



Programación Estacional (PES) Noviembre 2022 – Abril 2023

ADME

12/01/2023

Montevideo - Uruguay

ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Autores:

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

Por UTE: Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin, Gabriela Gaggero y Santiago Machado.

Responsible: Ruben Chaer

Versiones:

Fecha	Autores	Motivo
28-10-2022	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin, Gabriela Gaggero y Santiago Machado.	Creación del informe.
01-11-2022	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin, Gabriela Gaggero y Santiago Machado.	Primera puesta en vista de los Agentes del MMEE.
16-12-2022	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin y Santiago Machado.	Respecto de la versión puesta en vista anterior se hacen las siguientes modificaciones: - Se corrige la calibración en modelado de la demanda de modo que los valores impuestos en las



		<p>simulaciones coincidan con los proyectados en la Tabla 2. Este error ocasionaba que la demanda fuera un 4.4 % mayor que la esperada para el año 2023 y un 4.6 % mayor que la esperada para el Período Estacional.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se corrige el modelado de los mantenimientos del Ciclo Combinado, el cual presentaba errores. - Se corrige el modelado de la volatilidad del precio del barril de petróleo. Este error ocasionaba que la volatilidad en el precio del petróleo fuera muy superior a los pronósticos de corto plazo de EIA (ver Figura 14). No obstante se aclara que el valor esperado del precio del barril de petróleo estaba correctamente considerado en la versión anterior. <p>Se actualizan los mantenimientos de acuerdo al PAM cerrado al 28/11/2022:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se elimina el mantenimiento de la TV del Ciclo Combinado de Diciembre 2022. - Se modifican los mantenimientos de SG, Bonete, Baygorria y Palmar. - Se indisponen UPM hasta el 22-09-2023. <p>-Se calibran las penalizaciones en el erogado mínimo en Bonete considerando los últimos ajustes realizados.</p>
03-01-2023	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin y Santiago Machado.	Segunda puesta en vista de los Agentes del MMEE.
12-01-2023	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin y Santiago Machado.	Tercera puesta en vista de los Agentes del MMEE. Se modifican los valores iniciales cmo1 y cmo3 en el CEGH de aportes. Los valores anteriores producían un despacho de generación hidráulica del orden de un 6 % mayor al esperado.
06-02-2023	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin y Santiago Machado.	Se publica el informe aprobado por el Directorio de ADME.



08/05/2023	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin y Santiago Machado.	Se publica una nueva versión del informe corrigiendo en la Tabla 18 el total de energía de excedentes vertimiento y el de exportaciones. Decía 611.4 GWh en la energía acumulada año 2023 de excedentes vertimientos y se corrige a 530.6 GWh. En las exportaciones totales (sin considerar los excedentes) decía 1709.7 GWh y se corrige a 1540.3 GWh.
------------	--	---

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 29/10/2022 al 28/04/2023.

1. Las perspectivas climáticas prevén que el fenómeno ENOS se mantenga en condiciones de La Niña hasta el verano inclusive, condicionando para el trimestre noviembre-diciembre-enero que las precipitaciones estén por debajo de lo normal.
2. Se estima que la demanda a nivel de generación para el año 2022 será de 11523 GWh, lo que significa un crecimiento de 2.9 % respecto de la demanda del año 2021.
3. La demanda estimada en el Período Estacional, con confianza 90 % es de 5594.3 GWh \pm 1.4 %.
4. El valor esperado del Costo Marginal en el período estacional es de 105.9 USD/MWh.
5. La operación del lago de Rincón de Bonete en el período estacional es tal que la cota se mantiene por encima de los 73.1 m y por debajo de 80.0 m en ambos casos con probabilidad de 95%.
6. El despacho de Falla acumulado con probabilidad de excedencia del 5 % es 1.3 GWh y el valor esperado es 0.2 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 de Rincón de 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 29/10/2022 al 28/04/2023.

Fuente	Generación acumulada [GWh]	% de la Generación total
Hidráulica	2424.8	39.8
Térmica	358.1	5.9
Biomasa	613.4	10.1
Eólica	2446.3	40.2
Solar	240.0	3.9
Falla	0.2	0.0
Importación Argentina	0.9	0.0
Importación Brasil	5.6	0.1
Generación Total	6089.3	100.0
Excedentes Vertimiento	127.5	
Exportación Argentina	366.7	
Exportación Brasil	0.8	
Demanda	5594.3	

Tabla 1: Balance energético en el período 29/10/22 al 28/04/23.

La demanda estimada es de 5594.3 GWh \pm 1.4 % 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 8 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 29/10/2022 y el 31/12/2023.

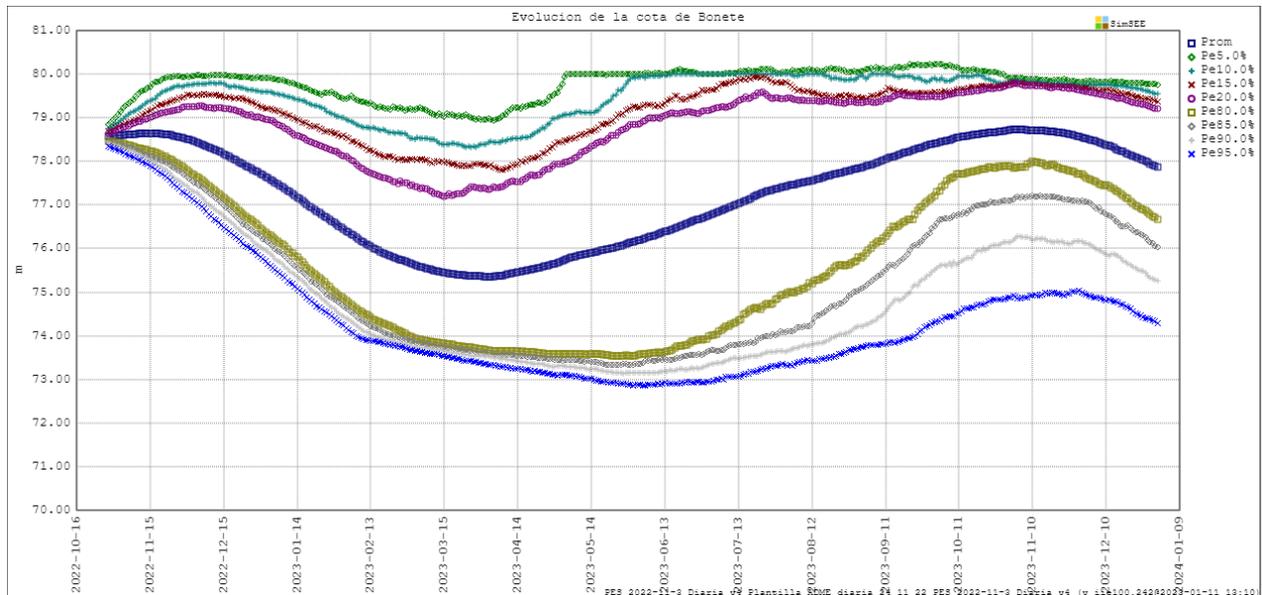


Figura 1: Evolución de la cota de Bonete.

En el Período Estacional la cota del lago de Rincón de Bonete se mantiene por encima de los 73.1 m y por debajo de 80.0 m ambas con probabilidad 95%. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 75.6 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 8 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 29/10/2022 y el 31/12/2023.

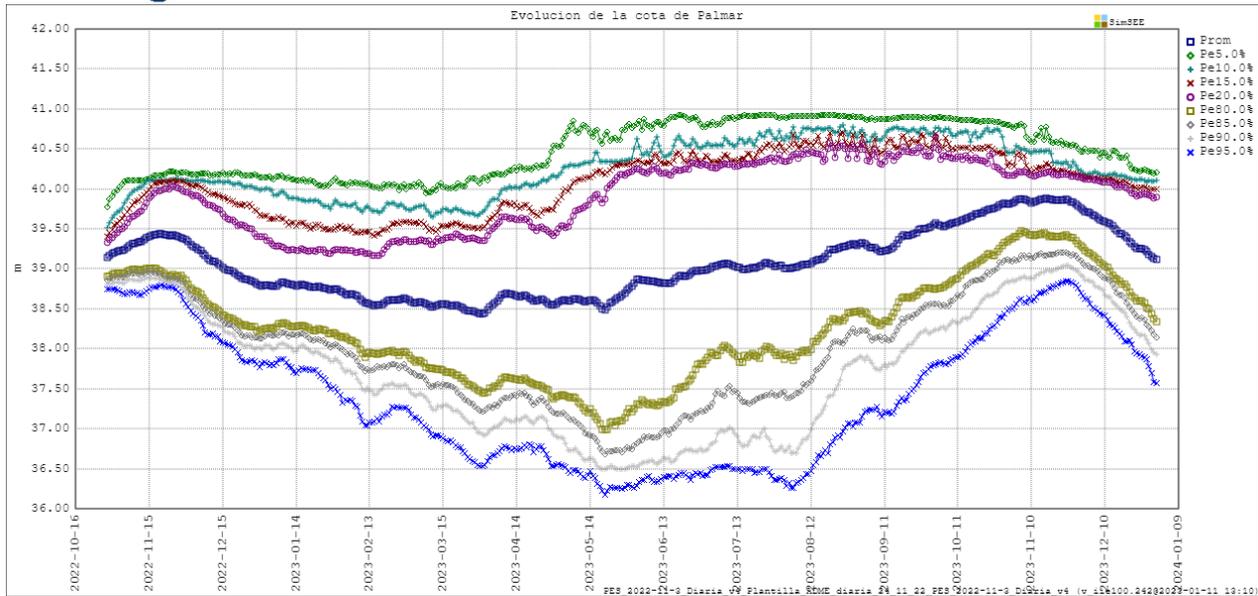


Figura 2: Evolución de la cota de Palmar.

