



# Programación Estacional (PES) Mayo – Octubre 2022

**ADME**  
**07/06/2022**  
**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.

**Responsable:** Ruben Chaer

**Versiones:**

Fecha	Autores	Motivo
20/05/2022	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Valentina Groposo, Milena Gurin, Gabriela Gaggero y Santiago Machado.	Puesta en vista de los Agentes del MMEE.
07/06/2022	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes.	Incluye observaciones recibidas de los Agentes. - Se agrega la nota la pie en la página 23 sobre el cálculo del consumo específico a pleno del Ciclo Combinado. - Se modifica en 4.5 la redacción de las frases introductorias de la Tabla 6.



# 1 Resumen ejecutivo.

Se presenta a continuación un resumen de los resultados más relevantes para el Período Estacional, el cual se define desde el 30/04/2022 al 28/10/2022.

1. Se prevé que el índice El Niño 3.4 se mantenga en condiciones de La Niña hasta el invierno inclusive, condicionando para el trimestre mayo-junio-julio 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 11492 GWh lo que significa un crecimiento de 2,6 % respecto de la demanda de 2021. La demanda estimada en el Período Estacional, con confianza 90 % es de 6045.3 GWh  $\pm$  1.9 %.
3. El valor esperado del Costo Marginal en el período estacional es de 77.6 USD/MWh.
4. La operación del lago de Rincón de Bonete en el período estacional es tal que la cota se mantiene por encima de los 73 m con probabilidad 95 % y por debajo de 80 m con probabilidad 95 %.
5. El despacho de Falla acumulado con probabilidad 5 % de ser excedido es 0.2 GWh y el valor esperado es 0.08 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 6.

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.

Debido a los cambios en el sistema 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 esta 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 Estacional.

Fuente	Generación acumulada [GWh]	% de la Generación total
Hidráulica	3747.7	50.9
Térmica	149.5	2.0
Biomasa	494.6	6.7
Eólica	2789.9	37.9
Solar	167.9	2.3
Falla	0.1	0.0
Importación Argentina	0.2	0.0
Importación Brasil	8.4	0.1
<b>Generación Total</b>	<b>7358.2</b>	<b>100.0</b>
Excedentes Vertimiento	267.6	
Exportación Argentina	1045.1	
Exportación Brasil	0.2	
<b>Demanda</b>	<b>6045.3</b>	

Tabla 1: Balance energético en el semestre.

La demanda estimada es de 6045.3 GWh  $\pm$  1.9 % 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 para un período de 52 semanas desde el inicio del Período Estacional.

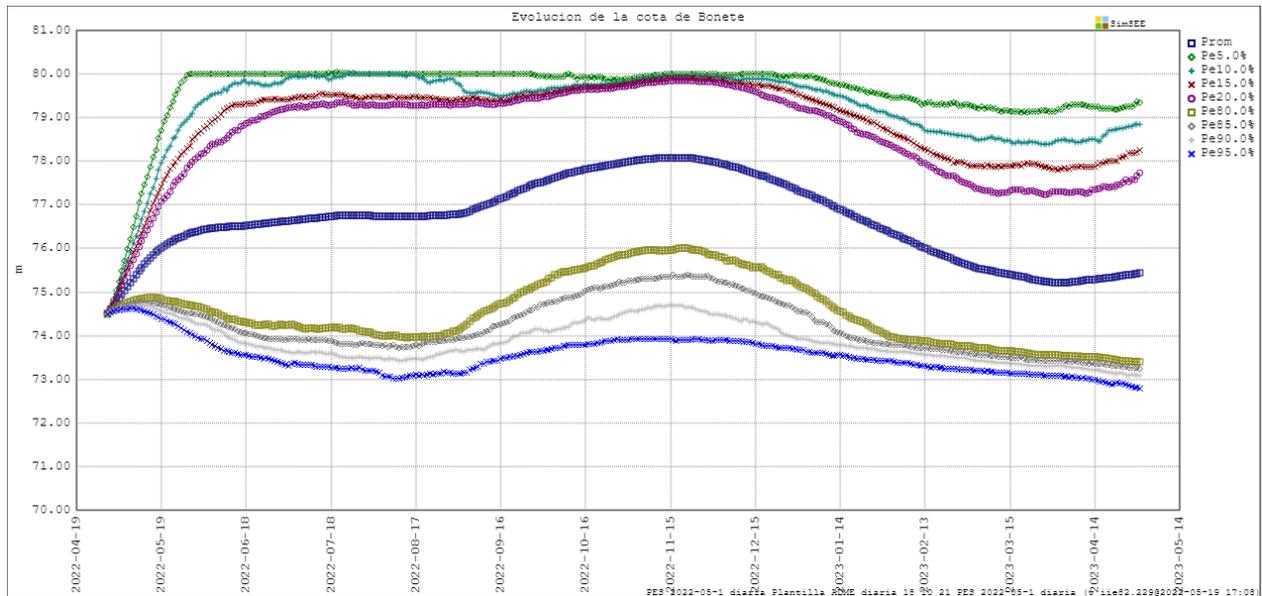


Figura 1: Evolución de la cota de Bonete.

En el Período Estacional la cota del lago de Rincón de Bonete se mantiene por encima de los 73 m con probabilidad 95% y por debajo de 80 m con probabilidad 95%. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 77.95 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 para un período de 52 semanas desde el inicio del Período Estacional.

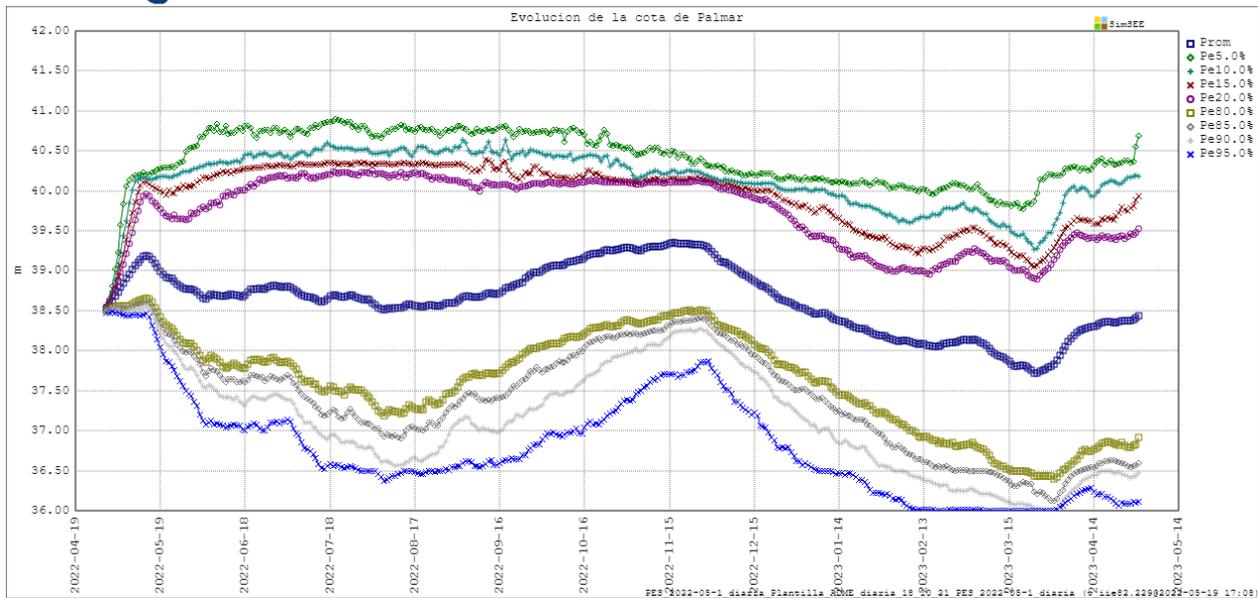


Figura 2: Evolución de la cota de Palmar.

