



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Programación Estacional (PES) Noviembre 2021

ADME

10/11/2021

Montevideo - Uruguay

ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Autores:

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

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

Responsable: Ruben Chaer



1 Resumen ejecutivo.

Se elabora la PES utilizando dos casos de estudio: un Caso Base y un Caso Alternativo. El Caso Alternativo tiene las mismas hipótesis que el Caso Base, incorporando como hipótesis adicional la disponibilidad de Gas Natural durante el período de tiempo desde el 1/11/21 hasta el 15/12/21.

Se presenta a continuación un resumen de los resultados más relevantes del Caso Base para el Período Estacional, el cual se define desde el 30/10/2021 al 29/04/2022.

1. Se prevé que el índice El Niño 3.4 se mantenga en condiciones de La Niña para los próximos meses hasta el verano inclusive, condicionando para el trimestre octubre-noviembre-diciembre que las precipitaciones estén por debajo de lo normal.
2. Se estima que la demanda, a nivel de generación, para el año 2021 será de 11132 GWh lo que significa un crecimiento de 1.5% respecto de la demanda de 2020. La demanda estimada en el Período Estacional, con confianza 90 % es de 5366 GWh ± 1.5 %.
3. El valor esperado del Costo Marginal en el período estacional es de 154.4 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 72.9 m con probabilidad 95% y por debajo de 79.3 m con probabilidad 95%.
5. En el período estacional, el despacho de Falla acumulado con probabilidad 5% de ser excedido es 7.5 GWh y en valor esperado es 1.4 GWh. Dichos valores comparados con una demanda de 5366 GWh son insignificantes.

Para el Caso Alternativo se obtienen resultados muy similares a los del Caso Base, con algunas diferencias con respecto a la generación hidroeléctrica, térmica y energía exportada. Dichas diferencias son consecuencia directa de la disponibilidad de Gas Natural como un recurso de menor costo para el sistema. El caso Alternativo tiene un 1% menos de generación hidroeléctrica, un 6% más de generación térmica y un 7% más de exportación a Brasil con respecto a los valores correspondientes del caso Base.

Los resultados de ambos casos de estudio indican que no existen riesgos importantes para el sistema que ameriten acciones correctivas.



2 Introducción

En el presente informe, las palabras en mayúsculas tienen el significado que se les da en el Glosario de la sección 7.

En la SECCIÓN VIII PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN Título IV PROGRAMACIÓN ESTACIONAL DE LARGO PLAZO Artículo 127 del Decreto 360/2002 se establece que el DNC debe realizar la Programación Estacional de Largo Plazo, con el objeto de prever con suficiente anticipación los requerimientos de disponibilidad y de reserva para minimizar el riesgo de racionamiento y de falta de calidad.

La programación de la operación abarca los siguientes aspectos:

- a) Coordinación del Programa Anual de Mantenimiento.
- b) Evaluación y análisis de la operación esperada y resultados probables, en función de hipótesis de demanda, disponibilidad, hidrología, etc.
- c) Cálculo del valor del agua del embalse de la central hidroeléctrica Gabriel Terra a utilizar en los modelos de mediano y de corto plazo.
- d) Simulación y análisis de seguridad de suministro, identificando las condiciones previstas en que puede surgir riesgo de racionamiento.
- e) Programación indicativa de la optimización y evolución de embalses, y definición y cuantificación de riesgo de vertimiento previsto.
- f) Programación indicativa de la generación térmica y consumo de combustibles previsto.
- g) Determinación y cuantificación de previsiones de requerimientos de generación obligada por calidad (tensión).
- h) Cálculo del sistema de precios estabilizados para Distribuidores.

Todas las simulaciones son realizadas utilizando la plataforma de simulación de la operación óptima de sistemas de energía eléctrica SimSEE.

En el sitio web de ADME (<https://adme.com.uy>) se pone a disposición las Salas SimSEE así como los binarios para Windows y Linux de la versión de SimSEE utilizados.

3 Resultados Caso Base

3.1.1 Balance energético

En la Tabla 1 se muestra el balance energético para el Período Estacional.

Fuente	Generación acumulada [GWh]	% de la Generación total
Hidráulica	1921	29.9
Térmica	1428	22.2
Biomasa	483	7.5
Eólica	2396	37.2
Solar	198	3.1
Falla	1	0.0
Importación Argentina	5	0.1
Importación Brasil	0	0.0
Generación Total	6433	100
Excedentes Vertimiento	13	
Exportación Argentina	32	
Exportación Brasil	1023	
Demanda	5366	

Tabla 1: Balance energético en el semestre.

