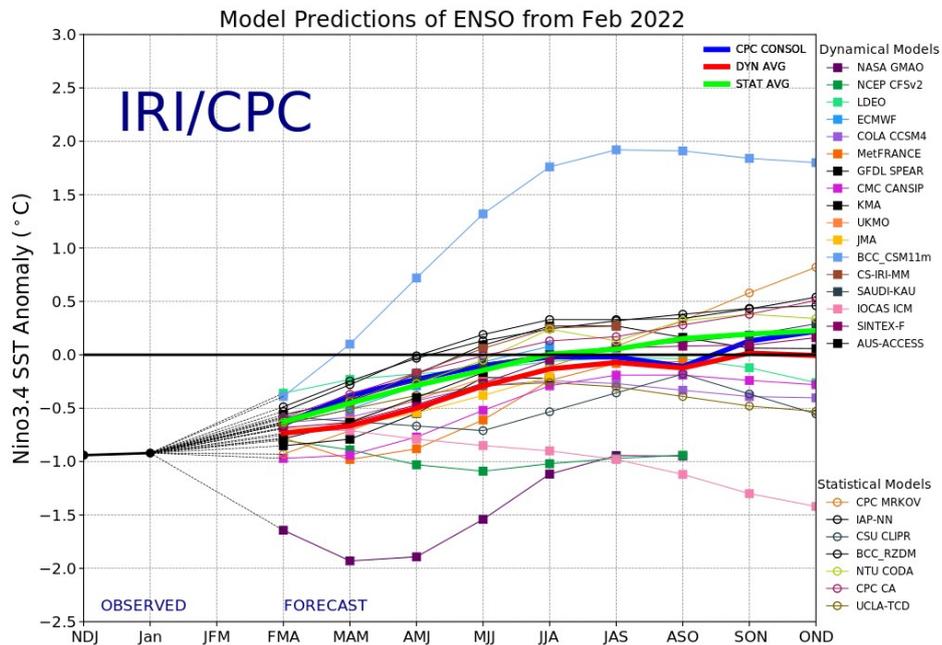


Figura 14: Modelos de previsión del Niño/Niña.

En la Figura 15 se muestra la probabilidad de ocurrencia de los fenómenos climáticos “La Niña”, “El Niño” o “Neutral” para cada trimestre móvil hasta Octubre del 2022.

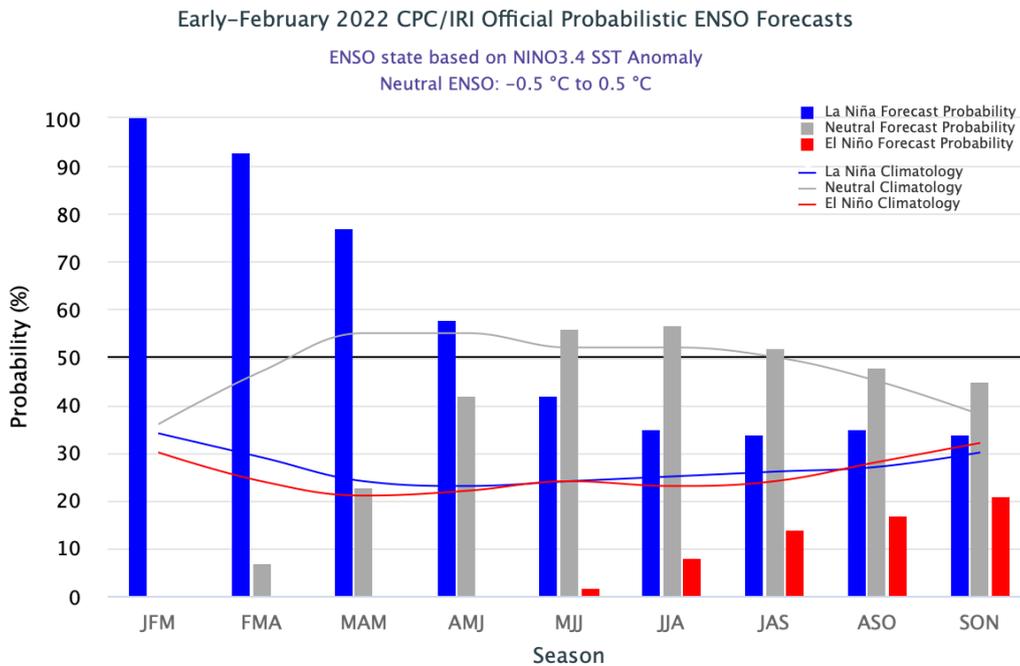


Figura 15: Previsión Niño/Niña.

A partir de las Figuras 14 y 15 se observan condiciones de prevalencia de La Niña para los próximos meses, las que se mantienen hasta el invierno inclusive.