En el Período Estacional la cota del lago de Palmar se mantiene por encima de los 36.5 m y por debajo de 40.5 m, ambas cotas con probabilidad 95 %. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 38.5 m.

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 8 cortes de probabilidad en el período comprendido entre el 29/10/2022 y el 31/12/2023.

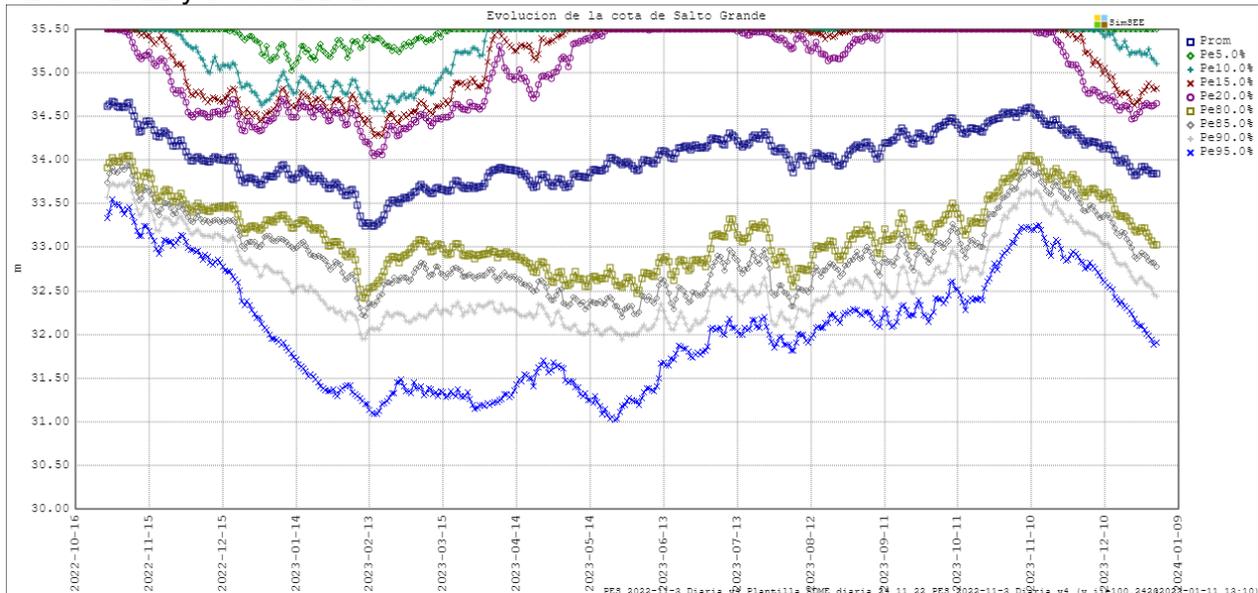


Figura 3: Evolución de la cota vista por Uruguay de Salto Grande.



En el Período Estacional la cota vista por Uruguay del lago de Salto Grande se mantiene por encima de los 31.1 m y por debajo de 35.5 m, ambas cotas con probabilidad de excedencia 95 %. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 33.7 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 29/10/2022 y el 31/12/2023.

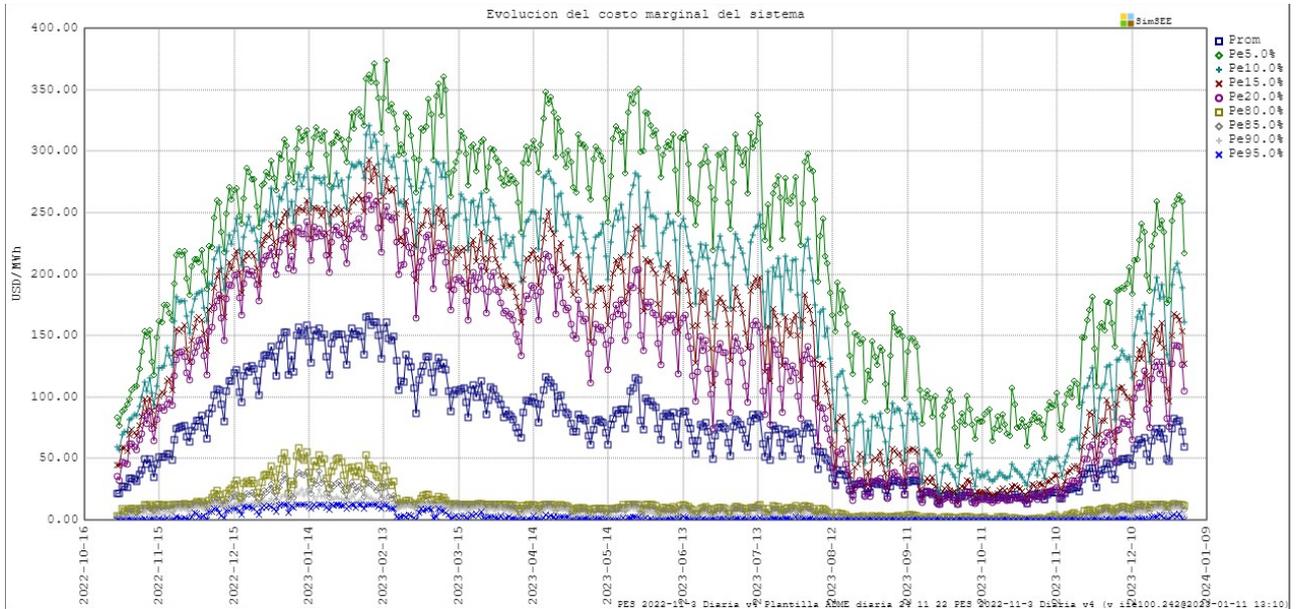


Figura 4: Evolución del Costo Marginal del Sistema.

En el Período Estacional el Costo Marginal esperado es de 105.9 USD/MWh y se mantiene por encima de los 0.1 USD/MWh y por debajo de 374.0 USD/MWh 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 29/10/2022 y el 31/12/2023.

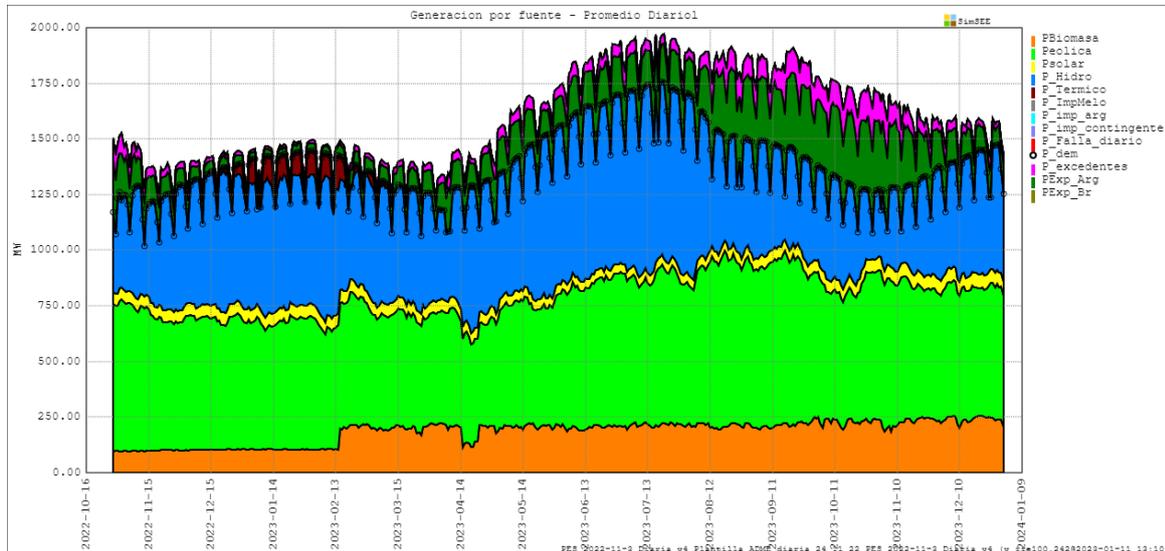


Figura 5: Generación por fuente.

El despacho esperado de generación térmica es mayor en el verano 2023, extendiéndose hasta el mes de marzo.