La demanda estimada es de 5366 GWh \pm 1.5 % con confianza 90 %.

3.1.2 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.

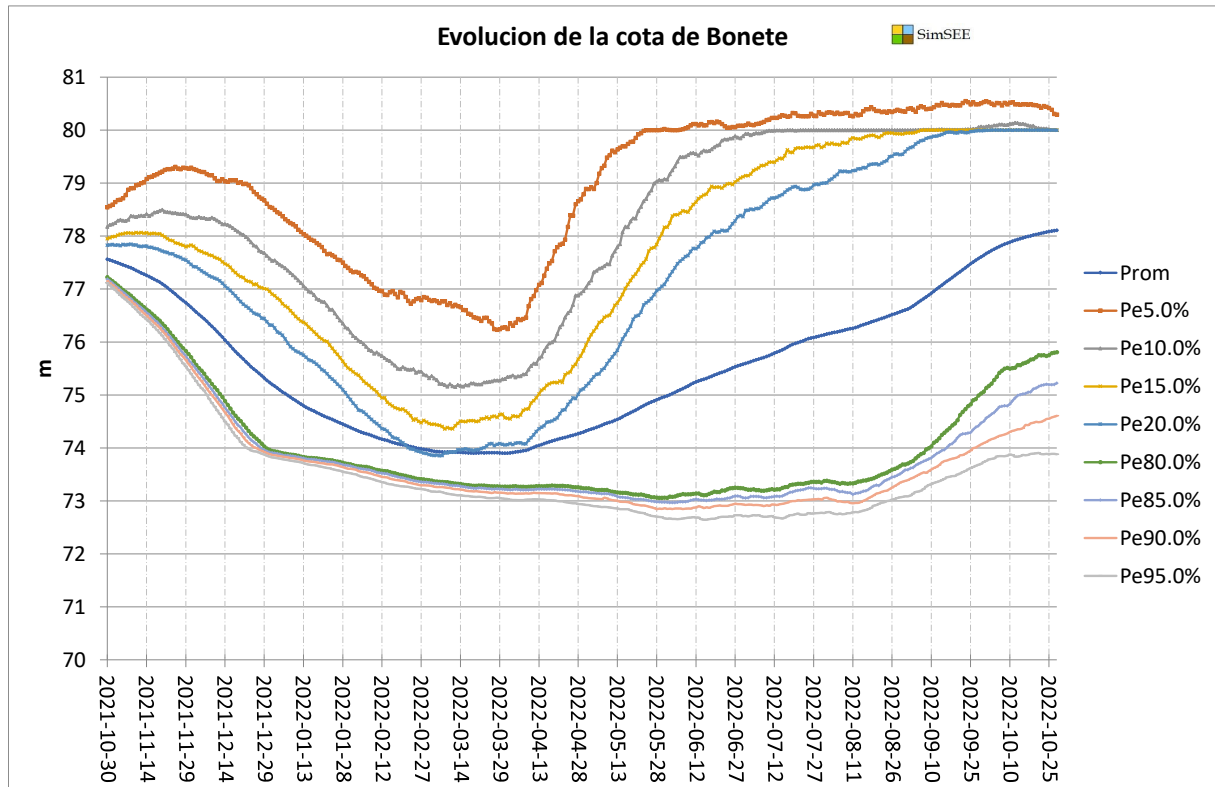


Figura 1: Evolución de la cota de Bonete.

En el Período Estacional la cota del lago de Rincón de Bonete se mantiene por encima de los 72.9 m con probabilidad 95% y por debajo de 79.3 m con probabilidad 95%. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 74.3 m.

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.

3.1.3 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.

