



# ReProgramación Estacional (PES) Agosto – Octubre 2022

**ADME**

**08/09/2022**

**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
08-09-2022	María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Hernán Rodrigo, Valentina Groposo, Milena Gurin, Gabriela Gaggero y Santiago Machado	Creación del informe.



# 1 Resumen ejecutivo

El presente informe muestra los resultados más relevantes de la Reprogramación Estacional (RePES) Agosto – Octubre 2022. El período de estudio es del 13/08/2022 al 28/10/2022. El resto de las hipótesis de la Programación Estacional (PES) Mayo-Octubre 2022 continúan siendo válidas<sup>1</sup>.

Los principales cambios en las hipótesis que originan esta RePES se detallan a continuación:

- Nueva Proyección de demanda del mes de julio 2022: A nivel de generación se estima que la demanda para el año 2022 será de 11555 GWh lo que significa un crecimiento de 3,2% respecto de la demanda de 2021. La demanda estimada en el Período Estacional restante, con confianza 90 % es de 2383.2 GWh  $\pm$  1.9 %. En la programación original se había supuesto un crecimiento de 2.6% para el año 2022.
- Adelanto en la entrada en operación de UPM2 para el 15/02/2023. En la PES original se había supuesto su fecha de entrada el 01/04/2023.
- Se actualizan los precios de los combustibles según los vigentes desde el 02/08/2022.
- Se actualizan las cotas, aportes y condiciones iniciales del Sistema Interconectado Nacional (SIN) al 13/08/2022.
- Las proyecciones climáticas prevén que las precipitaciones se encuentren por debajo de lo normal para el trimestre agosto a setiembre del 2022. Se espera que el índice El Niño 3.4 se mantenga en condiciones de Niña hasta la primavera inclusive.

Los principales resultados de esta RePES para el resto del semestre son:

1. El valor esperado del Costo Marginal es de 26.5 USD/MWh.
2. La operación del lago de Rincón de Bonete es tal que la cota se mantiene por encima de los 77.8 m con probabilidad 95 % y por debajo de 80.1 m con probabilidad 95 %.
3. El despacho de Falla acumulado con probabilidad 5 % de ser excedido es 0 GWh y el valor esperado es 0.00029 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.

---

<sup>1</sup>[https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs\\_secciones/nid\\_1402/PES\\_Mayo22.pdf](https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1402/PES_Mayo22.pdf)



## 2 Resultados

### 2.1 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 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.

### 2.2 Balance energético

En la Tabla 1 se muestra el balance energético para el período del 13/8/2022 al 28/10/22.

Fuente	Generación acumulada [GWh]	% de la Generación total
Hidráulica	1633,3	52,0
Térmica	4,3	0,1
Biomasa	180,1	5,7
Eólica	1243,6	39,6
Solar	78,3	2,5
Falla	0,0	0,0
Importación Argentina	0,0	0,0
Importación Brasil	0,0	0,0
<b>Generación Total</b>	<b>3139,5</b>	<b>100,0</b>
Excedentes Vertimiento	147,4	
Exportación Argentina	603,1	
Exportación Brasil	5,8	
<b>Demanda</b>	<b>2383,2</b>	

Tabla 1: Balance energético en el período 13/8/22 al 28/10/22.

La demanda estimada es de 2383.2 GWh  $\pm$  1.9 % con confianza 90 %.



### 2.3 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 restante.

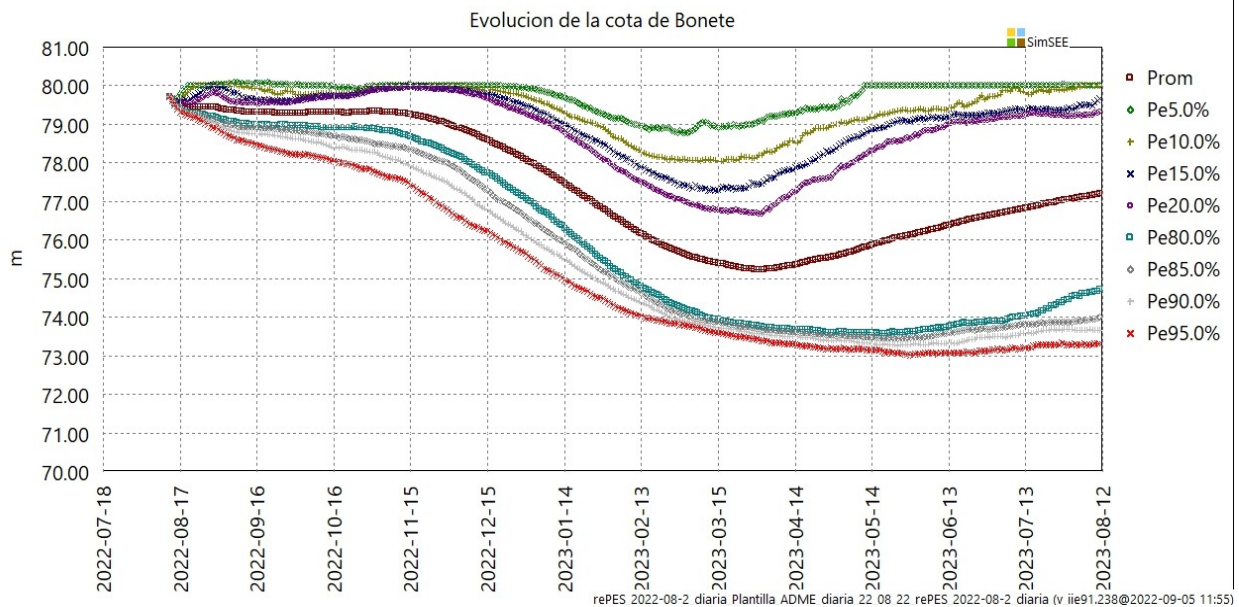


Figura 1: Evolución de la cota de Bonete.

En el restante Período Estacional la cota del lago de Rincón de Bonete se mantiene por encima de los 77.8 m con probabilidad 95% y por debajo de 80,1 m con probabilidad 95%. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 79.3 m.