En el Período Estacional la cota del lago de Palmar se mantiene por encima de los 36.4 m con probabilidad 95 % y por debajo de 40.9 m con probabilidad 95 %. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 39.3 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 para un período de 52 semanas desde el inicio del Período Estacional.

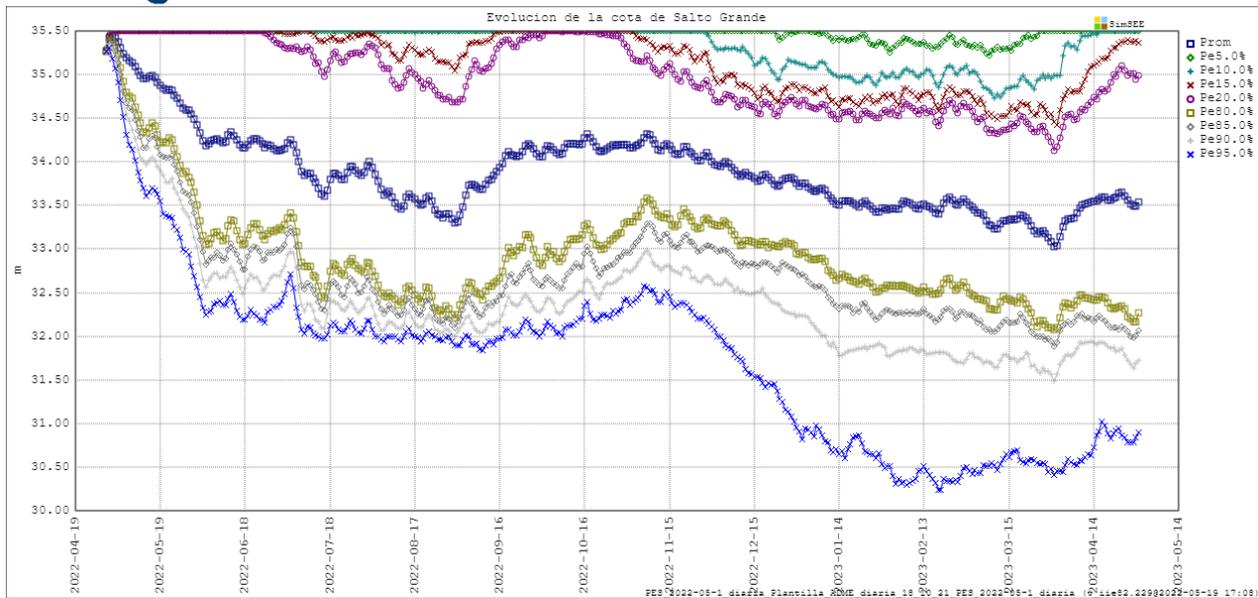


Figura 3: Evolución de la cota vista por Uruguay de Salto Grande.

En el Período Estacional la cota vista por Uruguay del lago de Salto Grande se mantiene por encima de los 31.8 m con probabilidad 95% y por debajo de 35.5 m con probabilidad 95%. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 34.2 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 para un período de 52 semanas desde el inicio del Período Estacional.

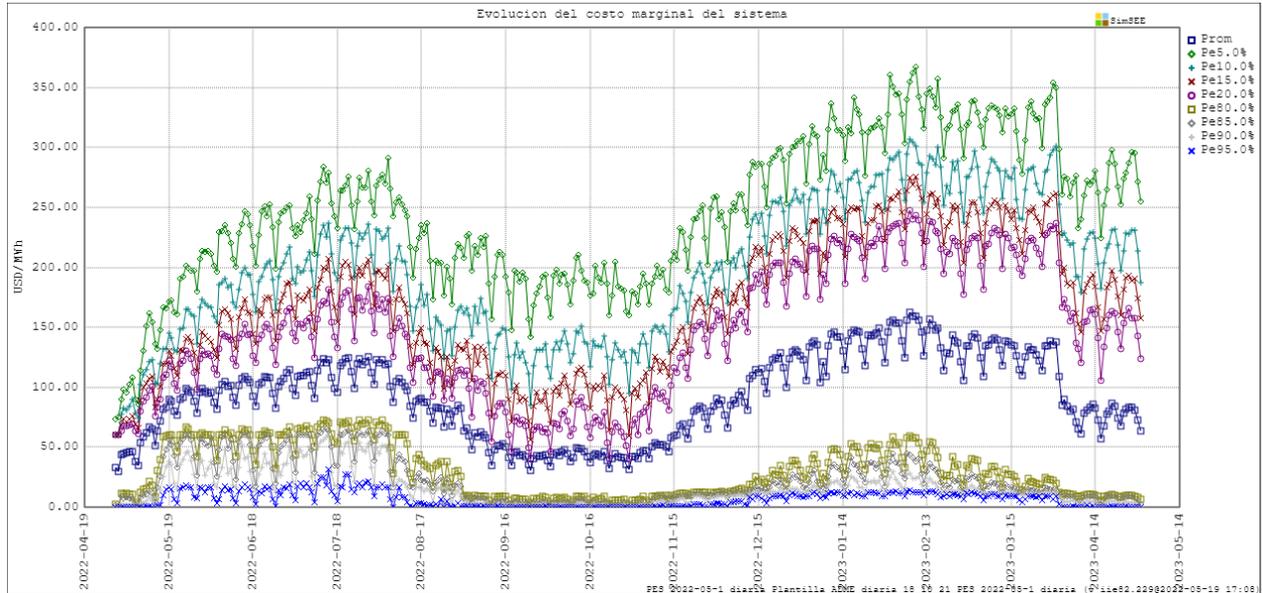


Figura 4: Evolución del Costo Marginal del Sistema.

En el Período Estacional el Costo Marginal esperado es de 77.6 USD/MWh.



### 3.7 Despacho promedio.

En la Figura 5 se muestra la generación por fuente para un período de 52 semanas desde el inicio del Período Estacional.