5.3 Precios de los combustibles

Los precios de los combustibles provienen de distintas fuentes.

GO: precio en planta de distribución en USD/m³ del informe de precios de paridad de importación de productos derivados del petróleo URSEA de 24/02/2022.

FOM: provisto por ANCAP, teniendo en consideración los parámetros establecidos para la venta de Fuel Oil a UTE para generación térmica, vigente desde el 01-02-2022.

GN: No se modela GN en el período de estudio.

Valores resultantes:

Se muestra en la Tabla 4 los precios de los combustibles.

REF WTI (U\$/Barril):		92.3	
Combustibles	U\$/m ³	Densidad kg/l	U\$/T
Gasoil	815.5	0.845	965.1
Fueloil Motores	518.2	0.985	526.1

Tabla 4: Precio de combustibles derivados

Se presenta en la Tabla 5 los costos variables de las unidades generadoras térmicas.

Unidad	C.E. a pleno g/kWh	C.E. en mín tec g/kWh	Precio del Combustible U\$/ton	Variable Combustible U\$/MWh	Variable No Combustible U\$/MWh	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C.Battle Motores	229.0	229.0	526.1	120.5	10.9	131.4	131.4
PTA 1-6	225.0	348.8	965.1	217.2	8.4	225.6	345.0
CTR	289.0	592.5	965.1	278.9	4.3	283.2	576.1
PTA 7 y 8	239.0	322.7	965.1	230.7	8.0	238.7	319.4
PTB - CA - GO	251.1	337.4	965.1	242.3	4.7	247.0	330.3
PTB - CC - GO	165.2	219.4	965.1	159.4	6.0	165.4	217.8

Tabla 5: Costos Variables de las unidades térmicas

Se detalla en la Tabla 6 los costos variables que se ingresan en SimSEE para el modelado del Ciclo Combinado como un generador térmico combinado funcionando con Gas Oil.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

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)	325.6	cv min tec (USD/MWh)	-6.56
cv incr (USD/MWh)	199.3	cv incr (USD/MWh)	0.0
cv no comb (USD/MWh)	4.7	cv no comb (USD/MWh)	8.53
		Factor TV/TG	0.514

Tabla 6: Parámetros a ingresar en SimSEE del Ciclo Combinado generando con Gas Oil.

5.4 Biomasa

En la Tabla 7 se muestran los parámetros que se consideran en el modelado de las centrales de fuente biomasa según lo publicado en el informe de Garantía de Suministro 2022.

Generador	Potencia Efectiva [MW]	f.d. fortuita	TMR [horas]
Urply	5	0.3	0
UPM	25	0.5	72
Fenirol	9.5	0.93	72
Bioener	10	0.77	72
Montes del Plata	100	0.74	72
Galofer	12.5	0.73	72
Dank	4.4	0.68	72
Alur	3.1	1.00	0
Lanas Trinidad	0.3	0.36	0
Las Rosas	0.2	1.00	0
Liderdat	2.45	0.82	0

Tabla 7: Detalle modelados generadores de fuente biomasa



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

El cronograma de entrada de UPM2 se muestra en la Tabla 8. El mismo se atrasa 6 meses respecto al considerado en la PES Noviembre 2021, según información proporcionada por el generador.

Fechas		Días	Días mant.	Días neto	P (MW)	fd	Observaciones
1/4/2023	1/7/2023	91		91	180	0.6	
2/7/2023	29/9/2023	89		89	190	0.6	
30/9/2023	30/3/2024	182		182	190	0.7	
31/3/2024	31/3/2025	365	10	355	220	0.6	10 días de mantenimiento octubre 2024
1/4/2025	31/3/2026	364		364	220	0.75	
1/4/2026	31/3/2027	364	10	354	220	0.8	10 días de mantenimiento abril 2026
Futuro					220	0.8	10 días de mantenimiento cada 18 meses

Tabla 8: Modelado de UPM2

5.5 Intercambio de Energía

Importación

Atendiendo al comportamiento reciente de los mercados vecinos y su proyección futura, se decide modelar la importación con cada uno de la siguiente manera.

Con Argentina

Se modela una importación que representa las centrales térmicas 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).

Con Brasil

A través de la convertora de Melo una potencia máxima de 300 MW. Se usa una CEGH que modela los PLDs del sistema brasileiro, permitiendo la oferta de exportación a Uruguay sólo cuando el PLD está por debajo de 145 USD/MWh y con un sobrecosto de 300 USD/MWh. En la práctica equivale a energía disponible para asistencia ante emergencias a costos superiores a Falla 1.

Exportación

Atendiendo al comportamiento reciente de los mercados vecinos y su proyección futura, se decide modelar la exportación con cada uno de la siguiente manera.