## 2.4 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 restante.

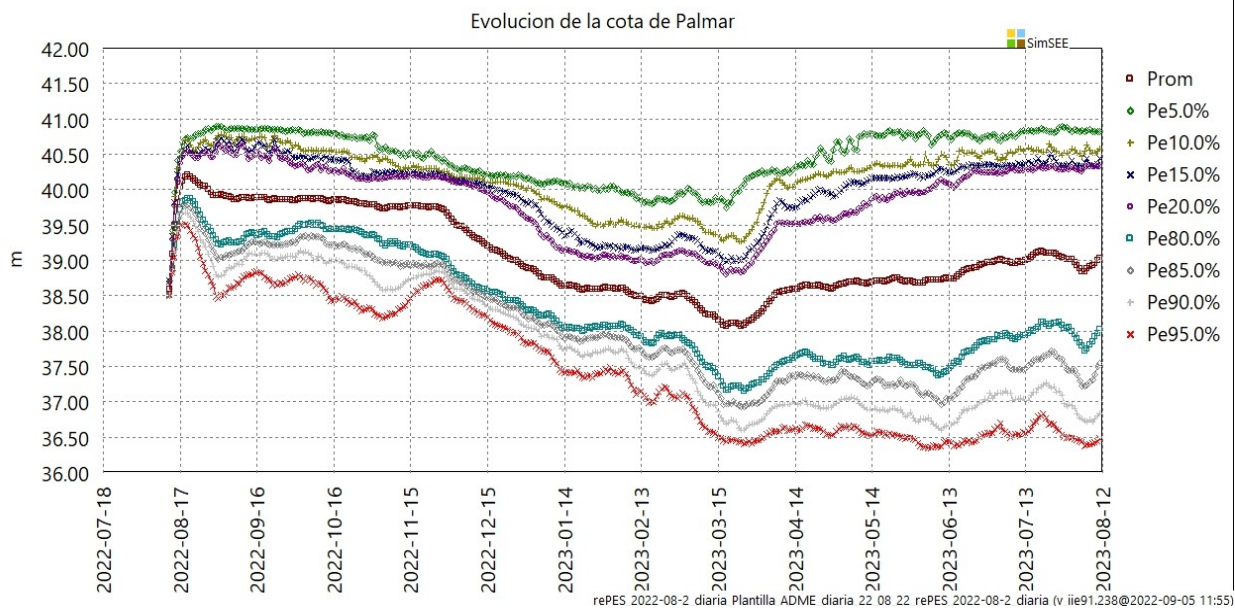


Figura 2: Evolución de la cota de Palmar.

En el restante Período Estacional la cota del lago de Palmar se mantiene por encima de los 38.3 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 39.8 m.



## 2.5 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 restante.

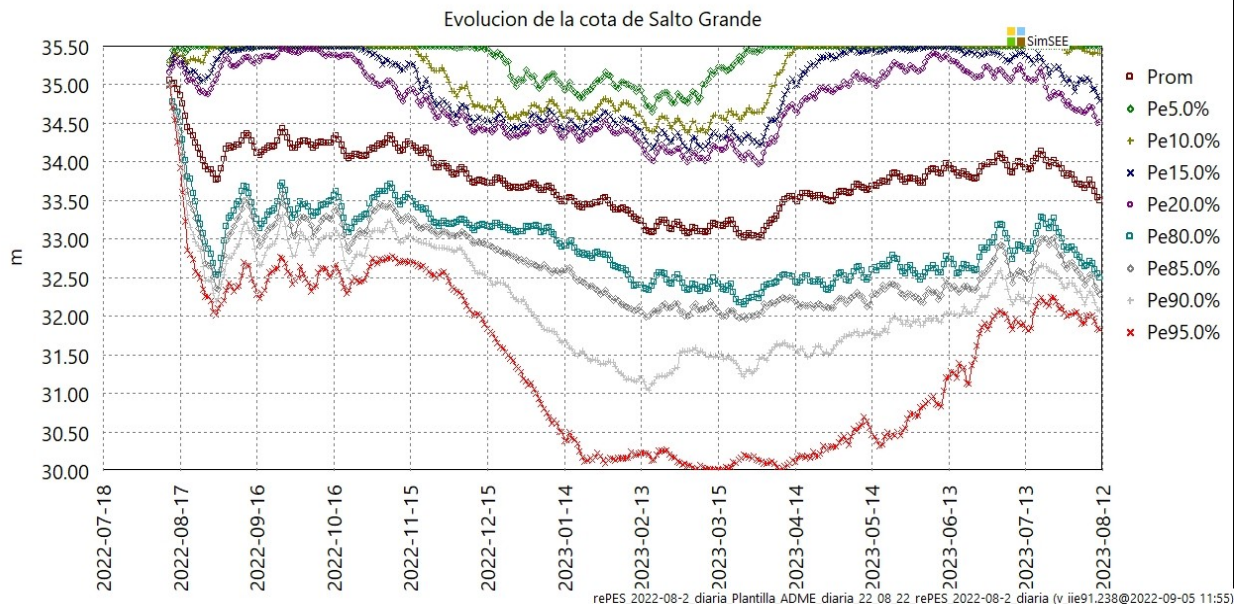


Figura 3: Evolución de la cota vista por Uruguay de Salto Grande.

En el restante Período Estacional la cota vista por Uruguay del lago de Salto Grande se mantiene por encima de los 32 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 34.1 m.