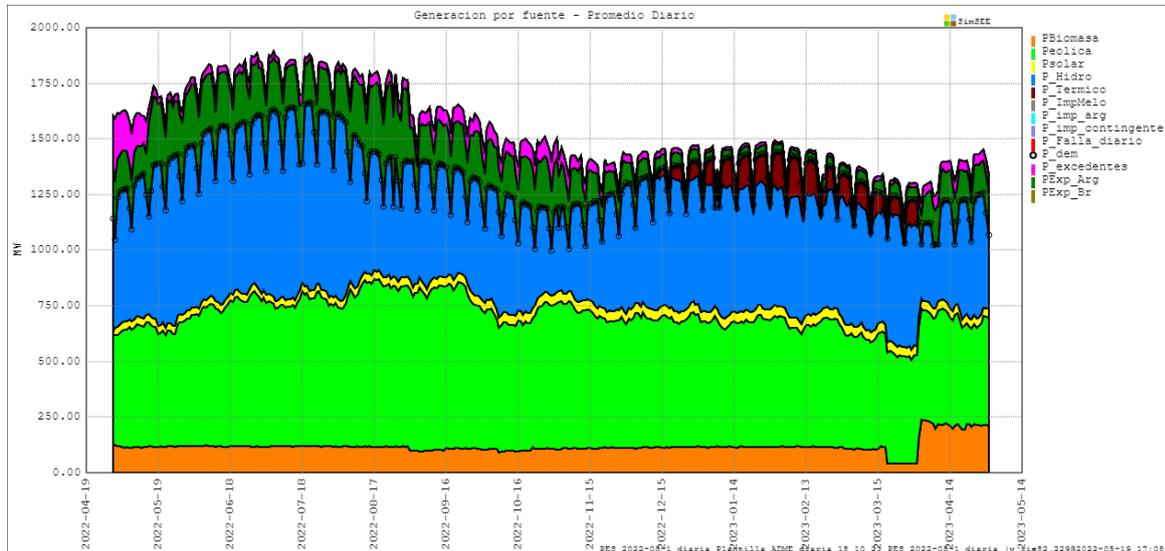


Figura 5: Generación por fuente.

Se observa que el despacho esperado de generación térmica es mas importante en el verano 2022, extendiéndose hasta abril del 2023.

Se observa el comienzo de la incorporación de UPM2 al Sistema en el mes de abril del 2023 y también un mantenimiento programado de la central Montes del Plata en el mes de marzo 2023.



### 3.8 Despacho térmico.

En la Figura 6 se muestra el despacho térmico acumulado junto con 8 cortes de probabilidad para un período de 52 semanas desde el inicio del Período Estacional.

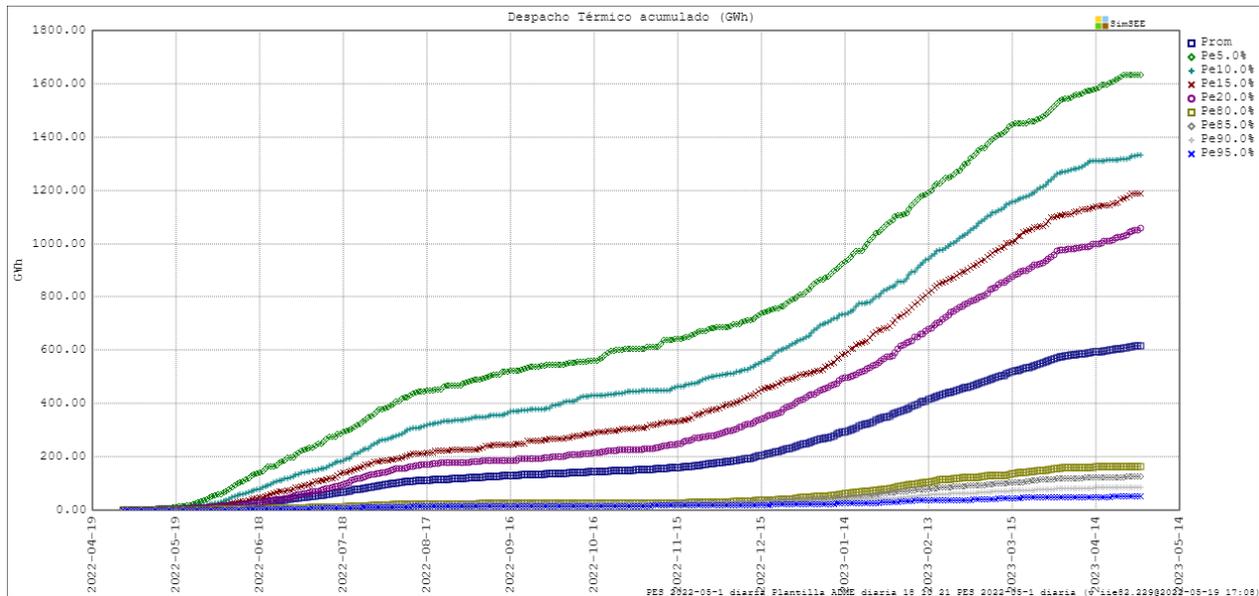


Figura 6: Despacho térmico acumulado.

En el Período Estacional el despacho térmico esperado es de 149.5 GWh, con un rango de variación comprendido entre 16.6 GWh y 603.8 GWh con una confianza de 90 %.



### 3.9 Despacho falla.

En la Figura 7 se muestra el despacho de falla acumulado junto con 8 cortes de probabilidad para un período de 52 semanas desde el inicio del Período Estacional.

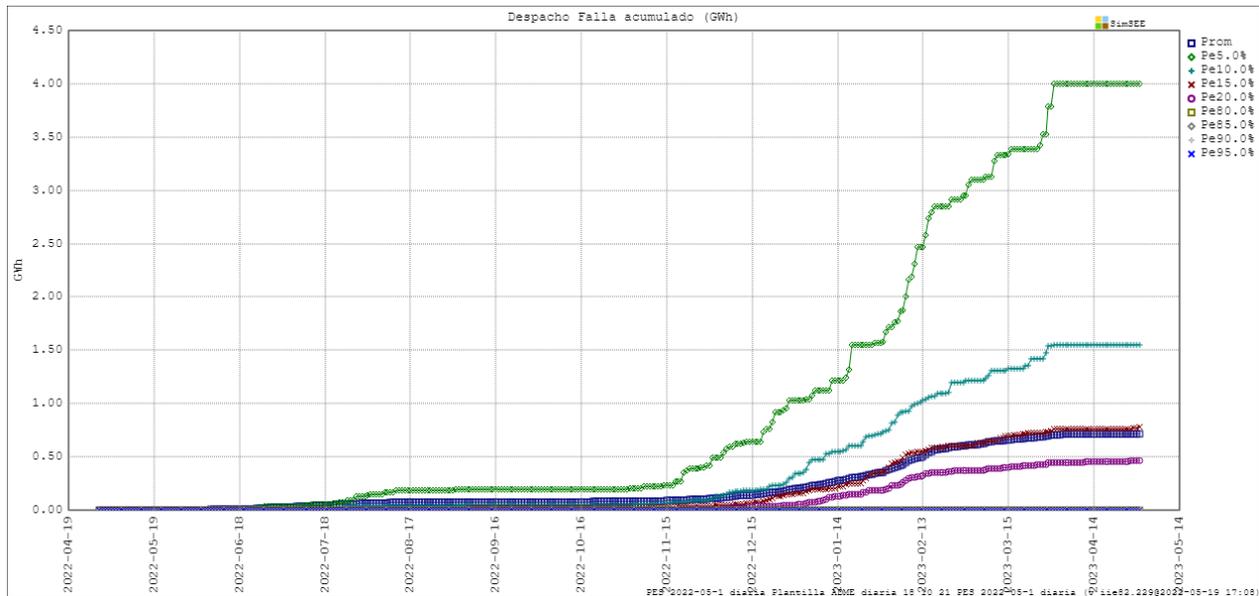


Figura 7: Despacho falla acumulado.