Se observa el comienzo de la incorporación de UPM2 al SIN a mediados de febrero del 2023 y también un mantenimiento programado de la central Montes del Plata en el mes de abril de 2023. UPM se encuentra indisponible por evento no programado desde el 27/8/22 al 22/09/23 según información suministrada por el generador.



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 29/10/2022 y el 31/12/2023.

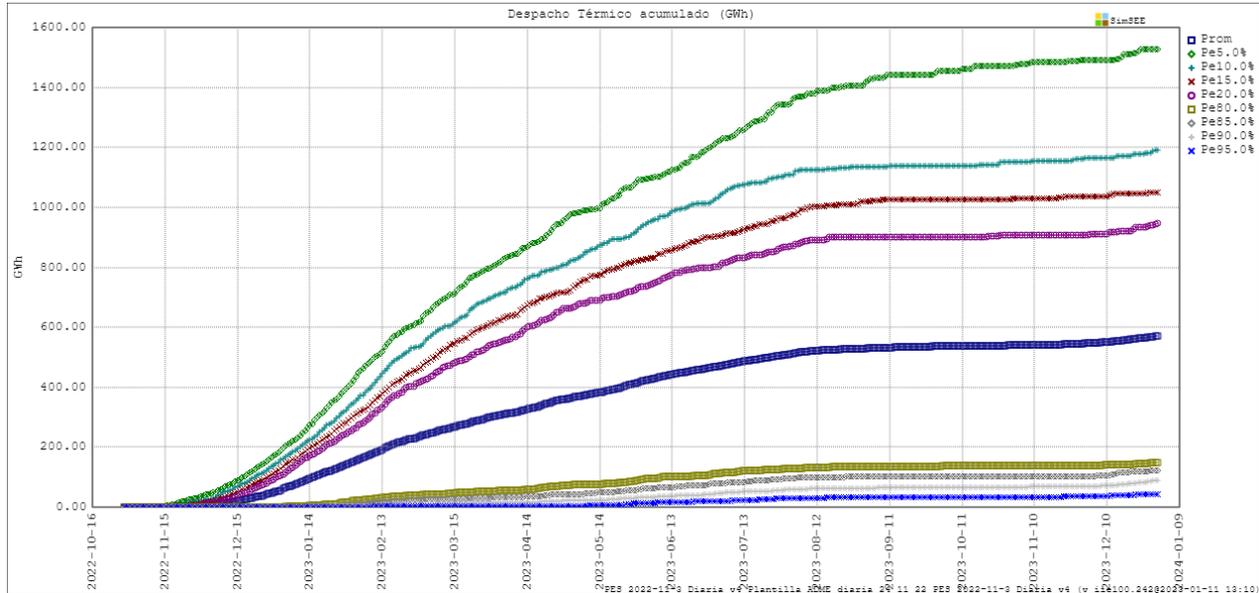


Figura 6: Despacho térmico acumulado.

En el Período Estacional el despacho térmico esperado es de 358.1 GWh, con un rango de variación comprendido entre 21.4 GWh y 804.9 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 29/10/2022 y el 31/12/2023.

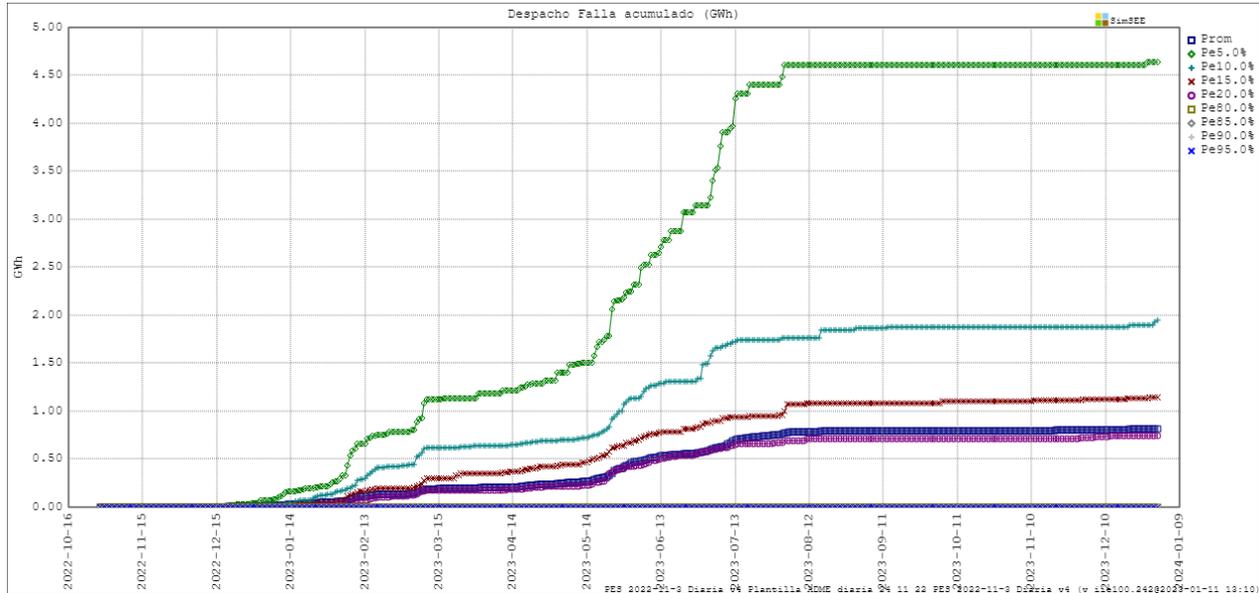


Figura 7: Despacho falla acumulado.

En el Período Estacional el despacho de falla esperado es de 0.2 GWh. El despacho de Falla acumulado con probabilidad de excedencia del 5 % es 1.3 GWh.



3.10 Consumos previstos de combustibles

En las Figuras 8 y 9 se muestran los consumos previstos de Gasoil y Fueloil Motores acumulados en el período comprendido entre el 29/10/2022 y el 31/12/2023.

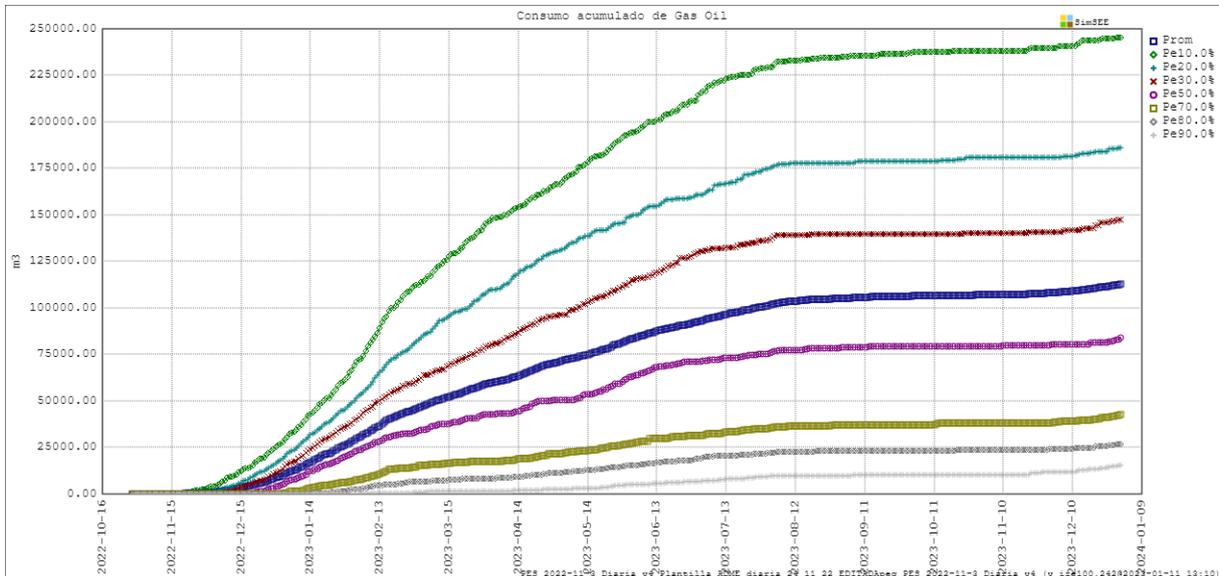


Figura 8: Consumo acumulado de GO.

En el Período Estacional el consumo esperado de Gasoil es de 69996.3 m³, con un rango de variación comprendido entre 2466.5 m³ y 165129.0 m³ con una confianza de 80 %.