## 2.6 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 restante.

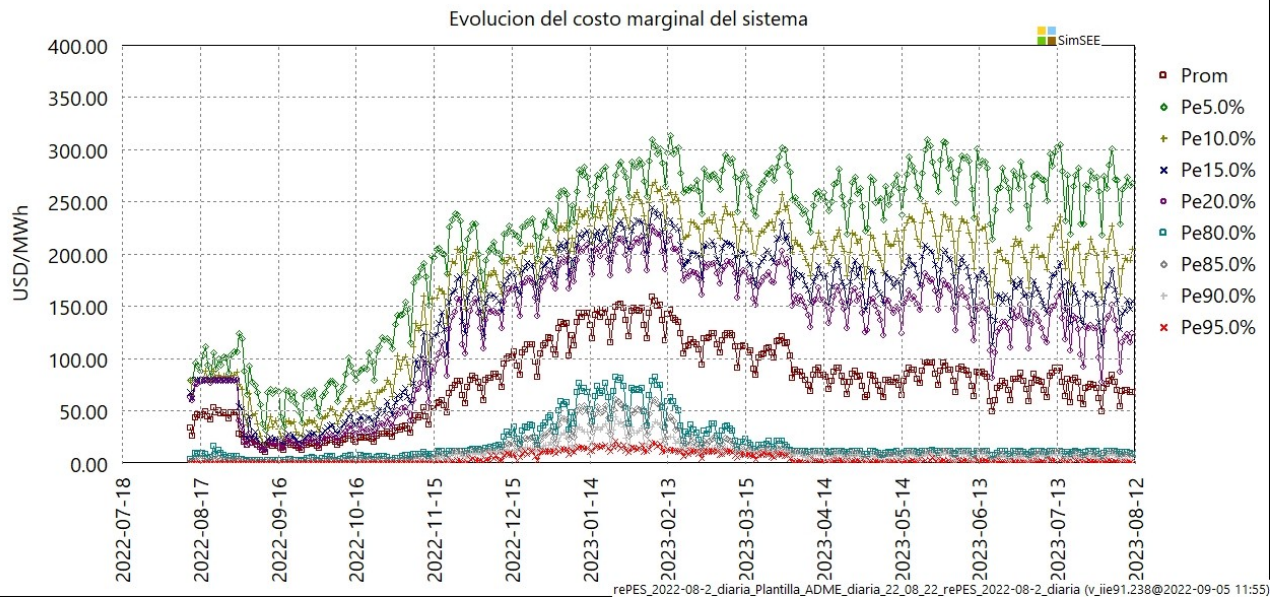


Figura 4: Evolución del Costo Marginal del Sistema.

El Costo Marginal esperado es de 26.5 USD/MWh en el período 13/8/22 al 28/10/22.



## 2.7 Despacho promedio

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

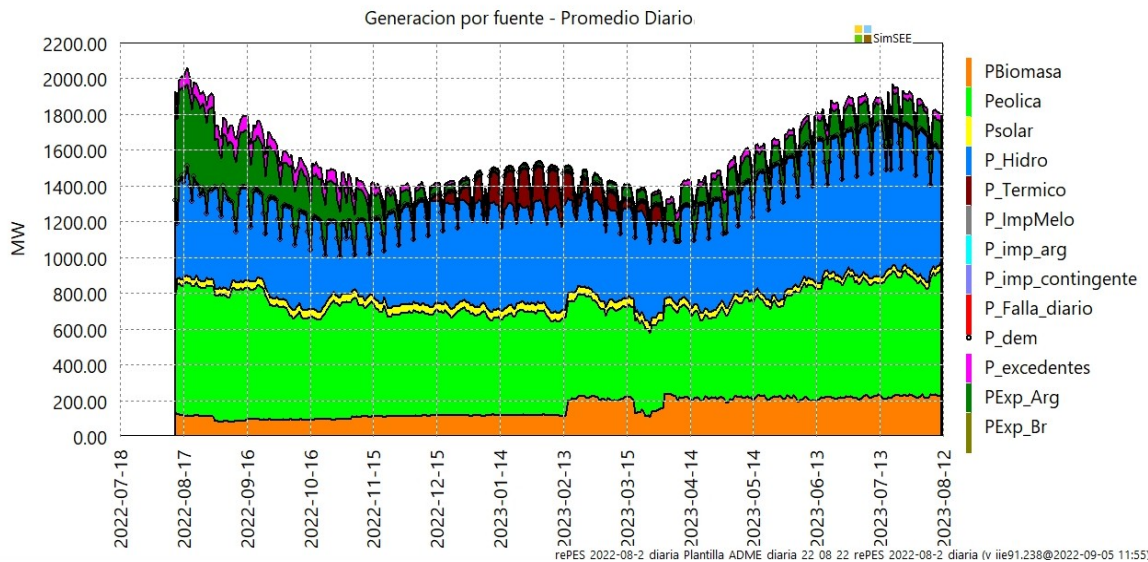


Figura 5: Generación por fuente.

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

Se observa el comienzo de la incorporación de UPM2 al Sistema a mediados de febrero del 2023 y también un mantenimiento programado de la central Montes del Plata en el mes de marzo 2023. UPM se encuentra indisponible por evento no programado desde el 2/9/22 al 4/11/22 según información suministrada por el generador.





## 2.8 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 restante.

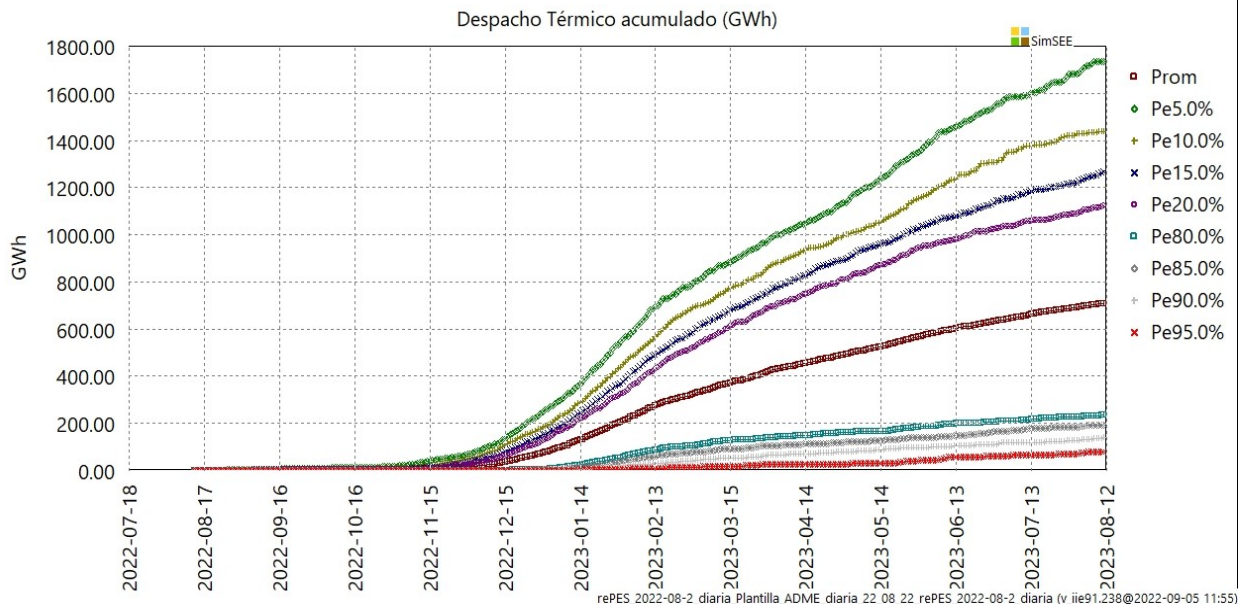


Figura 6: Despacho térmico acumulado.