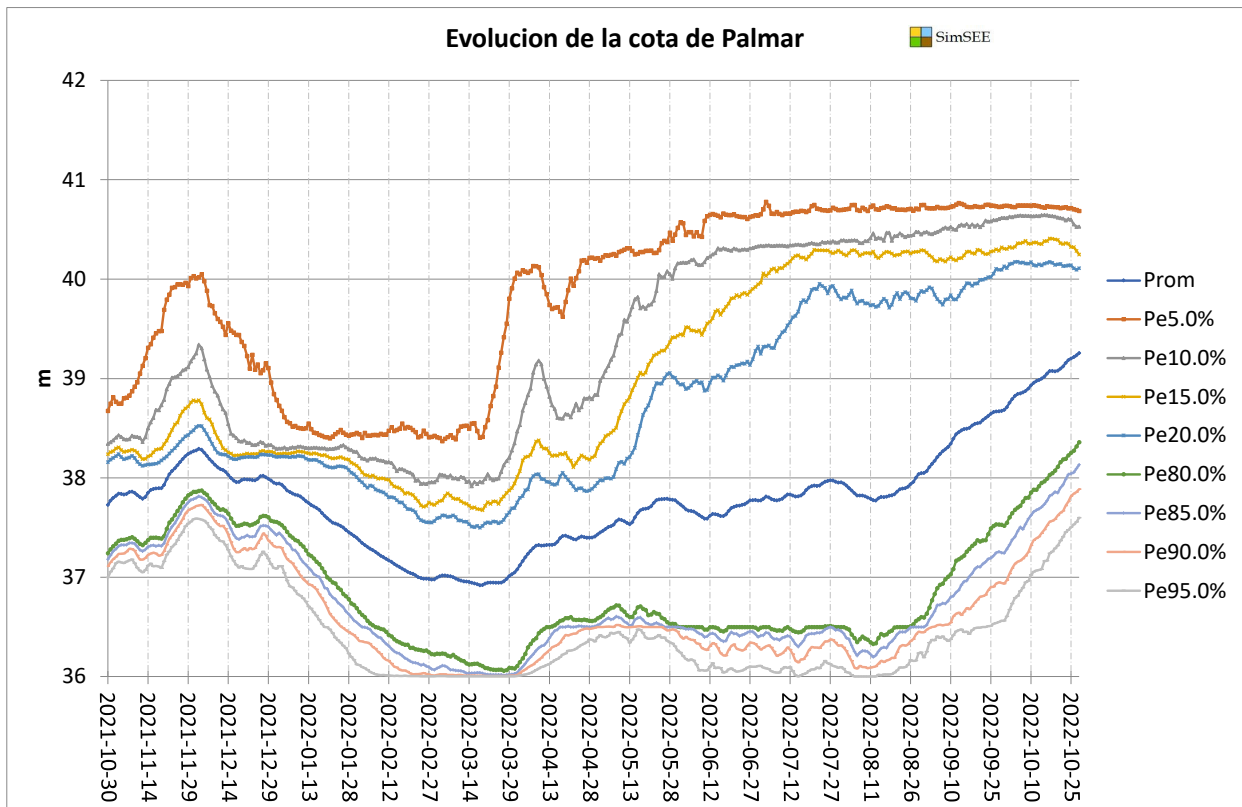


Figura 2: Evolución de la cota de Palmar.

En el Período Estacional la cota del lago de Palmar se mantiene por encima de los 36 m con probabilidad 95% y por debajo de 40.2 m con probabilidad 95%. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 37.4 m.

3.1.4 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.