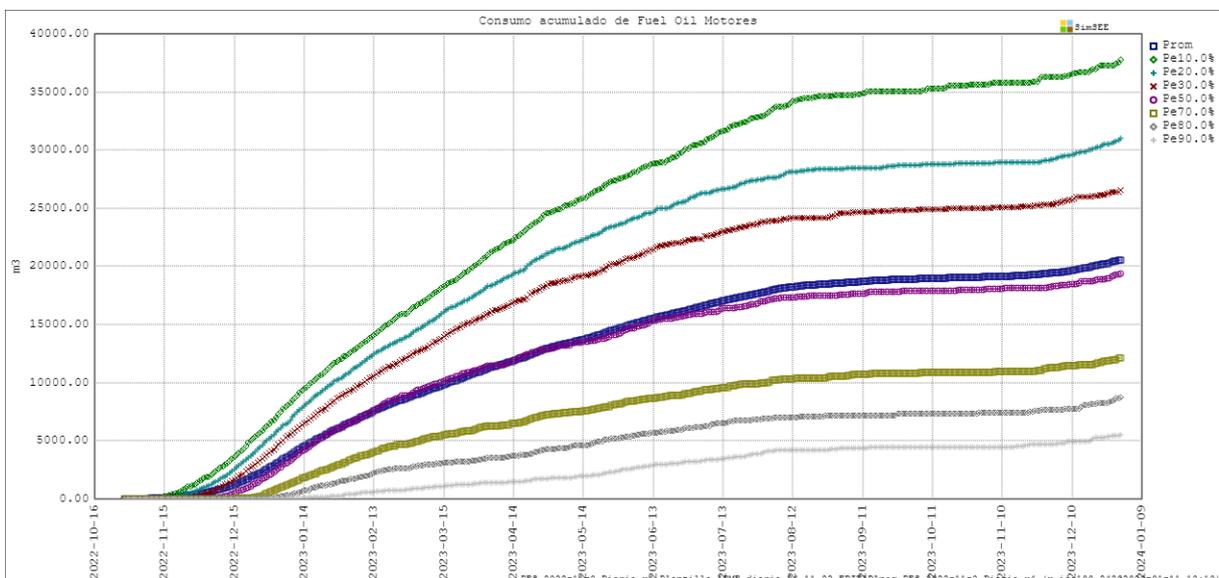


Figura 9: Consumo acumulado de FOMO.

Dentro del mismo período el consumo esperado de Fueloil Motores es de 12936.4 m³, con un rango de variación comprendido entre 1762.5 m³ y 24547.9 m³ 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.

$$Val_{Cmg} = \left(\frac{\sum_{i=1}^{NDias} \sum_{j=1}^{NPostes} P_D[j]^{i,k} \cdot Durpos[j] \cdot cmg[j]^{i,k}}{\sum_{i=1}^{NDias} \sum_{j=1}^{NPostes} P_D[j]^{i,k} \cdot Durpos[j]} \right)_k$$

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 81,4 USD/MWh en el período comprendido entre el 29/10/2022 y el 28/10/2023.



4 Hipótesis y metodología

Se presenta en esta sección las hipótesis y metodología utilizada para realizar la PES en el período Noviembre 2022 - Abril 2023. Si bien las hipótesis se cerraron con fecha 05/10/2022, los mantenimientos de las unidades generadoras que se actualizaron a la fecha 28/11/2022 y los ajustes en el modelo (versión y CEGH WTI/Petróleo) se terminaron a la fecha 09/12/2022. Luego se recalibraron las penalizaciones por erogado mínimo en Bonete, obteniéndose los resultados finales el día 28/12/2022.

4.1 Principales hipótesis

- Se toman las siguientes tasas de crecimiento para la demanda base: 2.9%, 2.5%, 2.5%, 2.0%, 2.2% y 2.2% para los años 2022, 2023, 2024, 2025, 2026 y 2027 respectivamente.
- Entrada en servicio de UPM2 el 15/02/2023.
- Se actualizan los precios de los combustibles según los vigentes desde el 04/10/2022.
- Se actualizan los mantenimientos de acuerdo a la última información disponible a la fecha 28/11/2022.
- Se mantiene el criterio de indexación de los costos variables de las unidades térmicas usado en las PES anteriores.
- Los erogados mínimos requeridos en las centrales hidroeléctricas de Salto Grande y Palmar, de 450¹ y 120² m³/s respectivamente. Se exige que el erogado mínimo en ambos casos se cumpla por paso de tiempo.
- Se actualizan las tendencias de la fuente de indexación del precio del petróleo de corto plazo con datos de la EIA de setiembre de 2022.
- No se modela disponibilidad de GN en todo el periodo de optimización.
- No se representan limitaciones en el abastecimiento de combustibles líquidos durante el período de tiempo a considerar.

¹ Se representa solo la mitad uruguaya de la Central, por eso el caudal a erogar es 450 y no 900 m³/s. Cuando la Central no regula frecuencia el erogado mínimo es de 600 m³/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.



4.2 Demanda y Falla

4.2.1 Previsión de demanda

Para los primeros años de optimización (2022-2027) se utilizará la previsión de demanda de UTE-Distribuidor (actualizada en octubre 2022) con hipótesis de incorporación del proyecto de Movilidad Eléctrica. Para los años posteriores (2028 - 2052) se considera la tasa de crecimiento de largo plazo del 1.8% proporcionada por la DNE.

Adicionalmente se incorpora una demanda plana con el fin de representar nuevos proyectos que puedan ir apareciendo y que no se espera tengan la curva diaria de la demanda "tradicional". Dicha demanda se modela según el siguiente detalle:

- comienza con 22.5 MW desde el 15-03-2023.
- asciende a 50 MW desde el 01-04-2023.
- asciende a 100 MW en 2024.
- asciende a 150 MW en 2025 .

En la Tabla 2 se muestra la energía real y proyectada del año 2020 al año 2052.



AÑO	Demanda base [GWh]	Tasa Demanda Base	Demanda nuevos proyectos [GWh]	Demanda total [GWh]	Tasas Demanda Total
2020	10.969	-	0	10.969	-
2021	11.202	2.1%	0	11.202	2.1%
2022	11.523	2.9%	0	11.523	2.9%
2023	11.816	2.5%	339	12.154	5.5%
2024	12.108	2.5%	878	12.987	6.8%
2025	12.353	2.0%	1.314	13.667	5.2%
2026	12.629	2.2%	1.314	13.943	2.0%
2027	12.908	2.2%	1.314	14.222	2.0%
2028	13.140	1.8%	1.318	14.457	1.7%
2029	13.376	1.8%	1.314	14.690	1.6%
2030	13.617	1.8%	1.314	14.931	1.6%
2031	13.862	1.8%	1.314	15.176	1.6%
2032	14.112	1.8%	1.318	15.429	1.7%
2033	14.366	1.8%	1.314	15.680	1.6%
2034	14.624	1.8%	1.314	15.938	1.6%
2035	14.888	1.8%	1.314	16.202	1.7%
2036	15.156	1.8%	1.318	16.473	1.7%
2037	15.428	1.8%	1.314	16.742	1.6%
2038	15.706	1.8%	1.314	17.020	1.7%
2039	15.989	1.8%	1.314	17.303	1.7%
2040	16.277	1.8%	1.318	17.594	1.7%
2041	16.570	1.8%	1.314	17.884	1.6%
2042	16.868	1.8%	1.314	18.182	1.7%
2043	17.171	1.8%	1.314	18.485	1.7%
2044	17.481	1.8%	1.318	18.798	1.7%
2045	17.795	1.8%	1.314	19.109	1.7%
2046	18.116	1.8%	1.314	19.430	1.7%
2047	18.442	1.8%	1.314	19.756	1.7%
2048	18.774	1.8%	1.318	20.091	1.7%
2049	19.111	1.8%	1.314	20.425	1.7%
2050	19.456	1.8%	1.314	20.770	1.7%
2051	19.806	1.8%	1.314	21.120	1.7%
2052	20.162	1.8%	1.318	21.480	1.7%

Tabla 2: Energía real y proyectada de los años 2020 a 2052.

4.2.2 Representación de la falla

En la Tabla 3 se muestra la representación de la falla.

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	16086	386.8
Entre 2 y 7	24954	600
Entre 7 y 14.5	99816	2400
Entre 14.5 y 100	166360	4000

Tabla 3: Representación de la Falla.

Se considera un tipo de cambio de 41.590 \$/USD según BCU dólar billete al 30/09/2022.