En el Período Estacional restante el despacho térmico esperado es de 4.3 GWh, con un rango de variación comprendido entre 0.3 GWh y 7.8 GWh con una confianza de 90 %.



## 2.9 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 restante.

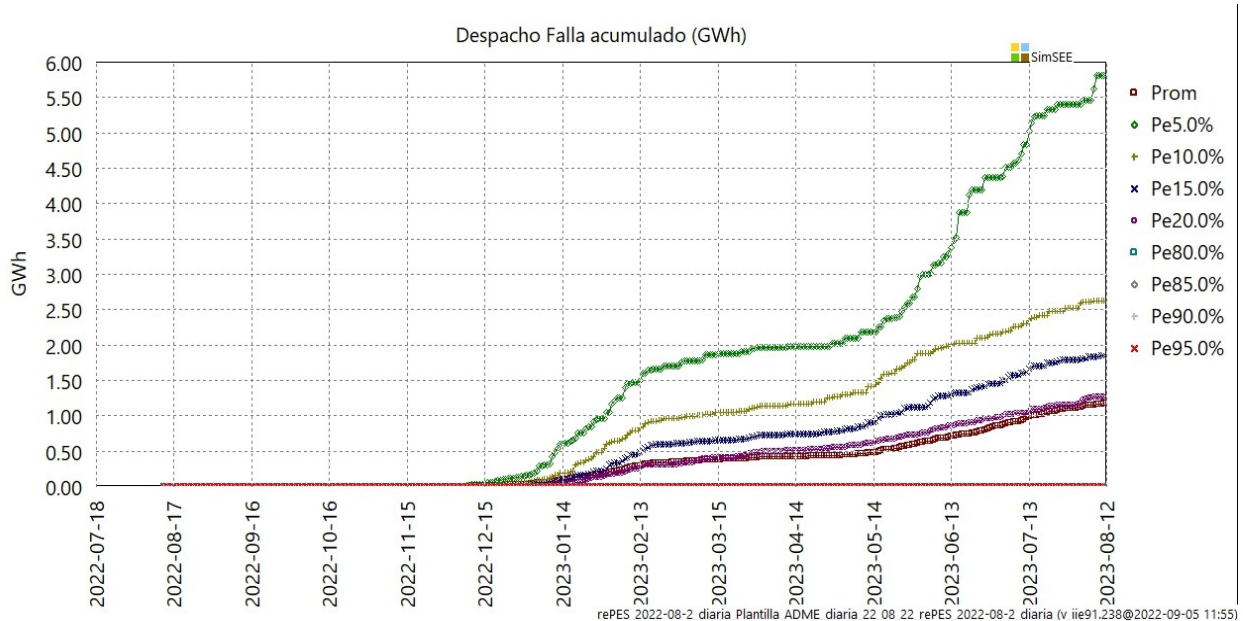


Figura 7: Despacho falla acumulado.

En el Período Estacional restante el despacho de falla esperado es de 0.00029 GWh. El despacho de Falla acumulado con probabilidad 5 % de ser excedido es 0 GWh.



## 2.10 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 restante.

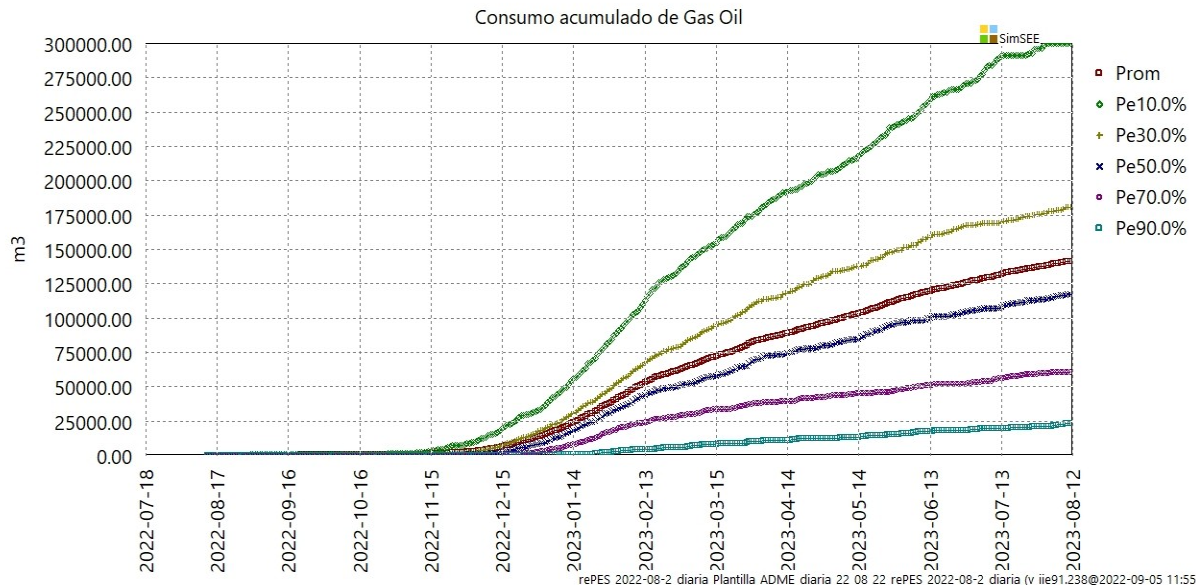


Figura 8: Consumo acumulado de GO hasta Agosto de 2023.

En el Período Estacional restante el consumo esperado de GO es de 688.3 m<sup>3</sup>, con un rango de variación comprendido entre 26.8 m<sup>3</sup> y 1150.9 m<sup>3</sup> con una confianza de 90 %.