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.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Con Brasil

Se modela la exportación a Brasil con un actor Spot de mercado postizado, usando las fuentes CVI como “costo marginal del comprador” (en este caso BR) en cada poste. Estas fuentes CVI serán topeadas en $(cvMCB+10\%) + 30 \text{ USD/MWh}$ (30 USD/MWh es el margen de ganancia para Uruguay). Siempre que la fuente CVI sea superior al $cmg \text{ uruguayo} + 30 \text{ USD/MWh}$, exportará hacia el país vecino a un precio igual al $cmg \text{ uruguayo} + 30 \text{ USD/MWh}$. Dado el tope de la fuente CVI, Uruguay sólo exportaría hasta la central MCB (Motores de la Central Batlle). La potencia máxima de intercambio es de 550 MW con un coeficiente de disponibilidad de 90%, indisponible en los fines de semana de todo el período de simulación.³⁴

Excedentes

Se identifican como excedentes la energía hidráulica no embalsable y autodespachados (mayoritariamente eólica). Se modela como una exportación con potencia máxima 4000 MW en todos los postes y precio 0,1 USD/MWh.

No se modelan ventas de excedentes térmicos.

5.6 Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:

En la Tabla 9 se muestra los valores de indisponibilidad fortuita considerados.

	C. Batlle Motores	PTA 1-6	PTI 7-8	CTR	Ciclo Combinado (TG)	Ciclo Combinado (TV)
Coef de Disponibilidad	75%	80%	80%	75%	85%	70%
Desde el 1/1/2026	70%	75%	75%	70%	85%	70%

Tabla 9: Disponibilidad de las unidades térmicas.

5.7 Red de Trasmisión

Hay trabajos previstos sobre las convertoras pero aún no se tienen fechas definidas e incluso las duraciones son inciertas pues dependen de inspecciones previas que no se han realizado y de coordinaciones con personal especializado que viene del exterior. De todos modos, se espera que:

- Exista una intervención en Noviembre de 2022, con una duración de 2 semanas sobre CME. Se realizará el mantenimiento anual de Sala de Válvulas, bianual Transformadores Convertidores y hexanual de Cambiadores de Puntos de los Trafos

³ Atendiendo a la evolución proyectada del PLD de la región Sur de Brasil por CCEE para los próximos meses, se fija la tendencia del cmo en 53.76 USD/MWh (276.88 R\$/MWh) y los valores iniciales para los bornes $cmo1$ y $cmo3$ de la fuente CEGH correspondiente se fijan en 0.075 (~2.68 USD/MWh) y 0.072(~2.55 USD/MWh) respectivamente.

⁴ En cuando a los detalles de los parámetros del actor Spot de Mercado Postizado, atendiendo al comportamiento observado del comercializador en Brasil, se crea un índice para el Costo Variable de Importación (CVI) como: $CVI = \max(0; (CMO_{Br} - 2.62 \text{ USD/MWh}) / 1.28$.



Convertidores. En 2023 se realizarán los trabajos bianuales sobre reactores de barras y línea ME5-SC5.

- Podrán ocurrir otros trabajos en CME pero en ese caso será de menos de una semana de duración y con devolución.

Hay trabajos a realizar sobre el Compensador Estático de Reactiva (CER) que requieren coordinación con los mantenimientos de CTR a los efectos de maximizar la disponibilidad de las unidades durante la indisponibilidad de CER. El trabajo sobre el CER se ha programado entre el 2 de julio y el 10 de octubre de 2022, los trabajos sobre CTR se programaron luego de esa fecha y son flexibles ante variaciones en el cronograma de los trabajos del CER.

No se informaron otros mantenimientos mayores previstos en el horizonte de tiempo de este estudio sobre instalaciones de Transmisión. 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 iie 80_227 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 que fija la política de operación.

Horizontes de tiempo

Fecha de optimización sala paso diario : 12/03/2022 – 01/08/2023.

Fecha de optimización sala paso semanal : 12/03/2022 – 31/12/2035.

Fecha de la simulación sala paso diario: 12/03/2022 – 01/04/2023.

Fecha guarda de simulación sala paso diario: 01/04/2022.

6.3 Estado inicial del Sistema

Cota inicial del lago de Bonete: 74.13 m.

Cota inicial del lago de Palmar: 37.76 m.

Cota vista inicial del lago de SG UY: 32.63 m.

Aportes: Bonete = 308 m³/s, Palmar = 73 m³/s, SG UY= 1106 m³/s.

Valores trimestrales del iN3.4 (a partir del trimestre MAM): -0.66 -0.5 -0.292 -0.132 -0.071 -0.123 -0.016 -0.007.



6.4 Demanda

Se continúa utilizando el modelo CEGH de paso diario "CEGH_DEM_X3.txt", con su modelado horario en base a las demandas detalladas ""llano1_2012_2068.bin", "llano2_2012_2068.bin", "pico_2012_2068.bin" y "valle_2012_2068.bin". Se calibra el valor esperado de la demanda introduciendo valores diarios que se calculan a partir de los valores anuales o trimestrales de demanda esperadas con un suavizado de las transiciones para evitar saltos.