4.3 Situación hidrológica y Clima

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

4.3.1 Energía Hidráulica Afluente Trimestral (EHAT)

En la Figura 10 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 afluente a las represas hidroeléctricas Bonete, Palmar, Baygorria y Salto Grande.³

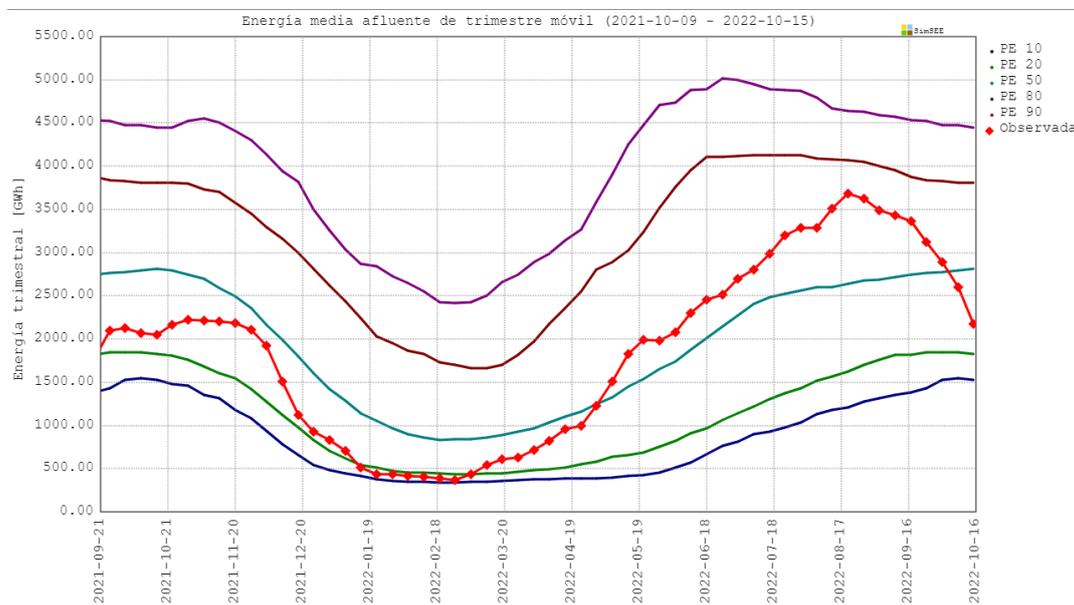


Figura 10: Energía Hidráulica Afluente promedio móvil trimestral del último año móvil.

Se observa que a mediados de octubre el sistema se encuentra con una hidraulicidad por debajo de la PE50% histórica para la época, del orden de los 2100 GWh en el último trimestre móvil.

4.3.2 Previsión climática octubre – diciembre 2022 (Fuente CPTEC)

En la Figura 11 se muestra la previsión probabilística de precipitaciones (CPTEC/INPE, setiembre 2022⁴) en tres categorías para el trimestre octubre-noviembre-diciembre de 2022.

³ <https://adme.com.uy/>

⁴ http://clima1.cptec.inpe.br/~rclima1/pdf_notatecnica/Nota_Tecnica.pdf

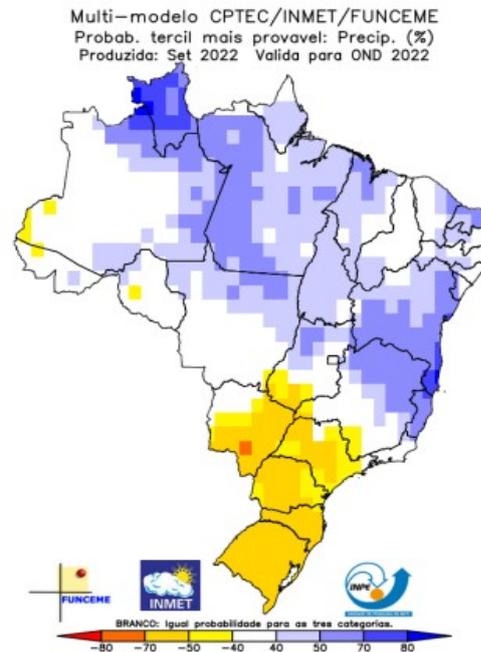


Figura 11: Previsión climática para OND/2022 (CPTEC/INPE, setiembre de 2022).

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

1. El tercil de precipitaciones más probable:
 - Tonos de azul es el tercil superior
 - Blanco es el tercil del medio
 - Tonos de rojo es el tercil inferior
2. El valor previsto de precipitaciones para dicho tercil (expresado en % con respecto a la media histórica de precipitaciones).

En el trimestre en cuestión la previsión para la región Sur muestra que el tercil de precipitaciones inferiores a lo normal es el más probable.

4.3.3 **Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, octubre de 2022⁵)**

En la Figura 12 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.

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

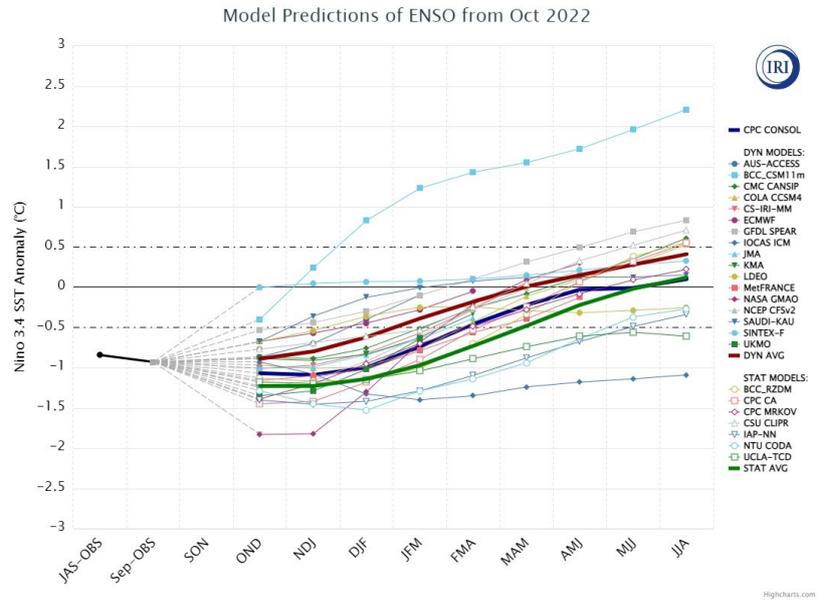


Figura 12: Modelos de previsión del Niño/Niña.

A partir de la figura se observa que, para el período de estudio el ensemble de pronósticos muestra una dispersión en el rango 0 a -2. Si se consideran las curvas roja y verde de trazo continuo como los valores esperados, se observa que las estimaciones parten en noviembre de valores entre -1 y -1.5 y terminan en abril en valores cercanos a cero. Se puede concluir que la previsión del IN34 tiene un sesgo hacia condiciones de sequía en el próximo trimestre.



En la Figura 13 se muestra la probabilidad de ocurrencia de los fenómenos climáticos “La Niña”, “El Niño” o “Neutral” para cada trimestre móvil hasta Julio del 2023.

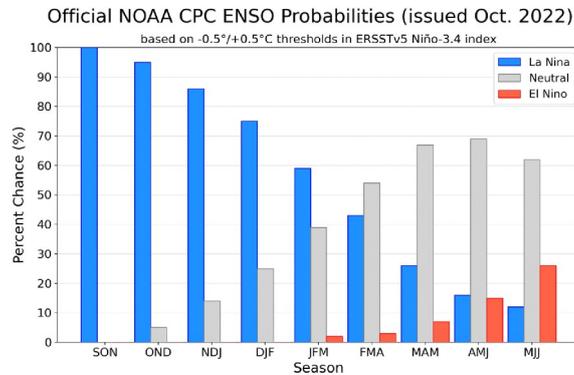


Figure 7. Official ENSO probabilities for the Niño 3.4 sea surface temperature index (5°N-5°S, 120°W-170°W). Figure updated 13 October 2022.

Figura 13: Previsión Niño/Niña.

A partir de la figura se observa que, para el período de estudio el pronóstico muestra más probabilidad de ocurrencia de la Niña.

En resumen, ambas Figuras 12 y 13 indican prevalencia de La Niña para los próximos meses, las que se mantienen hasta el verano inclusive.

4.3.4 Perspectivas climáticas Salto Grande

Según el informe “Perspectivas_Climáticas_2022_10” realizado por Salto Grande⁶ se espera que continúen las condiciones de Niña con una probabilidad alta (70 a 90 %) para el resto del año 2022. El trabajo muestra como escenario mas probable que las precipitaciones trimestrales se encuentren por debajo de lo normal en las tres subcuencas de Salto Grande (Alta, Media, Inmediata) para el periodo octubre – diciembre del año 2022. Asimismo, se esperan temperaturas por encima de lo normal para el próximo trimestre en la subcuenca Inmediata.

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

Se utilizan los precios de combustibles vigentes al 04/10/2022 para el cálculo de los costos variables de las centrales térmicas, evolucionando con tendencia del WTI proyectada por EIA en el mes de setiembre de 2022 hasta fines de 2023.

En la Figura 14 se muestran los precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril desde setiembre de 2022 hasta fines de 2023.

⁶<https://sgdrive.saltogrande.org/s/4cPtX7Aoymn9D8K>



West Texas Intermediate (WTI) crude oil price and NYMEX confidence intervals
dollars per barrel

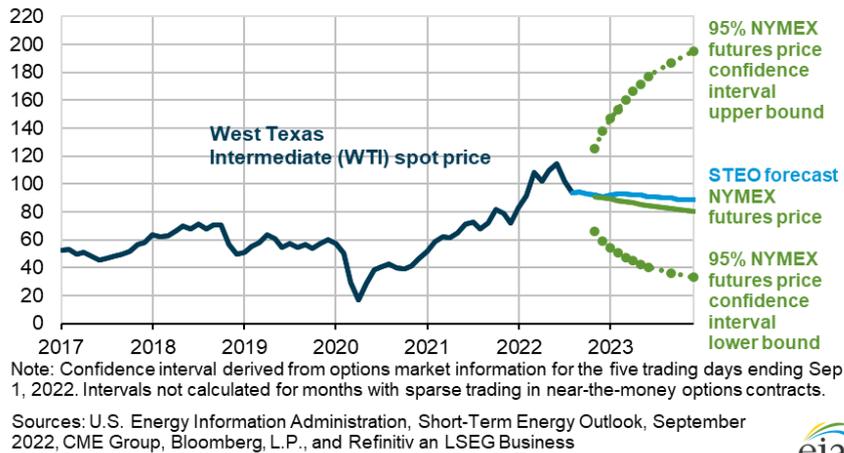


Figura 14: Precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril

A partir de la figura se puede observar que el valor esperado del pronóstico tiene una tendencia a la baja, llegando a los 90 USD/barril hacia fines del 2022. La previsión tiene una dispersión grande, con un máximo del orden de 160 USD/barril y un mínimo de aproximadamente 40 USD/barril con 95% de confianza, en el período estacional.