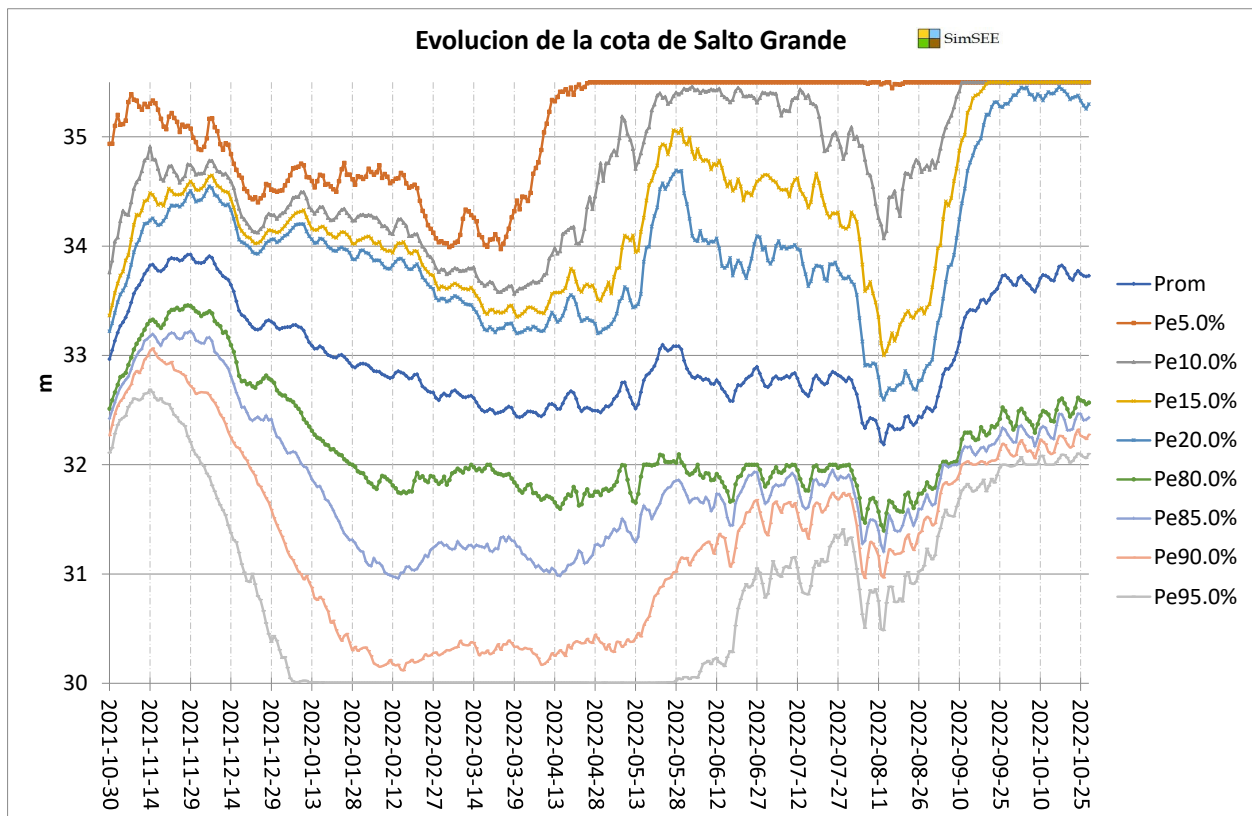


Figura 3: Evolución de la cota vista por Uruguay de Salto Grande.

En el Período Estacional la cota vista por Uruguay del lago de Salto Grande se mantiene por encima de los 30 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 32.5 m.

3.1.5 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.