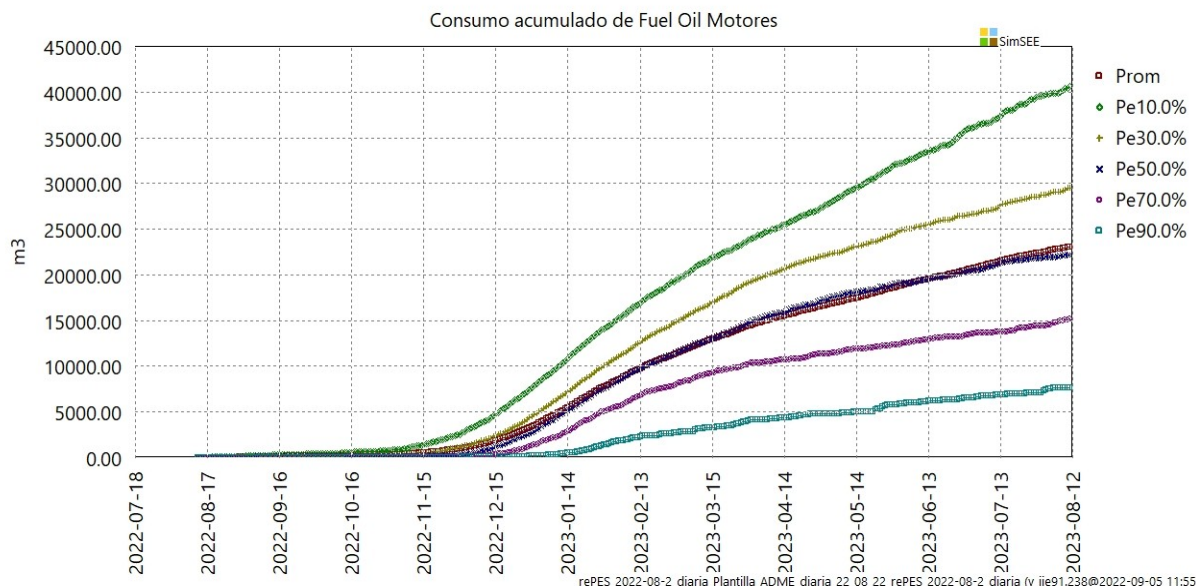


Figura 9: Consumo acumulado de FOMO hasta Agosto de 2023.

Dentro del mismo período el consumo esperado de FuelOil Motores es de 314.6 m<sup>3</sup>, con un rango de variación comprendido entre 24.3 m<sup>3</sup> y 735.4 m<sup>3</sup> con una confianza de 90 %.



## 2.11 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 13/08/2022 y el 11/08/2023.



## 3 Hipótesis y metodología

Se presenta en esta sección las hipótesis y metodología utilizada para realizar la RePES en el período de agosto a octubre de 2022.

### 3.1 Principales hipótesis

- Se toman las siguientes tasas de crecimiento para la demanda base: 3.2%, 2.9%, 2.1%, 2.0%, 2.3% y 2.3% para los años 2022, 2023, 2024, 2025, 2026 y 2027 respectivamente.
- Se adelanta la entrada en servicio de UPM2 al 15/02/2023.
- Se actualizan los precios de los combustibles según los vigentes desde el 02/08/2022.
- Se actualizan los mantenimientos de acuerdo a la última información disponible a la fecha 22/08/2022.
- Se mantiene el criterio de indexación de los costos variables de las unidades térmicas usado en la PES anterior.
- Los erogados mínimos requeridos en las centrales hidroeléctricas de Salto Grande y Palmar, de 450<sup>2</sup> y 120 m<sup>3</sup>/s respectivamente. En ambos casos, se exige que el erogado se cumpla por paso de tiempo (sala de paso diario).
- Se actualizan las tendencias de la fuente de indexación del precio del petróleo de corto plazo con datos de la EIA de julio 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.

### 3.2 Demanda y Falla

#### 3.2.1 Previsión de demanda

Para los primeros años de optimización (2022-2027) se utilizará la previsión de demanda de UTE-Distribuidor (actualizada en julio 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.

---

<sup>2</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.



Adicionalmente se incorpora una demanda plana de: 50 MW en 2023, 100 MW en 2024 y 150 MW en 2025 con el fin de representar nuevos proyectos que puedan ir apareciendo y que no se espera tengan la curva diaria de la demanda “tradicional”.

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	11,555	3.2%	0	11,555	3.2%
2023	11,894	2.9%	438	12,332	6.7%
2024	12,142	2.1%	878	13,020	5.6%
2025	12,379	2.0%	1,314	13,693	5.2%
2026	12,662	2.3%	1,314	13,976	2.1%
2027	12,959	2.3%	1,314	14,273	2.1%
2028	13,192	1.8%	1,318	14,510	1.7%
2029	13,430	1.8%	1,314	14,744	1.6%
2030	13,672	1.8%	1,314	14,986	1.6%
2031	13,918	1.8%	1,314	15,232	1.6%
2032	14,168	1.8%	1,318	15,486	1.7%
2033	14,423	1.8%	1,314	15,737	1.6%
2034	14,683	1.8%	1,314	15,997	1.6%
2035	14,947	1.8%	1,314	16,261	1.7%
2036	15,216	1.8%	1,318	16,534	1.7%
2037	15,490	1.8%	1,314	16,804	1.6%
2038	15,769	1.8%	1,314	17,083	1.7%
2039	16,053	1.8%	1,314	17,367	1.7%
2040	16,342	1.8%	1,318	17,659	1.7%
2041	16,636	1.8%	1,314	17,950	1.6%
2042	16,935	1.8%	1,314	18,249	1.7%
2043	17,240	1.8%	1,314	18,554	1.7%
2044	17,550	1.8%	1,318	18,868	1.7%
2045	17,866	1.8%	1,314	19,180	1.7%
2046	18,188	1.8%	1,314	19,502	1.7%
2047	18,515	1.8%	1,314	19,829	1.7%
2048	18,849	1.8%	1,318	20,166	1.7%
2049	19,188	1.8%	1,314	20,502	1.7%
2050	19,533	1.8%	1,314	20,847	1.7%
2051	19,885	1.8%	1,314	21,199	1.7%
2052	20,243	1.8%	1,318	21,560	1.7%

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





### 3.2.2 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	15908	392.9
Entre 2 y 7	24293	600
Entre 7 y 14.5	97174	2400
Entre 14.5 y 100	161956	4000

Tabla 3: Representación de la Falla.