Los precios de los combustibles provienen de la siguientes fuentes.

GO y FOM: provisto por ANCAP, teniendo en consideración los parámetros establecidos para la venta a UTE para generación térmica, vigente desde el 04-10-2022.

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

En la Tabla 3 se muestran los precios de los combustibles.

REF WTI (US\$/Barril):		83.5	
Combustibles	U\$/m ³	Densidad kg/l	U\$/T
Gasoil	993.8	0.833	1192.6
Fueloil Motores	729.5	0.985	740.6

Tabla 3: Precio de combustibles derivados.



4.5 Centrales térmicas en base a combustibles fósiles

En la Tabla 4 se muestran los valores de disponibilidad fortuita para las centrales térmicas. Con la excepción de Ciclo Combinado, los valores del resto de las centrales disminuyen a partir del 2026 por no disponer de planes de mantenimiento programado ajustados desde ese año.

	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 4: Disponibilidad de las unidades térmicas.

En la Tabla 5 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 propios⁷.

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.Batlle Motores	208.1	208.1	740.6	154.1	12.5	166.6	166.6
PTA 1-6	230.2	356.8	1192.6	274.5	11.5	286.0	437.0
CTR	288.7	591.9	1192.6	344.3	7.3	351.6	713.1
PTA 7 y 8	258.0	348.3	1192.6	307.7	9.1	316.8	424.5
PTB - CA - GO	259.5	337.4	1192.6	309.4	5.1	314.5	407.4
PTB - CC - GO	173.2	219.4	1192.6	206.5	6.3	212.8	268.0

Tabla 5: Costos Variables de las unidades térmicas.

En la sección 5.6.1 se detallan los parámetros que se utilizan en el modelo del Ciclo Combinado.

4.6 Centrales en base al recurso eólico.

En la Tabla 6 se muestran las centrales de generación eólica con su potencia autorizada a inyectar a la red de UTE.

⁷Para el cálculo del consumo específico del Ciclo Combinado 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).



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
<i>Nota 1: República Administradora de Fondos de Inversión S.A. en calidad de fiduciario del Fideicomiso Financiero Arias</i>		
<i>Nota 2: República Administradora de Fondos de Inversión S.A. en calidad de fiduciario del Fideicomiso Financiero Pampa</i>		

Tabla 6: Centrales de generación eólica.

4.7 Centrales en base al recurso solar fotovoltaico.

En la Tabla 7 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 a inyectar a la red (MW)
ABRIL	GILPYN S.A.	1
ALTO CIELO	ALTO CIELO S.A.	20
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A.	10
ASAHI	MIEM-UTE	0.5
CASALCO	CASALCO 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
PETILCORAN	PETILCORAN S. A.	9.5
RADITON	RADITON S.A.	8
TS	CERNERAL S.A.	1
VINGANO	VINGANO S.A.	1
YARNEL	YARNEL S.A.	9.5
TOTAL		228.8

Tabla 7: Centrales de generación solar fotovoltaica.

En la Tabla 8 se muestran las incorporaciones futuras de centrales de generación solar fotovoltaica.

Central Generadora	Agente Generador	Fecha incorporación	Potencia [MW]
Albisu	Nesyta S.A.	15/12/2022	10
Punta del Tigre	UTE	01/11/2023	27

Tabla 8: Incorporaciones de centrales de generación solar fotovoltaica.

4.8 Centrales térmicas en base a Biomasa

En la Tabla 9 se puede observar los parámetros considerados para las centrales de generación de fuente biomasa.



Generador	Potencia Efectiva [MW]	f.d. fortuita	TMR [horas]
Uruply	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 9: Modelado generadores fuente biomasa

Los valores de la Tabla 9 corresponden a una aproximación en base su generación a los efectos de simular la energía disponible de cada recurso en el período estacional y no son válidos como determinantes de la disponibilidad real de las respectivas centrales de generación. 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. Para los generadores que figuran con factor de disponibilidad f.d.=1 la potencia disponible se determina a partir de los valores históricos de generación entregada a la red (excluyendo los períodos de mantenimiento declarados). Para los generadores Dank, Liderdat, Galofer, Bioener y Fenirol la potencia disponible queda determinada por los valores calculados en estudios anteriores.

En la Tabla 10 se presenta el cronograma de incorporación de potencias y disponibilidades para UPM2, junto con los mantenimientos previstos.

		días	días mant.	días neto	MW	fd	
15/2/2023	30/6/2023	90		92	180	0.6	
1/7/2023	30/9/2023	91		90	190	0.6	
1/10/2023	31/3/2024	182		183	190	0.7	
1/4/2024	31/3/2025	364	10	356	220	0.6	10 días mantenimiento octubre 2024
1/4/2025	31/3/2026	364		365	220	0.75	
1/4/2026	31/3/2027	364	10	355	220	0.8	10 días mantenimiento abril 2026
Futuro					220	0.8	10 días mantenimiento cada 18 meses

Tabla 10: Cronograma de entrada de UPM2.



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).

Con Brasil

A través 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 sobre costo equivalente al valor de falla 1 -1 USD/MWh.

Exportación:

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 BR) en cada poste. Estas fuentes CVI serán topeadas en $(cvCBMOT + 10\%) + 30 \text{ USD/MWh}$, 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 550 MW con un coeficiente de disponibilidad de 90%. A partir de setiembre la potencia máxima de intercambio pasa a ser 300 MW.⁸ No se considera exportación durante los fines de semana.

⁸ 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 11.02 USD/MWh (56.77 R\$/MWh) y los valores iniciales para los bornes cmo1 y cmo3 de la fuente CEGH correspondiente se fijan en 0.5570 y 0.5810 respectivamente.

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 Intercambio (CVI) como: $CVI = \max(0; (CMO_{Br} - 5.1 \text{ USD/MWh}) / 1.28)$.



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.



En las Tablas 11 y 12 se muestran los mantenimientos adicionales a los presentados en las figuras anteriores.

Generador	Central generadora	Observaciones
Uruply S.A.	Lumin	Año 2022: Parada por mantenimiento del 5 al 14 de noviembre. Año 2023: Parada por mantenimiento de 5 días en mayo y de 10 días en el mes de noviembre.
Palmatir S.A.	P.E. Cuchilla de Peralta	Año 2022: Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion). Año 2023 :Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion). Año 2024: Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion). Año 2025: Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion). Año 2026: Mayo 10 horas de parada de planta completa. (certificacion puesto de medida). Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion).
Cadonal S.A.	P.E. Talas de Maciel II	Año 2022: Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion). Año 2023 :Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion). Año 2024: Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion). Año 2025: Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion). Año 2026: Julio 10 horas de parada de planta completa. (certificacion puesto de medida). Diciembre 16 horas de parada de planta completa (mantenimiento anual de sub estacion).
R del Este S.A.	P.E. Maldonado II	Mantenimiento subestacion planificado para un día de la segunda semana de noviembre 2022. Adjunta plan de mantenimiento.
R del Sur S.A.	P.E. Maldonado I	Mantenimiento subestacion planificado para un día de la segunda semana de noviembre 2022. Adjunta plan de mantenimiento.
Ladaner S.A.	P.E. Cerro Grande	Marca en el formulario PAM las siguientes semana por año: 8/2023, 7/2024, 7/2025, 7/2026 Comentario del comunicado SII: "Esta 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 podrian ser modificadas en caso de que las condiciones climáticas no lo permiten."
Corfrisa		La planta industrial de CORFRISA cuenta con un aerogenerador de potencia habilitada 1,8MW que recibe mantenimiento preventivo cada 6 meses. El proximo manteneimto se hará en la primer quincena de febrero 2023 en dos jornadas de 8 horas cada una aproximadamente.
Luz de Mar S.A.		Sin mantenimientos programados
Luz de Rio S.A.		Sin mantenimientos programados
Luz de Loma S.A.		Sin mantenimientos programados
Jacinta Solar Farm SRL		Mantenimientos programados mayores se llevan adelante en horas no productivas, con excepción de calibraciones SMEC. Previstas para agosto 23, 25, 27 etc. Dos días de indisponibilidad cada una.
Giacote S.A.	P.F. Menafrá Solar	Los mantenimientos preventivos correspondientes a este año 2022 ya estan realizados. Se prevee realizar los mismos mantenimientos preventivos para Julio 2023. De existir una modificacion se comunicara ni bien sea posible.