En el Período Estacional el despacho de falla esperado es de 0.08 GWh, con un rango de variación comprendido entre 0.0 GWh y 0.2 GWh con una confianza de 90 %.

### 3.10 Consumos previstos de combustibles.

En las Figuras 8 y 9 se muestran los consumos previstos de GO y FuelOil Motores acumulados para un período de 52 semanas desde el inicio del Período Estacional.

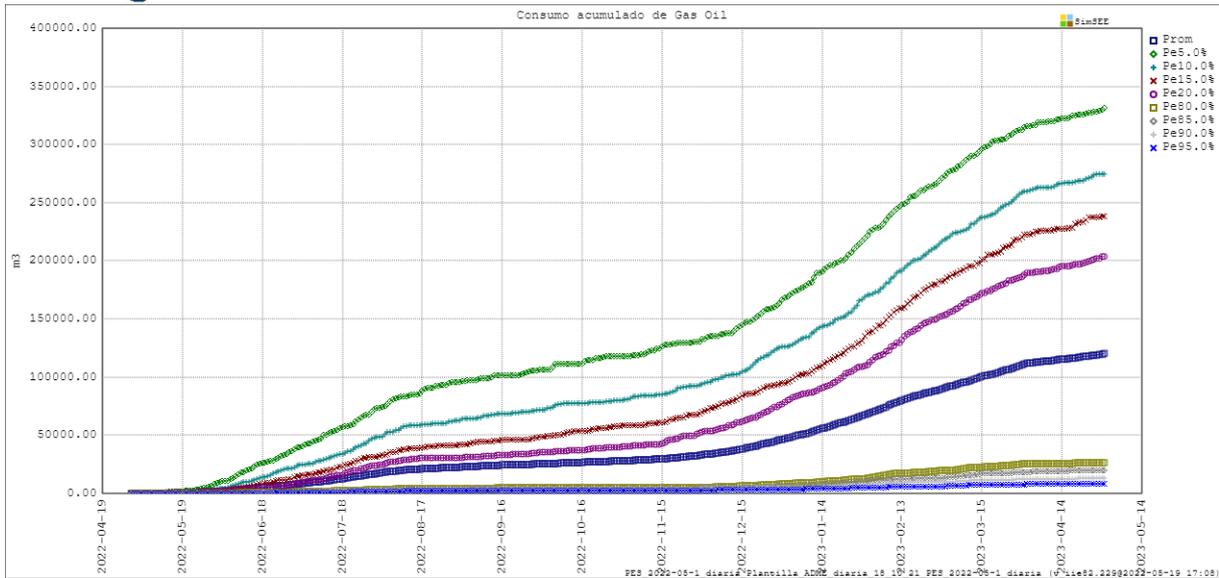


Figura 8: Consumo acumulado de GO hasta Abril de 2023.

En el Período Estacional el consumo esperado de GO es de 27755 m<sup>3</sup>, con un rango de variación comprendido entre 2569 m<sup>3</sup> y 117817 m<sup>3</sup> con una confianza de 90 %.

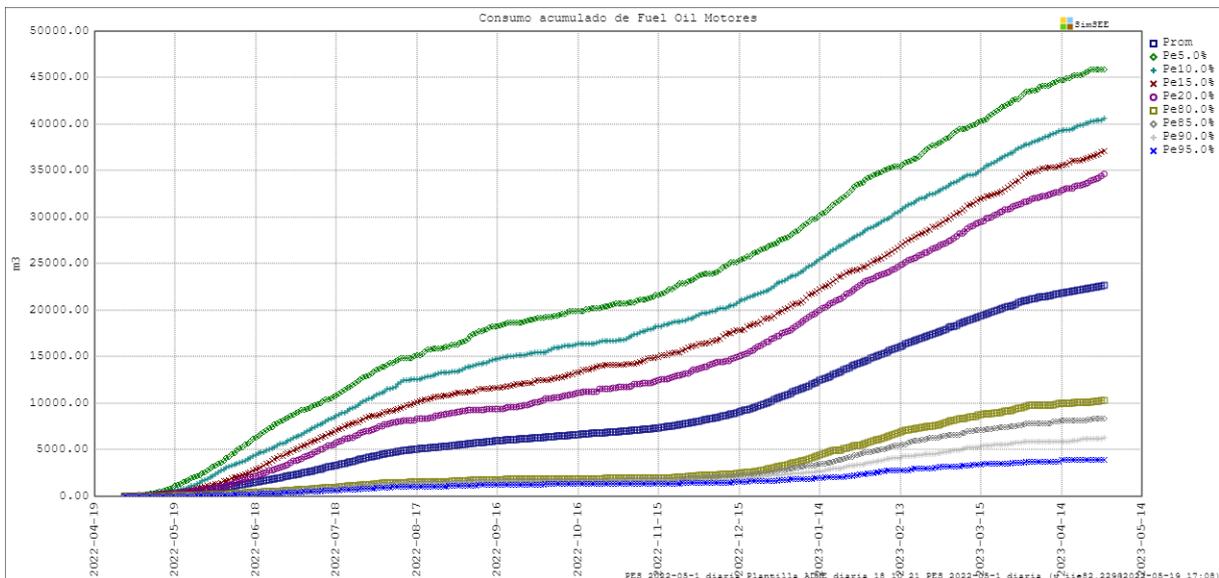


Figura 9: Consumo acumulado de FOMO hasta Abril de 2023.

Dentro del mismo período el consumo esperado de FuelOil Motores es de 6888 m<sup>3</sup>, con un rango de variación comprendido entre 1315 m<sup>3</sup> y 20515 m<sup>3</sup> 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 98.4 USD/MWh en el periodo comprendido entre el 30/04/2022 y el 30/04/2023.



## 4 Hipótesis y metodología.

Se presenta en esta sección las hipótesis y metodología utilizada para realizar la PES. Las hipótesis se fijan durante el mes de abril de 2022.

### 4.1 Principales hipótesis.

- Se toman las siguientes tasas de crecimiento para la demanda: 2.59%, 2.06%, 3.29%, 2.26%, 3.35% y 2.78% para los años 2022, 2023, 2024, 2025, 2026 y 2027 respectivamente.
- Se actualizan los mantenimientos de acuerdo al PAM abril - setiembre 2022.
- Se actualizan precios de los combustibles según los valores enviados por ANCAP el 29/04/2022 .
- Se mantiene el criterio de indexación de los costos variables de las unidades térmicas considerado en las PES anteriores.
- Según requerimientos de las centrales hidroeléctricas de Salto Grande y Palmar, se consideran erogados mínimos de 450<sup>1</sup> y 120 m<sup>3</sup>/s respectivamente. Dicho requerimiento solo se impone en la sala de paso diario, dado que en la sala de paso semanal dichas centrales son modeladas como centrales de pasada.
- Se actualizan las tendencias de la fuente de indexación del precio del petróleo de corto plazo con datos actualizados por la EIA a abril de 2022.
- Se considera un Caso (oficial) sin GN en todo el período de optimización.
- No se representan limitaciones en el abastecimiento de GO y FuelOil Motores durante el período de tiempo a considerar.

### 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 (actualizada a marzo 2022) con hipótesis de incorporación de proyecto Google (o Proyecto "Radar") y luego se usará la previsión de largo plazo de DNE (de 2028 en adelante). En la concatenación entre ambas previsiones de demanda no se observa un salto que haga necesario realizar modificaciones sobre las mismas.