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 agrupado 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.

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 36.5 y 32.0 metros respectivamente, cuyos valores equivalen al costo variable de falla 1 * 0.15. Los valores de cota y penalidad se muestran en la Tabla 10.

	Cota Mínima (m)	Penalidad (MUSD/(m-día))
Bonete	72,3	1,230
Palmar	36,5	0,428
SG	32	0,572

Tabla 10: 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 sólo entre los meses de diciembre y marzo de cada año.

Se agrega control de cota superior en Bonete a 80 m con penalidad 0.5 MUSD/(m-día) sin indexación. Se impone un erogado mínimo de 80 m³/s con una penalización por incumplimiento de 0.05 MUSD/Hm³ a partir de la incorporación de UPM2 al Sistema (01/04/2023).



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Se ajusta el control de crecida de Bonete según las tablas ISME con los parámetros que se muestran en la Tabla 11.

Cota [m]	Erogado mínimo [m3/s]
80.7	0
82.0	1990
83.0	4510

Tabla 11: Parámetros en SimSEE para considerar curvas ISME en Bonete.

6.7 Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.

Se usa el sintetizador de aportes CEGH de octubre de 2019 que incorpora una señal para el fenómeno ENSO y una serie de costos marginales de Brasil a los efectos de modelar el intercambio con ese país. Se usan tres variables de estado hidrológico, una para el río Negro, otra para el río Uruguay y la restante para incorporar el iN3.4.

6.8 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 20 crónicas sintéticas.

Se utiliza la semilla 10031.



ÍNDICE

1 RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2 INTRODUCCIÓN.....	3
3 RESULTADOS.....	3
3.1.1 Análisis de Falla.....	3
3.1.2 Evolución de la cota del lago de Bonete.....	8
3.1.3 Evolución de la cota del lago de Palmar.....	9
3.1.4 Evolución de la cota del lago de Salto Grande.....	10
3.1.5 Costo Marginal del Sistema.....	11
4 PAM.....	11
4.1 Propuesta de PAM.....	11
4.2 Programa indicativo de mantenimientos para los siguientes 36 meses.....	13
4.3 Mantenimientos adicionales.....	16
5 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.....	19
5.1 Modificaciones con respecto a la PES vigente.....	19
5.2 Situación hidrológica y Clima.....	19
5.2.1 Energía Hidráulica Afluente Trimestral (EHAT).....	20
5.2.2 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, febrero de 2022).....	20
5.3 Precios de los combustibles.....	22
5.4 Biomasa.....	23
5.5 Intercambio de Energía.....	24
5.6 Factor de respuesta unidades térmicas de UTE:.....	25
5.7 Red de Trasmisión.....	25
6 MODELADO UTILIZADO.....	26
6.1 Versión SimSEE.....	26
6.2 Salas SimSEE.....	26
6.3 Estado inicial del Sistema.....	26



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

6.4 Demanda.....	27
6.5 Modelado de las Unidades de Falla.....	27
6.6 Controles de Cota y erogados mínimos de los embalses.....	27
6.7 Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.....	28
6.8 Parámetros generales.....	28
ÍNDICE DE FIGURAS.....	30
ÍNDICE DE TABLAS.....	31

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 02/04/2022 al 31/03/2023....	12
Figura 10: Programa indicativo para el período 01/04/2023 al 05/04/2024.....	13
Figura 11: Programa indicativo para el período 06/04/2024 al 04/04/2025.....	14
Figura 12: Programa indicativo para el período 05/04/2025 al 10/04/2026. El sombreado gris indica que no se cuenta con información.....	15
Figura 13: Energía Hidráulica Afluente en el último año móvil.....	20
Figura 14: Modelos de previsión del Niño/Niña.....	21
Figura 15: Previsión Niño/Niña.....	21



Índice de tablas

Tabla 1: Mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM.....	16
Tabla 2: Continuación mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM.....	17
Tabla 3: Continuación mantenimientos adicionales a considerarse para el PAM.....	18
Tabla 4: Precio de combustibles derivados.....	22
Tabla 5: Costos Variables de las unidades térmicas.....	22
Tabla 6: Parámetros a ingresar en SimSEE del Ciclo Combinado generando con Gas Oil...23	
Tabla 7: Detalle modelados generadores de fuente biomasa.....	23
Tabla 8: Modelado de UPM2.....	24
Tabla 9: Disponibilidad de las unidades térmicas.....	25
Tabla 10: Controles de cota considerados en el estudio.....	27
Tabla 11: Parámetros en SimSEE para considerar curvas ISME en Bonete.....	28