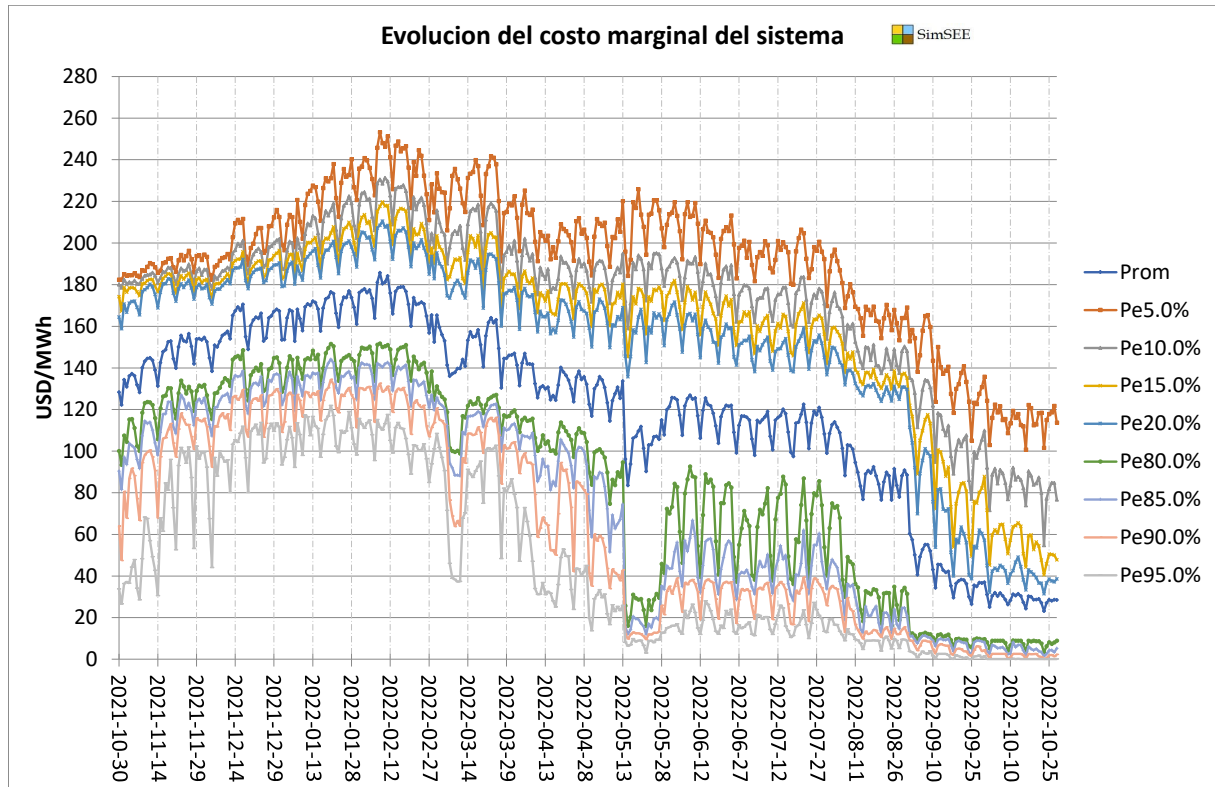


Figura 4: Evolución del Costo Marginal del Sistema.

En el Período Estacional el Costo Marginal esperado es de 154,4 USD/MWh.

3.1.6 Despacho promedio

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

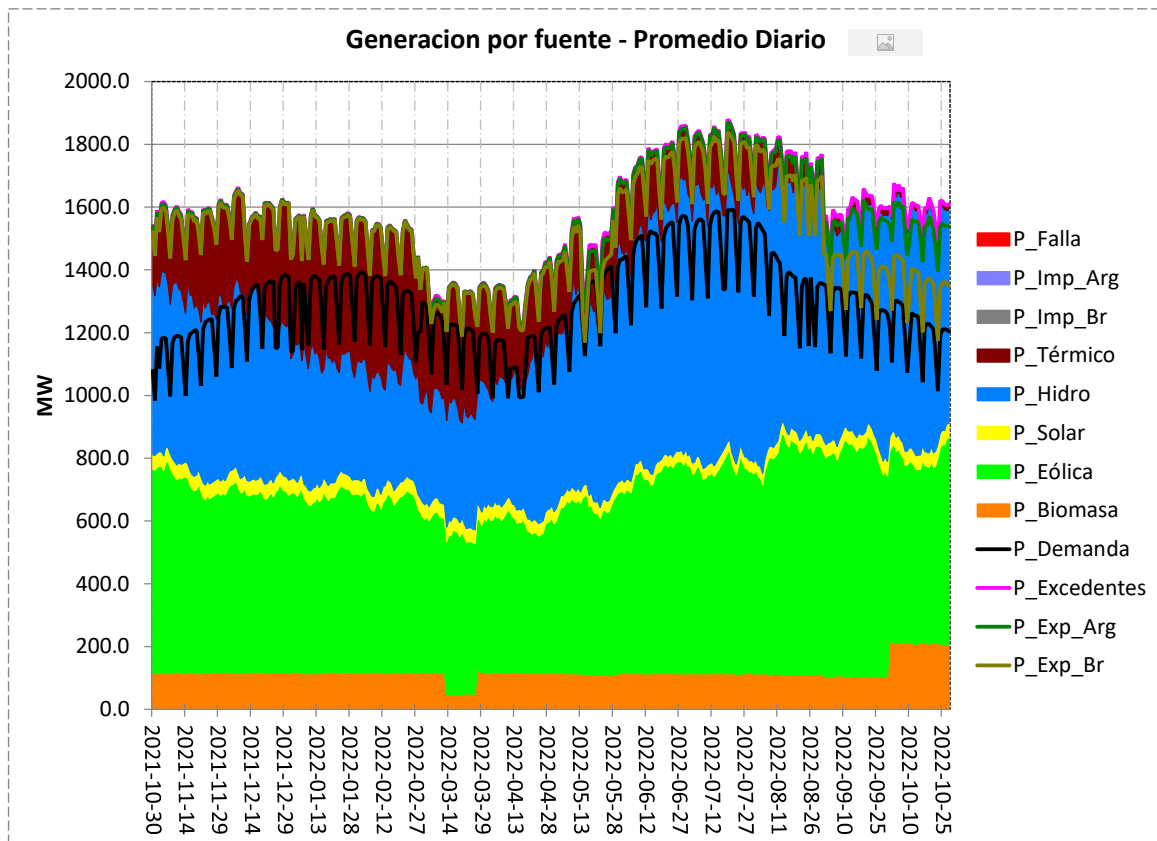


Figura 5: Generación por fuente.