Se considera un tipo de cambio de 40.489 \$/USD según BCU dólar billete al 19/08/2022.

### 3.3 Situación hidrológica y Clima

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

#### 3.3.1 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>3</sup>

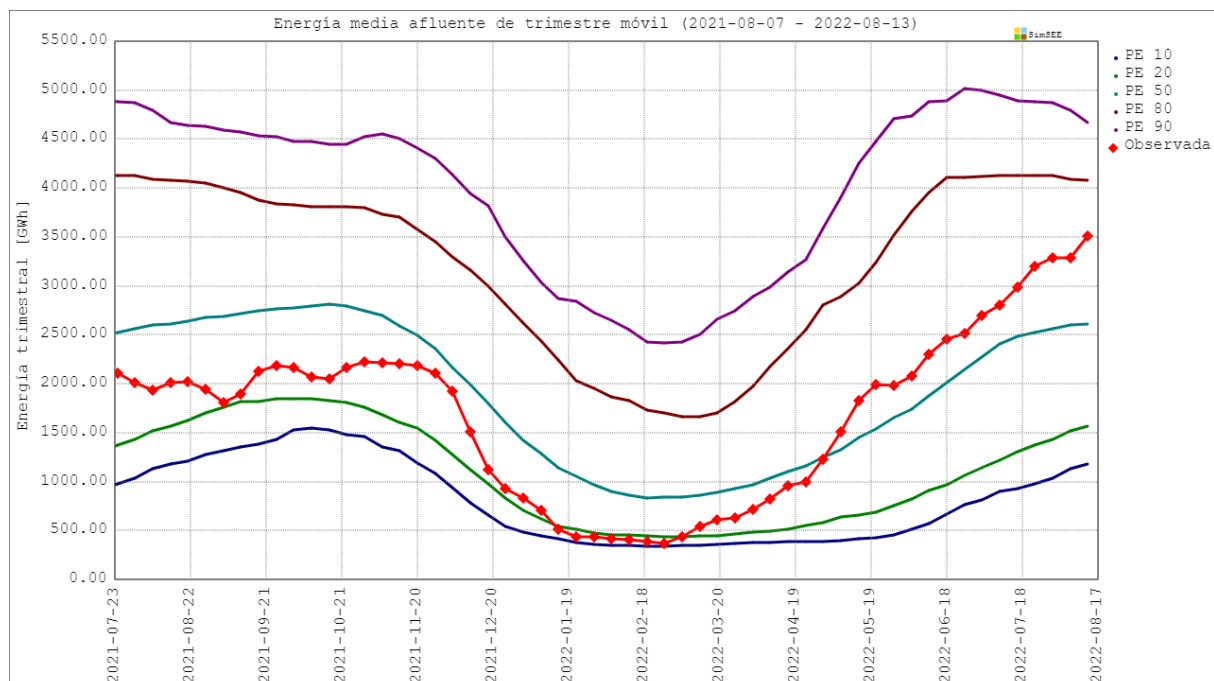


Figura 10: Energía Hidráulica Afluyente promedio móvil trimestral del último año móvil.

<sup>3</sup> <https://adme.com.uy/>



Se observa que a mediados de agosto el sistema se encuentra con una hidraulicidad por encima de la PE50% histórica para la época, del orden de los 3500 GWh en el último trimestre móvil. **Previsión climática para ASO/2022** (Fuente CPTEC)

En la Figura 11 se muestra la previsión probabilística de precipitaciones (CPTEC/INPE, julio 2022<sup>4</sup>) en tres categorías para el trimestre agosto-setiembre-octubre de 2022.

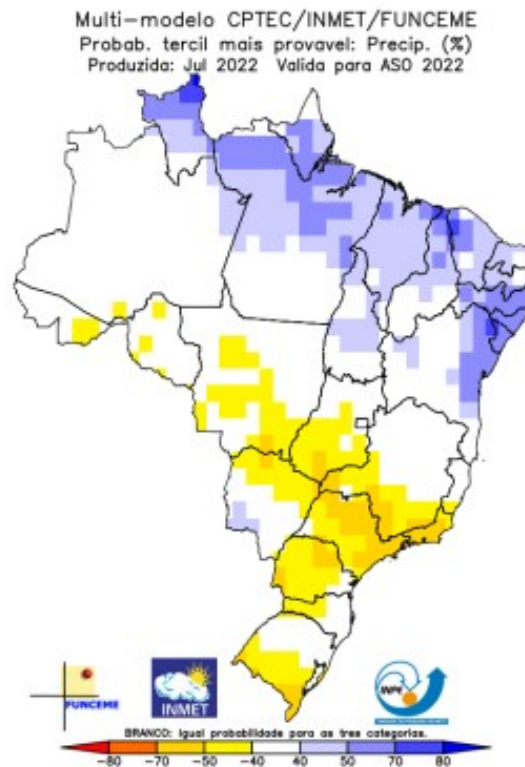


Figura 11: Previsión climática para ASO/2022 (CPTEC/INPE, julio de 2022).

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).

---

<sup>4</sup>[http://clima1.cptec.inpe.br/~rclima1/pdf\\_notatecnica/Nota\\_Tecnica.pdf](http://clima1.cptec.inpe.br/~rclima1/pdf_notatecnica/Nota_Tecnica.pdf)



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.

### 3.3.2 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, agosto de 2022<sup>5</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.