Cronograma Proyecto Google:

- a. Incorporación de 16 MW en el segundo trimestre de 2024
- b. Incorporación de otros 16 MW a comienzos de 2026

---

<sup>1</sup> Se representa solo la mitad uruguaya de la Central, por eso el caudal a erogar es 450 y no 900 m<sup>3</sup>/s. Cuando la Central no regula frecuencia el erogado mínimo es de 600 m<sup>3</sup>/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.



c. Incorporación de los últimos 16 MW (totalizando 48 MW) a mediados de 2027.

En la Tabla 2 se muestran las energías anuales reales y proyectadas (de UTE, UTE+Google y DNE) entre los años 2020 y 2036.

AÑO	Demanda UTE (GWh)	% UTE	Dem UTE + Google (GWh)	% UTE + Google	Dem DNE (GWh)	% DNE
2020	10,969	-	-	-	-	-
2021	11,202	2.1%	<b>11,202</b>	2.1%	11,183	
2022	11,492	2.6%	<b>11,492</b>	2.6%	11,297	1.0%
2023	11,728	2.1%	<b>11,728</b>	2.1%	11,400	0.9%
2024	12,009	2.4%	<b>12,114</b>	3.3%	12,148	6.6%
2025	12,247	2.0%	<b>12,388</b>	2.3%	12,829	5.6%
2026	12,522	2.2%	<b>12,802</b>	3.3%	12,978	1.2%
2027	12,807	2.3%	<b>13,158</b>	2.8%	13,132	1.2%
2028					<b>13,292</b>	1.2%
2029					<b>13,456</b>	1.2%
2030					<b>13,627</b>	1.3%
2031					<b>13,805</b>	1.3%
2032					<b>13,989</b>	1.3%
2033					<b>14,178</b>	1.4%
2034					<b>14,374</b>	1.4%
2035					<b>14,579</b>	1.4%
2036					<b>14,805</b>	1.6%

Tabla 2: Energía real y proyectada de los años 2020 a 2036.



En la Tabla 3 se muestran las energías proyectadas hasta el año 2050.

<b>AÑO</b>	<b>Demanda PES [GWh]</b>	<b>Tasa de CRECIMIENTO</b>
<b>2021</b>	11,202	-
<b>2022</b>	11,492	2.6%
<b>2023</b>	11,728	2.1%
<b>2024</b>	12,114	3.3%
<b>2025</b>	12,388	2.3%
<b>2026</b>	12,802	3.3%
<b>2027</b>	13,158	2.8%
<b>2028</b>	13,292	1.0%
<b>2029</b>	13,456	1.2%
<b>2030</b>	13,627	1.3%
<b>2031</b>	13,805	1.3%
<b>2032</b>	13,989	1.3%
<b>2033</b>	14,178	1.4%
<b>2034</b>	14,374	1.4%
<b>2035</b>	14,579	1.4%
<b>2036</b>	14,805	1.6%
<b>2037</b>	15,049	1.6%
<b>2038</b>	15,309	1.7%
<b>2039</b>	15,583	1.8%
<b>2040</b>	15,871	1.8%
<b>2041</b>	16,169	1.9%
<b>2042</b>	16,478	1.9%
<b>2043</b>	16,798	1.9%
<b>2044</b>	17,126	2.0%
<b>2045</b>	17,469	2.0%
<b>2046</b>	17,819	2.0%
<b>2047</b>	18,166	1.9%
<b>2048</b>	18,510	1.9%
<b>2049</b>	18,853	1.9%
<b>2050</b>	19,192	1.8%

*Tabla 3: Energía real y proyectada de los años 2021 a 2050.*



#### **4.2.2 Representación de la falla.**

En la Tabla 4 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	15237	373.2
Entre 2 y 7	24496	600
Entre 7 y 14.5	97985	2400
Entre 14.5 y 100	163308	4000

*Tabla 4: Representación de la Falla.*

Se considera un tipo de cambio de 40.827 \$/USD según BCU dólar billete al 29/04/2022.

NOTA: coincide con el tipo de cambio usado para calcular el precio de los combustibles líquidos informado por ANCAP para el mes de mayo, ya que en la nueva modalidad ANCAP informa los precios en pesos uruguayos.

#### **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 Afluyente 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 afluyente a las represas hidroeléctricas Bonete, Palmar, Baygorria y Salto Grande.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> <https://adme.com.uy/>

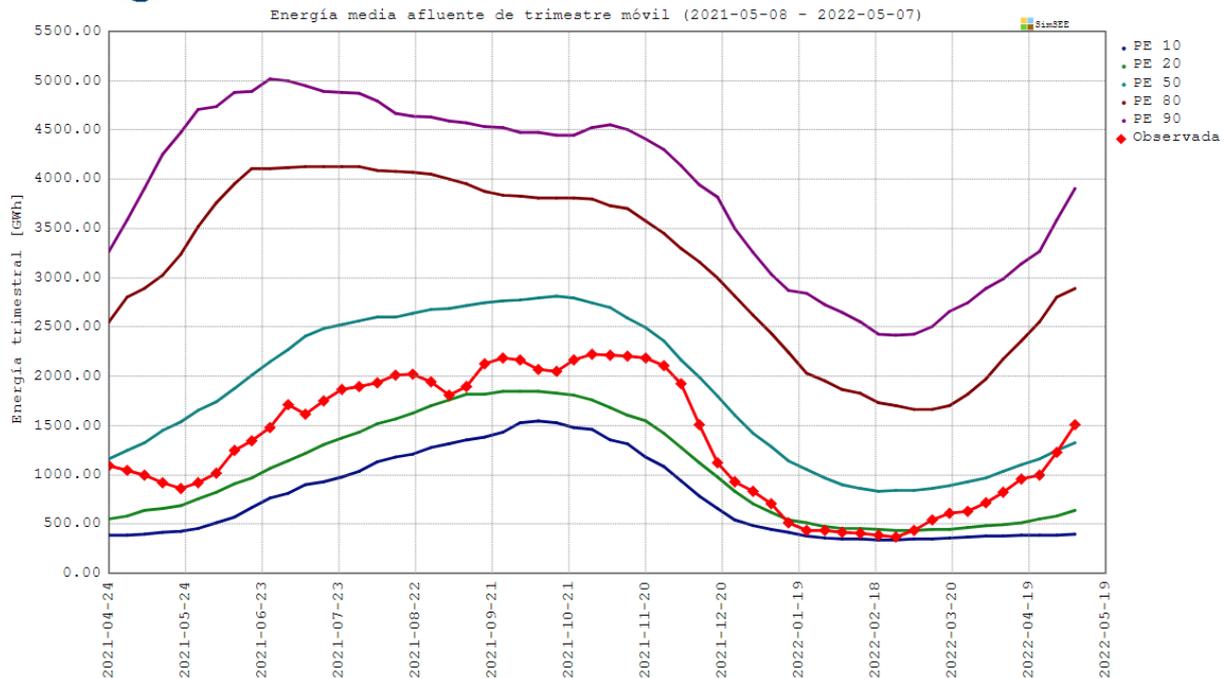


Figura 10: Energía Hidráulica Afluente promedio móvil trimestral del último año móvil.