Tabla 11: Mantenimientos adicionales



Giacote S.A.	P.F. Arapey Solar	Los mantenimientos preventivos correspondientes a este año 2022 ya están realizados. Se prevé realizar los mismos mantenimientos preventivos para Julio 2023. De existir una modificación se comunicará ni bien sea posible.
Raditon S.A.		Se prevé acciones de mantenimiento preventivo para segunda quincena de septiembre 2022. Estamos a la espera de confirmación por UTE, tan pronto las mismas sean aceptadas, notificaremos por este medio.
Fenima S.A.	P.F. Fenima	Se prevé mantenimientos preventivos para el 31 de Agosto 2022. Por otra parte, se estima las mismas fechas para acciones preventivas en Agosto 2023, sin fecha confirmada.
Petilcoran S.A.	P.F. Petilcoran	Se prevé mantenimientos preventivos para el 1 de septiembre 2022. Por otra parte, se estima las mismas fechas para acciones preventivas en septiembre 2023, sin fecha confirmada.
Dicano S.A.	P.F. Dicano	Se prevé mantenimientos preventivos para el 30 de agosto 2022. Por otra parte, se estima las mismas fechas para acciones preventivas en agosto 2023, sin fecha confirmada.
Estrellada S.A.	P.E. Melowind	Marca semana 12 del 2023 en el formulario PAM. Comentario del comunicado SII: "Mantenimiento anual de SSEE. Horas estipuladas de trabajo 12 hs. Consigna de generación 0Mw."
Alto Cielo S.A.		Marca en el formulario PAM las semanas a las que refiere en el comunicado: "A continuación fechas previstas para los próximos mantenimientos: SEMANA 39_2022: Ensayos periódicos 5 años previstos en convenio de uso + mantenimiento. SEMANA 12_2023: Mantenimiento anual BoP. SEMANA 12_2024: Mantenimiento anual BoP. SEMANA 49_2024: Recalibración SMEC (COMPLETO). SEMANA 12_2025: Mantenimiento anual BoP. SEMANA 12_2026: Mantenimiento anual BoP. A partir de enero 2027 se prevé realizar mantenimiento anual en semana 12. Este año se repetirán los ensayos periódicos previstos en el convenio de uso." En 2028 tendremos una nueva recalibración SMEC (completo).
Fingano S.A.	P.E. Carape I	Marca en el formulario PAM la semana 40 del año 2022 y las semanas 8 y 40 de los años 2023, 2024, 2025 y 2026. Comentario del comunicado SII: "Declaramos el PAM para Carape I. Las intervenciones se realizarán en la semana 40 año 2022 y la semana 8 año 2023. Las actividades serán preventivos- correctivos en Subestación."
Vengano S.A.	P.E. Carape II	Marca en el formulario PAM la semana 40 del año 2022 y las semanas 8 y 40 de los años 2023, 2024, 2025 y 2026. Comentario del comunicado SII: "Declaramos el PAM para Carape II. Las actividades de mantenimiento serán correctivas y preventivas en la SET. Las mismas se efectuarán en la semana 40 año 2022 y en la semana 8 año 2023."
UPM S.A.		Marca en el formulario PAM las semanas 35 a 47 del 2022. Según el PAM cerrado al 28/11/22 UPM extendió su indisponibilidad hasta el 23/09/2023.
Celulosa y Energía Punta Pereira S.A.		Marca en el formulario PAM: Año 2022: Semanas 11 a 13 Año 2023: Semanas 16 y 17 Año 2024: Semanas 17 y 18 Año 2025: Semanas 41 y 42

Tabla 12: Continuación mantenimientos adicionales.

4.12 Red de Trasmisión.

Está planificado un trabajo sobre la convertidora de Melo (CME) para el mes de noviembre de 2022 que indispondrá la convertidora (indispone el intercambio en ambos sentidos) en forma continua entre el 14-11-2022 al 27-11-2022 inclusive. Para minimizar la indisponibilidad se realizarán los siguientes trabajos de forma simultánea en los conmutadores de los transformadores convertidores (mtto. bianual), en la sala de válvulas (mtto. anual), en las seccionadoras de la sala de válvulas (mtto. bianual) y en el control de enfriamiento de las mismas. Se estima que en 2023 se realicen otros trabajos que indispongan el intercambio durante el mes de noviembre, sin fecha planificada.

En la convertidora de Rivera se planifica un trabajo en los dos transformadores de potencia de 3 semanas de duración por transformador durante el año 2023. En principio los trabajos no serían consecutivos. No se dispone de fechas estimadas pues requiere la creación de una licitación para insumos y coordinar disponibilidad de Talleres Generales de UTE.

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 sus unidades durante la indisponibilidad del CER. El trabajo sobre el CER se ha programado entre el 12 de febrero y el 12 de mayo de 2023.



Existe una intención de indisponer la línea Palmar 500 kV – Montevideo A 500 kV (PA5-MA5) durante 6 días consecutivos entre el 20-03-2023 y el 10-05-2023 en el marco del proyecto de incorporación de la subestación Cardal a la red de 500 kV. Estos trabajos no indispondrían generación, pero sí puede existir la necesidad de generación forzada de unidades térmicas para control de tensión. No se modela pues aún no se tiene suficiente información, además de que se haría con previa coordinación de DNC.

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

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 iie100_242 de SimSEE.

5.2 Salas SimSEE

Para realizar la PES se utilizaron dos salas SimSEE. Una sala de paso diario enganchada con una sala de paso semanal, cuya optimización se extiende hasta el 2035.

5.3 Horizontes de tiempo

Fecha de optimización sala paso diario: 15/10/2022 - 01/04/2024

Fecha de optimización sala paso semanal: 15/10/2022 - 31/12/2035

Fecha de la simulación sala paso diario: 15/10/2022 - 01/01/2024

Fecha guarda de simulación sala paso diario: 29/10/2022

5.4 Estado inicial del Sistema

Cota inicial del lago de Bonete: 78.7 m.

Cota inicial del lago de Palmar: 38.3 m

Cota vista inicial del lago de SG UY: 32.2 m

Aportes: Bonete = 45 m³/s, Palmar = 93 m³/s, SG UY= 9932 m³/s.

Valores trimestrales del iN3.4 (a partir del trimestre OND): -0.838 -0.74 -0.542 -0.318 -0.112 0.054 0.149 0.283.



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.

Las salas de paso de tiempo diario se modelan con 4 postes de duración 1, 4, 13 y 6 horas. Las salas de paso semanal se modelan 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 del Ciclo Combinado

Para el modelado del ciclo combinado se utiliza el actor “Generador Térmico Combinado”. En la Tabla 13 se muestran los parámetros del generador funcionando con Gasoil.

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)	402.3	cv min tec (USD/MWh)	22.60
cv incr (USD/MWh)	261.4	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 13: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gasoil.

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 36.5 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 14.

	Cota Mínima (m)	Penalidad (MUSD/(m-día))
Bonete	72.3	1.527
Palmar	36.5	0.532
SG	32	0.710

Tabla 14: Controles de cota para las centrales hidroeléctricas.



Se imponen erogados mínimos requeridos sin penalización 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.

En la central hidroeléctrica de Bonete se impone un erogado mínimo de 80 m³/s con una penalización por incumplimiento de 0.5 MUSD/Hm³ para 2023 y 3 MUSD/Hm³ para 2024. Dicho erogado mínimo se impone desde la incorporación de UPM2 al Sistema (15/02/2023).

Se agrega control de cota superior en Bonete a 80 m con penalidad 0.5 MUSD/(m-día) sin indexado.

Se ajusta el control de crecida de Bonete según las tablas ISMES con los parámetros que se muestran en la Tabla 15.

Cota [m]	Erogado mínimo [m ³ /s]
80.7	0
82.0	1990
83.0	4510

Tabla 15: Parámetros en SimSEE para considerar curvas ISME en Bonete.

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 y 2021. Los valores anuales resultantes de la simulación son:

- Factor de planta Solar Fotovoltaica: 21.7%
- Factor de planta Eólica: 41%

5.9 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 ENOS y una serie de costos marginales de Brasil a los efectos de modelar el intercambio con ese país. Se usan dos variables de estado hidrológico, una para el río Negro y otra para el río Uruguay.

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 20 crónicas sintéticas.



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



6 Anexo I Generación por fuente, Costos operativos y consumo de combustibles acumulados año 2023

En las Tablas 16 y 17 se presentan las energías inyectadas por los generadores, falla y exportaciones e importaciones previstas para el año 2023 (01/01/2023 – 31/12/2023). Adicionalmente, en la Tabla 18 se presentan los costos operativos, asociados a costos variables para el despacho, y los consumos de combustibles para los generadores térmicos en base a Fuel Oil y Gas Oil.