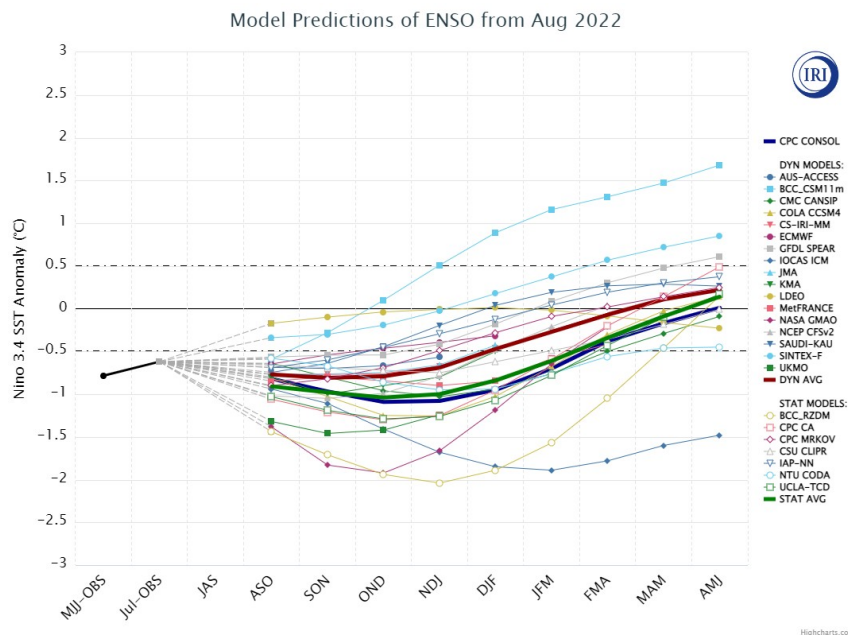


Figura 12: Modelos de previsión del Niño/Niña.

A partir de la figura se observa que, para el período de estudio el ensemble de pronósticos muestra una dispersión en el rango 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 agosto de valores entre -0.7 y -1 y terminan en noviembre en valores similares. Se puede concluir que la previsión del IN34 tiene un sesgo hacia condiciones de sequía en el próximo trimestre.

<sup>5</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 Abril del 2023.

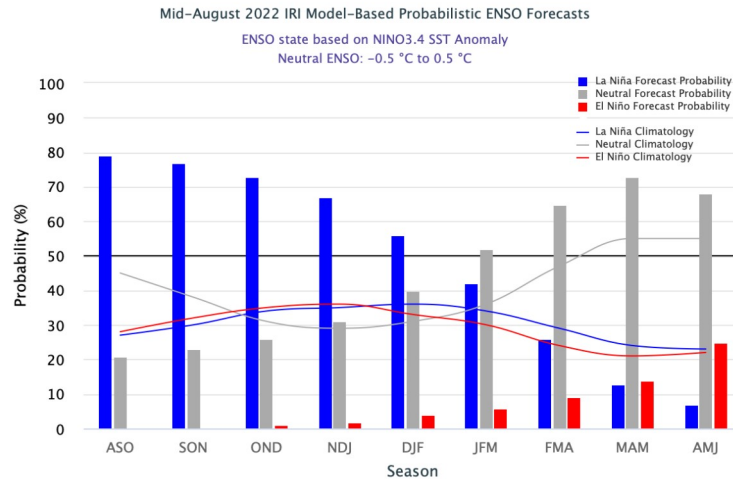


Figura 13: Previsión Niño/Niña.

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.

### 3.4 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 julio 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 julio de 2022 hasta fines de 2023.

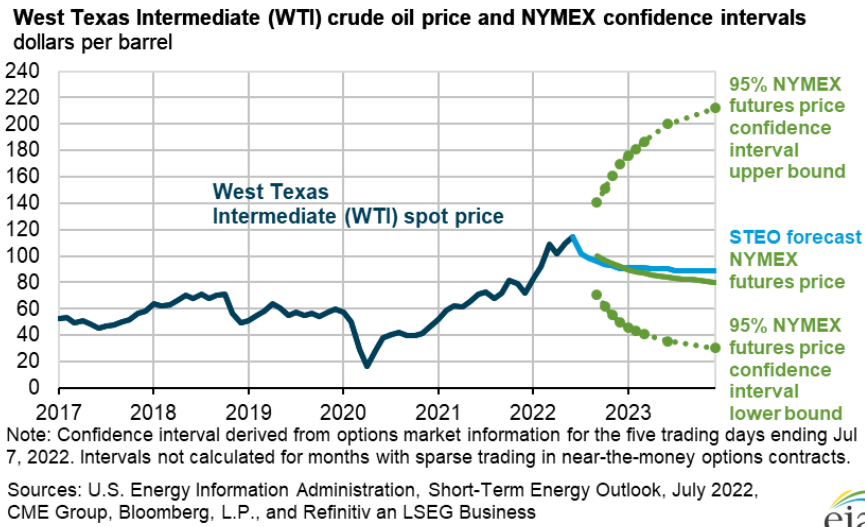


Figura 14: Precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril

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 180 USD/barril y un mínimo de aproximadamente 40 USD/barril con 95% 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 02-08-2022.

**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):		101.3	
Combustibles	U\$/m <sup>3</sup>	Densidad kg/l	U\$/T
Gasoil	1009.6	0.833	1212.0
Fueloil Motores	743.0	0.985	754.3

Tabla 3: Precio de combustibles derivados.



### 3.5 Centrales térmicas en base a combustibles fósiles

En la Tabla 4 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>6</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.Batlle Motores	208.1	208.1	754.3	157.0	12.5	169.5	169.5
PTA 1-6	230.2	356.8	1212.0	279.0	11.5	290.5	443.9
CTR	288.7	591.9	1212.0	349.9	7.3	357.2	724.6
PTA 7 y 8	258.0	348.3	1212.0	312.7	9.1	321.8	431.2
PTB - CA - GO	259.5	337.4	1212.0	314.4	5.1	319.5	414.0
PTB - CC - GO	173.2	219.4	1212.0	209.9	6.3	216.2	272.3

Tabla 4: Costos Variables de las unidades térmicas.

En la sección 4 se detallan los parámetros que se utilizan en el modelo del Ciclo Combinado.

---

<sup>6</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).





### 3.6 Centrales térmicas en base a Biomasa

En la Tabla 5 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 5: Cronograma de entrada de UPM2.

### 3.7 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 13/08/2022 al 31/03/2023







En la Figura 18 se presenta el programa indicativo de mantenimientos para el período 05/04/2025 al 02/01/2026.