Se observa que en la 1er semana de mayo el sistema se encuentra con una hidraulicidad por encima de la PE50% histórica para la época, del orden de los 1500 GWh en el último trimestre móvil.

#### 4.3.2 Previsión climática para AMJ/2022 (Fuente CPTEC).

En la Figura 11 se muestra la previsión probabilística de precipitaciones (CPTEC/INPE, marzo 2022<sup>3</sup>) en tres categorías para el trimestre abril-mayo-junio de 2022.

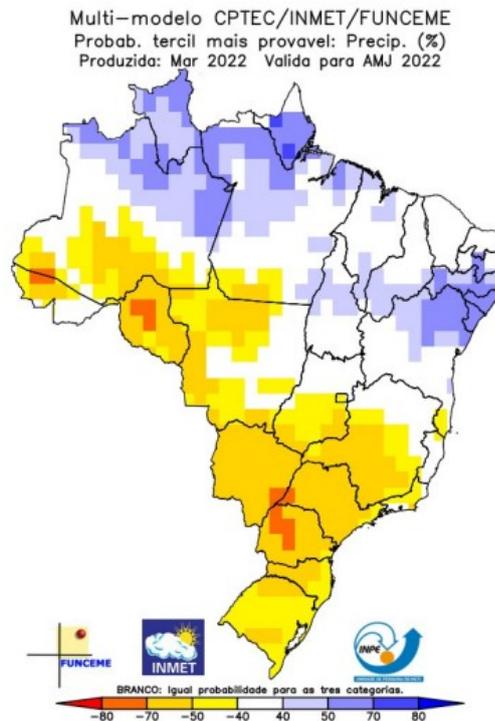


Figura 11: Previsión climática para AMJ/2022 (CPTEC/INPE, marzo de 2022).

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.

<sup>3</sup>[http://clima1.cptec.inpe.br/~rclima1/pdf\\_notatecnica/Nota\\_Tecnica.pdf](http://clima1.cptec.inpe.br/~rclima1/pdf_notatecnica/Nota_Tecnica.pdf)



### 4.3.3 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, Abril de 2022<sup>4</sup>).

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.

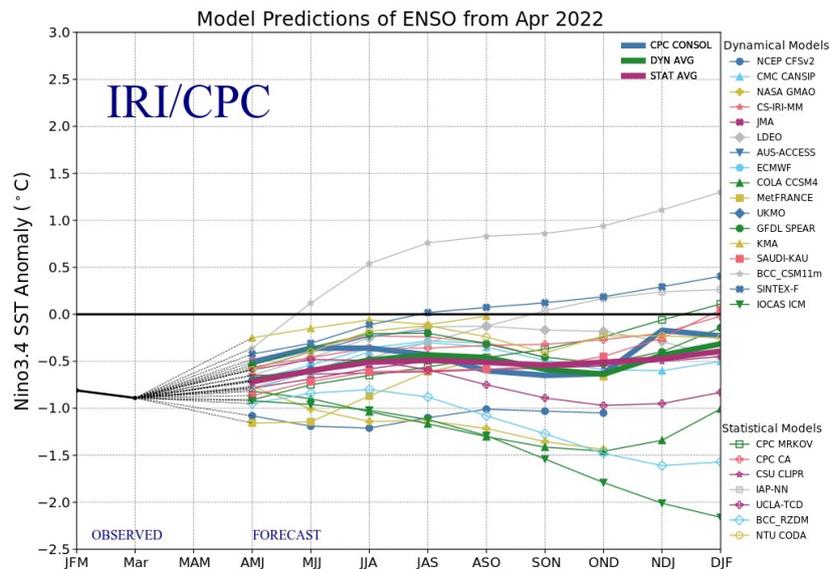


Figura 12: Modelos de previsión del Niño/Niña.

A partir de la figura se observa que, para el período de estudio el ensemble de pronósticos muestra una dispersión en el rango 1 a -1.5. Si se consideran las curvas roja y verde de trazo continuo como los valores esperados, se observa que las estimaciones parten en abril de valores entre -0.5 y -0.7 y terminan en noviembre en valores del orden de -0.5. Se puede concluir que la previsión del IN34 tiene un sesgo hacia condiciones de sequía en el próximo semestre.

<sup>4</sup> [https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/?enso\\_tab=enso-cpc\\_plume](https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/?enso_tab=enso-cpc_plume)



En la figura Figura 13 se muestra la probabilidad de ocurrencia de los fenómenos climáticos “La Niña”, “El Niño” o “Neutral” para cada trimestre móvil hasta Diciembre del 2022.

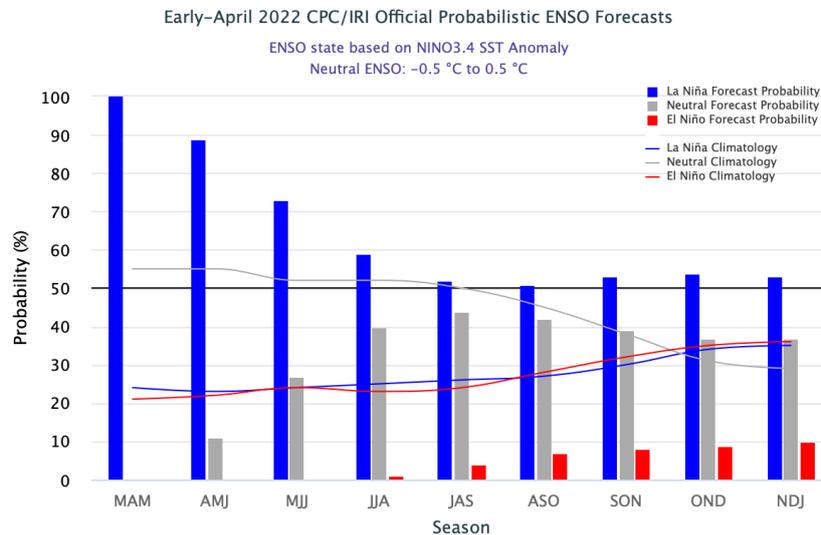


Figura 13: Previsión Niño/Niña.

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.

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

Se utilizan los precios de combustibles vigentes a la fecha de fijación de hipótesis para el cálculo de los costos variables de las centrales térmicas, evolucionando con tendencia del WTI proyectada por EIA en el mes de abril 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 abril de 2022 hasta fines de 2023.

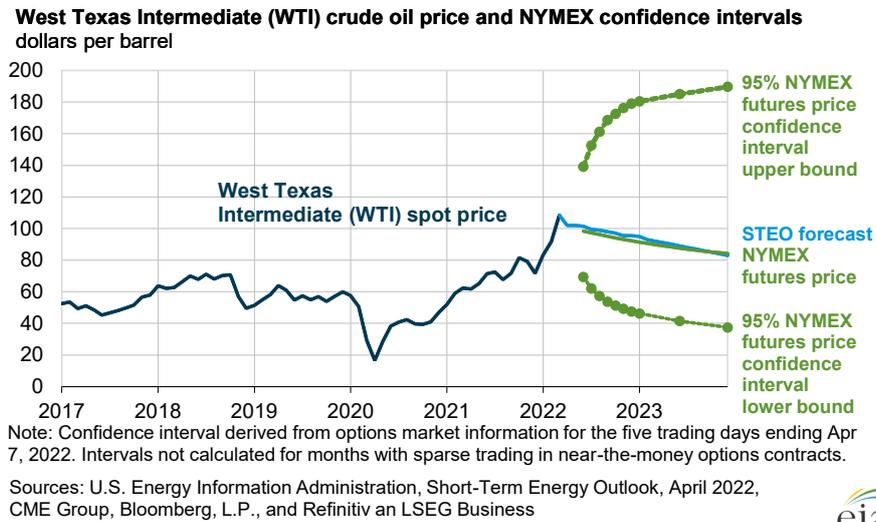


Figura 14: Precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril desde fines del 2021 hasta el 2022.