Central	Energía [GWh]
Constitución (Palmar)	1394.06
Rincón de Baygorria	395.11
Rincón del Bonete	622.84
Salto Grande Uruguay	3746.16
CORFRISA	3.49
Engraw Export & Import CO	7.42
Nuevo Manantial Central 1/Loma alta central 1	6.00
Nuevo Manantial Central 2 (MCT)	3.52
Parque Cerro Grande	172.05
Parque Eólico Valentines	278.81
P.E. 18 de Julio	32.42
P.E. Artilleros	185.09
P.E. Carapé I	207.19
P.E. Carapé II	170.71
P.E. Colonia Arias	261.65
P.E. Cuchilla del Peralta I	159.08
P.E. Florida I	191.81
P.E. Florida II	180.87
P.E. Julieta	13.00
P.E. Kentilux/Magdalena	58.64
P.E. Kiyú	174.22
P.E. Libertad	22.92
P.E. Luz de Loma	77.05
P.E. Luz de Mar	62.36
P.E. Luz de Río	187.06
P.E. Maldonado	175.34
P.E. Maldonado II	226.27
P.E. María Luz	34.78
P.E. Marystay	4.13
P.E. Melowind	205.14
P.E. Minas I	155.58
P.E. Nuevo Pastoral I	195.17
P.E. Pampa	501.89
Peralta GCEE 1	157.76
Peralta II GCEE	168.57
P.E. Rosario	27.90
P.E. Solis de Mataojo	28.72
P.E. Talas del Maciel I	157.63

Tabla 16: Energía inyectada anual prevista 2023 (parte 1).



Central	Energía [GWh]
P.E. Talas de Maciel II	157.60
P.E. Villa Rodriguez	36.48
Ventus I	31.80
Juan Pablo Terra	257.45
P.E. Caracoles I	29.76
P.E. Caracoles II	28.38
P.E. Palomas	268.49
Alto Cielo	39.15
Arapey Solar	17.49
TS/Cernal	1.611
Abril/Gilpyn	1.611
Del Litoral	30.72
DICANO	18.07
El Naranjal	108.41
FENIMA	15.34
Menafra Solar	36.13
PETILCORAN	14.58
P.F. Casalko	2.42
P.F. La Jacinta	100.73
P.F. Natelu	16.51
P.F. Raditon	12.88
P.F. Yarnel	17.04
VINGANO	1.61
P.F. Asahi	0.81
ALUR S.A.	27.16
Bioener	26.38
Dank (Ex Ponlar)	26.13
Fenirol	29.84
Galofer	73.25
Lanas Trinidad	0.94
Las Rosas	1.75
Liderdat	2.09
Montes del Plata	637.86
UPM	18.06
Weyerhaeuser	12.62
UPM 2	899.99
Albisu	16.09
PTI_UTE	8.12
MIEM_UTE	0.81

Tabla 17: Energía inyectada anual prevista 2023 (parte 2).



Central	Energía [GWh]	Consumo Combustible [ton FO o m ³ GO]	Costos Operativos [MUSD]
Ciclo Combinado (GO)	301.1	66572.6	64.8
CTR (GO)	8.4	2917.1	2.6
Motores Central Batlle (FO)	85.4	17759.4	13.8
PTA 7 y 8 (GO)	7.4	2290.2	2.2
Punta del Tigre (GO)	115.2	31785.0	31.0
Excedentes Vertimiento	-530.6	-	-0.1
Exportaciones	-1540.3	-	-18.7
Importaciones	14.6	-	5.9
Falla	0.8	-	0.3

Tabla 18: Energía inyectada, consumos de combustibles y costos operativos previstos de generadores a GO y FOMO previstos para el año 2023.



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 Battle 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 sub-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 transmisión interconectadas dentro del territorio Nacional en un solo sistema.



ÍNDICE

1 RESUMEN EJECUTIVO.....	3
2 INTRODUCCIÓN.....	4
3 RESULTADOS.....	5
3.1 Valores del agua.....	5
3.2 Balance energético.....	5
3.3 Evolución de la cota de Bonete.....	6
3.4 Evolución de la cota de Palmar.....	6
3.5 Evolución de la cota de Salto Grande.....	7
3.6 Costo Marginal del Sistema.....	9
3.7 Despacho promedio.....	10
3.8 Despacho térmico.....	11
3.9 Despacho falla.....	12
3.10 Consumos previstos de combustibles.....	13
3.11 Valorización de la Demanda al Costo Marginal.....	14
4 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.....	15
4.1 Principales hipótesis.....	15
4.2 Demanda y Falla.....	16
4.2.1 Previsión de demanda.....	16
4.2.2 Representación de la falla.....	17
4.3 Situación hidrológica y Clima.....	18
4.3.1 Energía Hidráulica Afluyente Trimestral (EHAT).....	18
4.3.2 Previsión climática octubre – diciembre 2022 (Fuente CPTEC).....	18
4.3.3 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, octubre de 2022).....	19
4.3.4 Perspectivas climáticas Salto Grande.....	21
4.4 Precios de los combustibles y costos variables de las unidades térmicas.....	21
4.5 Centrales térmicas en base a combustibles fósiles.....	23
4.6 Centrales en base al recurso eólico.....	23



4.7 Centrales en base al recurso solar fotovoltaico.....	24
4.8 Centrales térmicas en base a Biomasa.....	25
4.9 Intercambios de Energía.....	27
4.10 Mantenimientos programados de generación.....	29
4.11 Programa indicativo de mantenimientos para los siguientes 36 meses.....	30
4.12 Red de Trasmisión.....	33
4.13 Generación forzada.....	34
No se modelan requerimientos de generación forzada por calidad de tensión.....	34
5 MODELO.....	34
5.1 Versión SimSEE.....	34
5.2 Salas SimSEE.....	34
5.3 Horizontes de tiempo.....	34
5.4 Estado inicial del Sistema.....	34
5.5 Demanda.....	35
5.6 Modelado de las Unidades de Falla.....	35
5.6.1 Modelado del Ciclo Combinado.....	35
5.7 Controles de Cota y erogados mínimos de los embalses.....	35
5.8 Factores de planta de Generadores Eólicos y Solares Fotovoltaicos.....	36
5.9 Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.....	36
5.10 Parámetros generales.....	36
6 ANEXO I GENERACIÓN POR FUENTE, COSTOS OPERATIVOS Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES ACUMULADOS AÑO 2023.....	38
7 GLOSARIO.....	42
ÍNDICE DE FIGURAS.....	46
ÍNDICE DE TABLAS.....	46



Índice de figuras

Figura 1: Evolución de la cota de Bonete.....	6
Figura 2: Evolución de la cota de Palmar.....	7
Figura 3: Evolución de la cota vista por Uruguay de Salto Grande.....	7
Figura 4: Evolución del Costo Marginal del Sistema.....	9
Figura 5: Generación por fuente.....	10
Figura 6: Despacho térmico acumulado.....	11
Figura 7: Despacho falla acumulado.....	12
Figura 8: Consumo acumulado de GO.....	13
Figura 9: Consumo acumulado de FOMO.....	13
Figura 10: Energía Hidráulica Afluente promedio móvil trimestral del último año móvil.....	18
Figura 11: Previsión climática para OND/2022 (CPTEC/INPE, setiembre de 2022).....	19
Figura 12: Modelos de previsión del Niño/Niña.....	20
<i>Figura 13: Previsión Niño/Niña.....</i>	<i>21</i>
Figura 14: Precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril.....	22
<i>Figura 15: Mantenimientos programados del 01/10/2022 al 29/09/2023.....</i>	<i>29</i>
Figura 16: Programa indicativo para el período 30/09/2023 al 04/10/2024.....	30
Figura 17: Programa indicativo para el período 05/10/2024 al 02/01/2026.....	31

Índice de tablas

Tabla 1: Balance energético en el período 29/10/22 al 28/04/23.....	5
Tabla 2: Energía real y proyectada de los años 2020 a 2052.....	17
Tabla 3: Precio de combustibles derivados.....	22
Tabla 4: Disponibilidad de las unidades térmicas.....	23
Tabla 5: Costos Variables de las unidades térmicas.....	23
Tabla 6: Centrales de generación eólica.....	24
Tabla 7: Centrales de generación solar fotovoltaica.....	25
Tabla 8: Incorporaciones de centrales de generación solar fotovoltaica.....	25
Tabla 9: Modelado generadores fuente biomasa.....	26
Tabla 10: Cronograma de entrada de UPM2.....	26



Tabla 11: Mantenimientos adicionales.....	32
Tabla 12: Continuación mantenimientos adicionales.....	33
Tabla 13: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gasoil.....	35
<i>Tabla 14: Controles de cota para las centrales hidroeléctricas.....</i>	<i>35</i>
Tabla 15: Parámetros en SimSEE para considerar curvas ISME en Bonete.....	36
Tabla 16: Energía inyectada anual prevista 2023 (parte 1).....	39
Tabla 17: Energía inyectada anual prevista 2023 (parte 2).....	40
Tabla 18: Energía inyectada, consumos de combustibles y costos operativos previstos de generadores a GO y FOMO previstos para el año 2023.....	41