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

Figura 18: Programa indicativo para el período 05/04/2025 al 02/01/2026. El sombreado gris indica que no se cuenta con información



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





## 4 Modelo

### 4.1 Versión SimSEE

Se utiliza la versión iie92\_238 de SimSEE.

### 4.2 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.

### 4.3 Horizontes de tiempo

Fecha de optimización sala paso diario: 13/08/2022 - 01/01/2024

Fecha de optimización sala paso semanal: 13/08/2022 - 31/12/2035

Fecha de la simulación sala paso diario: 13/08/2022 - 12/08/2023

Fecha guarda de simulación sala paso diario: 13/08/2022

### 4.4 Estado inicial del Sistema

Cota inicial del lago de Bonete: 79.75 m.

Cota inicial del lago de Palmar: 38.33 m

Cota vista inicial del lago de SG UY: 35.13 m

Aportes: Bonete = 1465 m<sup>3</sup>/s, Palmar = 109 m<sup>3</sup>/s, SG UY= 5986 m<sup>3</sup>/s.

Valores trimestrales del iN3.4 (a partir del trimestre ASO): -0.768 -0.807 -0.791 -0.693 -0.472 -0.269 -0.073 0.109 0.219.

### 4.5 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.

### 4.6 Modelado de las Unidades de Falla

En las salas se utiliza la representación de la falla reglamentaria (Ver 3.2.2) indexada según el precio del barril de petróleo.



#### 4.6.1 Modelado del Ciclo Combinado

Para el modelado del ciclo combinado se utiliza el actor “Generador Térmico Combinado”. En la Tabla 6 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)	408.9	cv min tec (USD/MWh)	22.96
cv incr (USD/MWh)	265.7	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 6: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gas Oil.

#### 4.7 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 7.

	Cota Mínima (m)	Penalidad (MUSD/(m-día))
<b>Bonete</b>	72.3	1.551
<b>Palmar</b>	36.5	0.540
<b>SG</b>	32	0.721

Tabla 7: 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 0.76 MUSD/Hm<sup>3</sup> para 2023 y 1.1 MUSD/Hm<sup>3</sup> 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 8.



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

Tabla 8: Parámetros en SimSEE para considerar curvas ISME en Bonete.

#### **4.8 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.

#### **4.9 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.



## 5 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 RESULTADOS.....</b>	<b>3</b>
2.1 Valores del agua.....	3
2.2 Balance energético.....	3
2.3 Evolución de la cota de Bonete.....	4
2.4 Evolución de la cota de Palmar.....	5
2.5 Evolución de la cota de Salto Grande.....	6
2.6 Costo Marginal del Sistema.....	7
2.7 Despacho promedio.....	8
2.8 Despacho térmico.....	9
2.9 Despacho falla.....	10
2.10 Consumos previstos de combustibles.....	11
2.11 Valorización de la Demanda al Costo Marginal.....	12
<b>3 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.....</b>	<b>13</b>
3.1 Principales hipótesis.....	13
3.2 Demanda y Falla.....	13
3.2.1 Previsión de demanda.....	13
3.2.2 Representación de la falla.....	15
3.3 Situación hidrológica y Clima.....	15
3.3.1 Energía Hidráulica Afluente Trimestral (EHAT).....	15
3.3.2 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, agosto de 2022).....	17
3.4 Precios de los combustibles y costos variables de las unidades térmicas.....	18
3.5 Centrales térmicas en base a combustibles fósiles.....	20
3.6 Centrales térmicas en base a Biomasa.....	21
3.7 Mantenimientos programados de generación.....	21
3.8 Programa indicativo de mantenimientos para los siguientes 36 meses.....	23





<b>4 MODELO</b> .....	<b>27</b>
4.1 Versión SimSEE.....	27
4.2 Salas SimSEE.....	27
4.3 Horizontes de tiempo.....	27
4.4 Estado inicial del Sistema.....	27
4.5 Demanda.....	27
4.6 Modelado de las Unidades de Falla.....	27
4.6.1 Modelado del Ciclo Combinado.....	28
4.7 Controles de Cota y erogados mínimos de los embalses.....	28
4.8 Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.....	29
4.9 Parámetros generales.....	29
<b>5 GLOSARIO</b> .....	<b>30</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>33</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	<b>34</b>

## Índice de figuras

Figura 1: Evolución de la cota de Bonete.....	4
Figura 2: Evolución de la cota de Palmar.....	5
Figura 3: Evolución de la cota vista por Uruguay de Salto Grande.....	6
Figura 4: Evolución del Costo Marginal del Sistema.....	7
Figura 5: Generación por fuente.....	8
Figura 6: Despacho térmico acumulado.....	9
Figura 7: Despacho falla acumulado.....	10
Figura 8: Consumo acumulado de GO hasta Agosto de 2023.....	11
Figura 9: Consumo acumulado de FOMO hasta Agosto de 2023.....	11
Figura 10: Energía Hidráulica Afluente promedio móvil trimestral del último año móvil.....	15
Figura 11: Previsión climática para ASO/2022 (CPTEC/INPE, julio de 2022).....	16



Figura 12: Modelos de previsión del Niño/Niña.....	17
<i>Figura 13: Previsión Niño/Niña.....</i>	18
Figura 14: Precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril.....	19
<i>Figura 15: Mantenimientos programados del 6/8/2022 al 31/03/2023.....</i>	22
Figura 16: Programa indicativo para el período 01/04/2023 al 05/04/2024.....	23
Figura 17: Programa indicativo para el período 06/04/2024 al 04/04/2025. El sombreado gris indica que no se cuenta con información.....	24
Figura 18: Programa indicativo para el período 05/04/2025 al 02/01/2026. El sombreado gris indica que no se cuenta con información.....	25

## Índice de tablas

Tabla 1: Balance energético en el período 13/8/22 al 28/10/22.....	3
Tabla 2: Energía real y proyectada de los años 2020 a 2052.....	14
Tabla 3: Precio de combustibles derivados.....	19
Tabla 4: Costos Variables de las unidades térmicas.....	20
Tabla 5: Cronograma de entrada de UPM2.....	21
Tabla 6: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gas Oil.....	28
<i>Tabla 7: Controles de cota para las centrales hidroeléctricas.....</i>	28
Tabla 8: Parámetros en SimSEE para considerar curvas ISME en Bonete.....	29