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 180 USD/barril y un mínimo de aproximadamente 40 USD/barril con 90% de confianza.

Los precios de los combustibles provienen de distintas fuentes.

**GO y FOM:** provisto por ANCAP, teniendo en consideración los parámetros establecidos para la venta a UTE para generación térmica, vigente desde el 01-05-2022.

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

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

REF WTI (US\$/Barril):		104.2	
Combustibles	U\$/m3	Densidad kg/l	U\$/T
Gasoil	957.9	0.833	1149.9
Fueloil Motores	677.0	0.985	687.3

Tabla 5: Precio de combustibles derivados.



#### 4.5 Centrales térmicas en base a combustibles fósiles.

En la Tabla 6 se muestran los valores de disponibilidad fortuita para las centrales térmicas. A partir del 2026 se modifican los valores de disponibilidad las centrales por no disponer de cronogramas de mantenimientos programados y para reflejar el envejecimiento de las unidades generadoras.

	C. Battle 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 6: Disponibilidad de las unidades térmicas.

En la Tabla 7 se muestran los costos variables de las unidades generadoras térmicas. Los valores se calculan en función la potencia que efectivamente las unidades entregan al sistema de trasmisión descontando los consumos propios<sup>5</sup>.

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.E. complejo SIN costo NO com (u/MWh para SimSEE)
C. Battle Motores	208.1	208.1	687.3	143.0	12.5	155.5	155.5	0.208
PTA 1-6	230.2	356.8	1149.9	264.7	11.5	276.2	421.8	0.276
CTR	288.7	591.9	1149.9	332.0	7.3	339.3	687.9	0.347
PTA 7 y 8	258.0	348.3	1149.9	296.7	9.1	305.8	409.6	0.310
PTB - CA - GO	259.5	337.4	1149.9	298.4	5.1	303.5	393.0	0.312
PTB - CC - GO	173.2	219.4	1149.9	199.1	6.3	205.4	258.6	0.208

Tabla 7: Costos Variables de las unidades térmicas.

En la sección 5 se detallan los parámetros que se utilizan en el modelo del Ciclo Combinado.

#### 4.6 Centrales en base al recurso eólico.

En la Tabla 8 se muestran las centrales de generación eólica con su potencia autorizada a inyectar a la red de UTE.

<sup>5</sup>Para 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
<b>TOTAL</b>		<b>1476.7</b>
<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 8: Centrales de generación eólica.

#### 4.7 Centrales en base al recurso solar fotovoltaico.

En la Tabla 9 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
<b>TOTAL</b>		<b>228.8</b>

Tabla 9: Centrales de generación solar fotovoltaica.

En la Tabla 10 se muestran las incorporaciones futuras de centrales de generación solar fotovoltaica.

Central Generadora (*)	Agente Generador	Fecha incorporación	Potencia [MW]
Albisu	Nesyla S.A.	01/11/2022	10
Punta del Tigre	UTE	01/01/2023	27

\* Nombre de la central generadora a confirmar.

Tabla 10: Incorporaciones de centrales de generación solar fotovoltaica.

#### 4.8 Centrales térmicas en base a Biomasa.

En la Tabla 11 se puede observar los parámetros considerados para las centrales de generación de fuente biomasa.

Los valores de la Tabla 11 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.

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 11: Modelado generadores fuente biomasa

En la Tabla 12 se presenta el cronograma de incorporación de potencias y disponibilidades para UPM2, junto con los mantenimientos previstos.

		días	días mant.	días neto	MW	fd	
1/4/2023	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 12: Cronograma de entrada de UPM2.

#### 4.9 Intercambios 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 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 brasilero, permitiendo la oferta de exportación a Uruguay sólo cuando el PLD está por debajo de 145 USD/MWh y con un sobre costo de 300 USD/MWh.

### **Exportación.**

Atendiendo al comportamiento reciente de los mercados vecinos y su proyección futura se modela 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 con el siguiente detalle:

- a) hasta el 14/5/2022 hasta 800 MW fuera del valle, con 50 % de disponibilidad a 80 USD/MWh.
- b) desde el 15/5/2022 y hasta el 1/9/2022 hasta 800 MW todo el día, con 80 % de disponibilidad a 80 USD/MWh.
- c) desde el 1/9/2022 hasta 800MW todo el día, con 70 % de disponibilidad a 12 USD/MWh.

### **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  $(cvCBMOT + 10\%) + 30 \text{ USD/MWh}$  (30 USD/MWh es 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 CBMOT. La potencia máxima de intercambio es de 550 MW con un coef. de disponibilidad de 90%. A partir de setiembre la potencia máxima de intercambio pasa a ser 300 MW.<sup>6</sup> No se considera exportación durante los fines de semana.

### **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.

---

<sup>6</sup> 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 11.87 USD/MWh (56.37 R\$/MWh) y los valores iniciales para los bornes cmo1 y cmo3 de la fuente CEGH correspondiente se fijan en 0.378 (~4.482 USD/MWh) y 0.343 (~4.070 USD/MWh) 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 Importación (CVI) como:  $CVI = \max(0; (CMO_{Br} - 0.83 \text{ USD/MWh}) / 1.28)$ .



#### **4.10 Mantenimientos programados de generación.**

En esta sección se muestra el cronograma de mantenimientos PAM vigente.

En la Figura 15 se presentan los mantenimientos programados para el período 02/04/2022 al 31/03/2023











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 Mto de la central
	Semana de Carnaval
	Semana de Turismo

En las Tablas 13, 14 y 15 se muestran mantenimientos adicionales a los presentados en las figuras anteriores.

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
UPM S.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) 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 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)
Cadonal S.A.	P.E. Talas de Maciel II	2022 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) 2023 Diciembre 16 horas de parada de planta completa. (mantenimiento anual de sub estacion) 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)

Tabla 13: Mantenimientos adicionales



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 14: Mantenimientos adicionales continuación



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 Calibración TT y TI: Depende de la disponibilidad del Laboratorio (SAB), previstas para mediados de año Calibración Estación Salto B: Set 2023 y Set 2027 es lo mismo de arriba, tener 2 días considerados

Tabla 15: Mantenimientos adicionales continuación



#### **4.12 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 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 Trasmisión. Aun así, 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 iie82\_229 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: 30/04/2022 - 01/09/2023

Fecha de optimización sala paso semanal: 30/04/2022 - 31/12/2035

Fecha de la simulación sala paso diario: 30/04/2022 - 01/05/2023

Fecha guarda de simulación sala paso diario: 01/05/2022



#### 5.4 Estado inicial del Sistema.

Cota inicial del lago de Bonete: 74.47 m.

Cota inicial del lago de Palmar: 38.5 m

Cota vista inicial del lago de SG UY: 35.15 m

Aportes: Bonete = 776 m<sup>3</sup>/s, Palmar = 299 m<sup>3</sup>/s, SG UY= 4887 m<sup>3</sup>/s.

Valores trimestrales del iN3.4 (a partir del trimestre AMJ): -0.699 -0.603 -0.486 -0.432 -0.46 -0.586 -0.638 -0.436 -0.314

#### 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. Se toman valores reales del SCADA para la demanda del 01/01 al 06/04 inclusive y pronósticos para los días 07/04 y 08/04. La demanda de lo que resta de 2022 (del 09/04/2022 al 31/12/2022) corresponde a la diferencia entre el valor de energía pronosticada por la SG de Mercado para dicho período y lo ocurrido y pronosticado para los días que transcurren del mismo antes del comienzo de la sala (11492 – 2936= 8556 GWh)

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 16 se muestran los parámetros del generador funcionando con Gas Oil.

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)	387.9	cv min tec (USD/MWh)	21.79
cv incr (USD/MWh)	252.1	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 16: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gas Oil.



## 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 17.<sup>7</sup>

	Cota Mínima (m)	Penalidad (MUSD/(m-día))
Bonete	72.3	1.473
Palmar	36.5	0.513
SG	32	0.685

Tabla 17: 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 m<sup>3</sup>/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 m<sup>3</sup>/s con una penalización por incumplimiento de 0.4 MUSD/Hm<sup>3</sup>.<sup>8</sup> Dicho erogado mínimo se impone desde la incorporación de UPM2 al Sistema (01/04/2023).

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 18.

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

Tabla 18: Parámetros en SimSEE para considerar curvas ISME en Bonete.

## 5.8 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 dos variables de estado hidrológico, una para el río Negro y otra para el río Uruguay.

<sup>7</sup>Del informe "Mejoras al modelado del control de cotas por razones de seguridad del SIN" del 15/07/2020 y del informe "Estudio complementario de control de cotas en sala PES extendida" del 14/08/2020 ambos elaborados por ADME.

<sup>8</sup>Del informe "Ejemplo de aplicación de Protocolo para asegurar un caudal erogado mínimo de 80 m<sup>3</sup>/s según lo establecido en el Decreto 54/022" elaborado por ADME EL 04/04/2022.



### **5.9 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<sup>9</sup>.

---

<sup>9</sup>Del informe “Análisis de la incidencia de la cantidad de crónicas y semilla de optimización en las simulaciones” del 25/04/2022.



## 6 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.



## ÍNDICE

<b>1 RESUMEN EJECUTIVO.....</b>	<b>2</b>
<b>2 INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
<b>3 RESULTADOS.....</b>	<b>4</b>
3.1 Valores del agua.....	4
3.2 Balance energético.....	4
3.3 Evolución de la cota de Bonete.....	5
3.4 Evolución de la cota de Palmar.....	5
3.5 Evolución de la cota de Salto Grande.....	6
3.6 Costo Marginal del Sistema.....	8
3.7 Despacho promedio.....	9
3.8 Despacho térmico.....	10
3.9 Despacho falla.....	11
3.10 Consumos previstos de combustibles.....	11
3.11 Valorización de la Demanda al Costo Marginal.....	13
<b>4 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.....</b>	<b>14</b>
4.1 Principales hipótesis.....	14
4.2 Demanda y Falla.....	14
4.2.1 Previsión de demanda.....	14
4.2.2 Representación de la falla.....	17
4.3 Situación hidrológica y Clima.....	17
4.3.1 Energía Hidráulica Afluyente Trimestral (EHAT).....	17
4.3.2 Previsión climática para AMJ/2022 (Fuente CPTEC).....	19
4.3.3 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, Abril de 2022).....	20
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.....	26
4.10 Mantenimientos programados de generación.....	28
4.11 Programa indicativo de mantenimientos para los siguientes 36 meses.....	30
4.12 Red de Trasmisión.....	36
4.13 Generación forzada.....	36
<b>5 MODELO.....</b>	<b>36</b>
5.1 Versión SimSEE.....	36
5.2 Salas SimSEE.....	36
5.3 Horizontes de tiempo.....	36
5.4 Estado inicial del Sistema.....	37
5.5 Demanda.....	37
5.6 Modelado de las Unidades de Falla.....	37
5.6.1 Modelado del Ciclo Combinado.....	37
5.7 Controles de Cota y erogados mínimos de los embalses.....	38
5.8 Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.....	38
5.9 Parámetros generales.....	39
<b>6 GLOSARIO.....</b>	<b>40</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>43</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS.....</b>	<b>44</b>

## Índice de figuras

Figura 1: Evolución de la cota de Bonete.....	5
Figura 2: Evolución de la cota de Palmar.....	6



Figura 3: Evolución de la cota vista por Uruguay de Salto Grande.....	7
Figura 4: Evolución del Costo Marginal del Sistema.....	8
Figura 5: Generación por fuente.....	9
Figura 6: Despacho térmico acumulado.....	10
Figura 7: Despacho falla acumulado.....	11
Figura 8: Consumo acumulado de GO hasta Abril de 2023.....	12
Figura 9: Consumo acumulado de FOMO hasta Abril de 2023.....	12
Figura 10: Energía Hidráulica Afluente promedio móvil trimestral del último año móvil.....	18
Figura 11: Previsión climática para AMJ/2022 (CPTEC/INPE, marzo de 2022).....	19
Figura 12: Modelos de previsión del Niño/Niña.....	20
Figura 13: Previsión Niño/Niña.....	21
Figura 14: Precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril desde fines del 2021 hasta el 2022.....	22
Figura 15: Programa Anual de Mantenimientos para el período 02/04/2022 al 31/03/2023..	29
Figura 16: Programa indicativo para el período 01/04/2023 al 05/04/2024.....	30
Figura 17: Programa indicativo para el período 06/04/2024 al 04/04/2025.....	31
Figura 18: Programa indicativo para el período 05/04/2025 al 10/04/2026. El sombreado gris indica que no se cuenta con información.....	32

## Índice de tablas

Tabla 1: Balance energético en el semestre.....	4
Tabla 2: Energía real y proyectada de los años 2020 a 2036.....	15
Tabla 3: Energía real y proyectada de los años 2021 a 2050.....	16
Tabla 4: Representación de la Falla.....	17
Tabla 5: Precio de combustibles derivados.....	22
Tabla 6: Disponibilidad de las unidades térmicas.....	23
Tabla 7: Costos Variables de las unidades térmicas.....	23
Tabla 8: Centrales de generación eólica.....	24
Tabla 9: Centrales de generación solar fotovoltaica.....	25
Tabla 10: Incorporaciones de centrales de generación solar fotovoltaica.....	25
Tabla 11: Modelado generadores fuente biomasa.....	26
Tabla 12: Cronograma de entrada de UPM2.....	26
Tabla 13: Mantenimientos adicionales.....	33



Tabla 14: Mantenimientos adicionales continuación.....	34
Tabla 15: Mantenimientos adicionales continuación.....	35
Tabla 16: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gas Oil.....	37
Tabla 17: Controles de cota para las centrales hidroeléctricas.....	38
Tabla 18: Parámetros en SimSEE para considerar curvas ISME en Bonete.....	38