Se observa que el despacho esperado de generación térmica es mas importante en el verano 2021, extendiéndose hasta agosto del 2022. A partir de setiembre de 2022 se observa una disminución significativa en las exportaciones hacia Brasil junto con un incremento en las exportaciones hacia Argentina y en los excedentes de generación. Esto ocurre como consecuencia de que a partir de esa fecha se modela una disminución abrupta en el CVI y en la potencia máxima de intercambio con Brasil. Por otro lado, se observa el comienzo de la incorporación de UPM2 al Sistema en el mes de octubre del 2022 y también un mantenimiento programado de la central Montes del Plata en el mes de marzo 2021.

3.1.7 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.

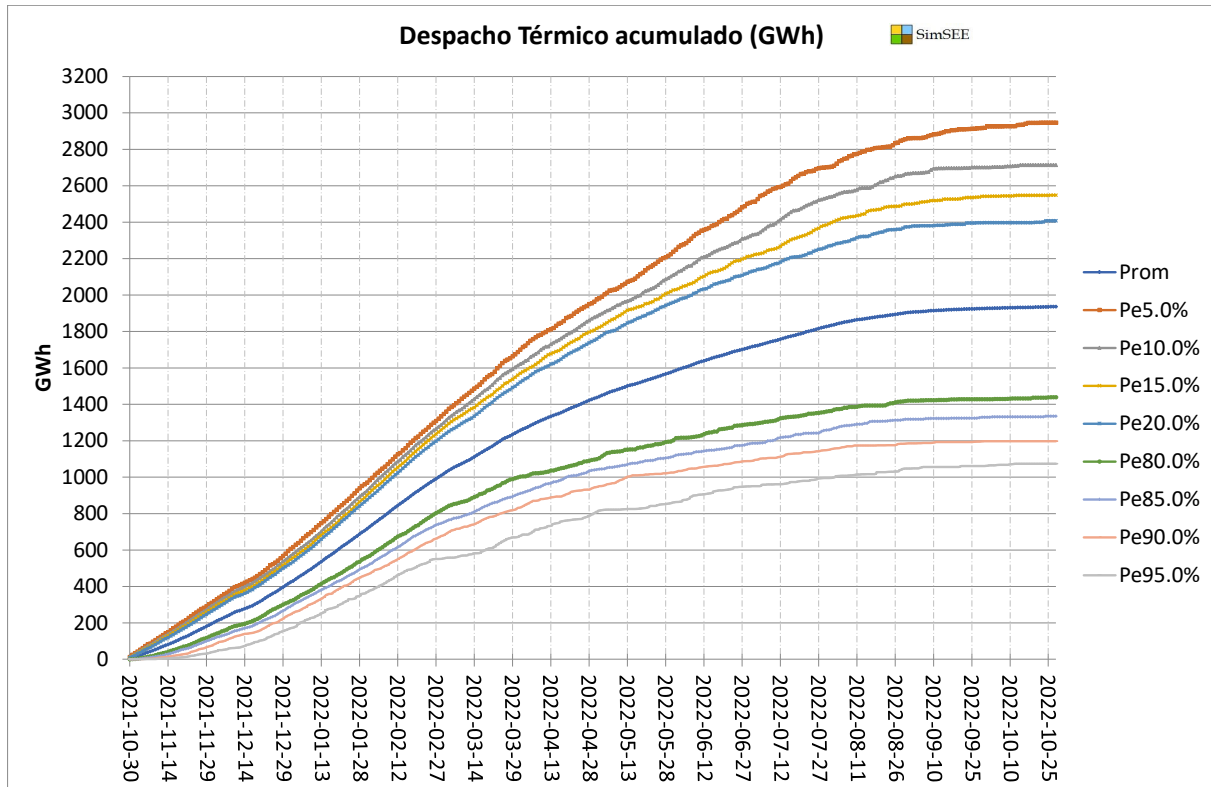


Figura 6: Despacho térmico acumulado.

En el Período Estacional el despacho térmico esperado es de 1428 GWh, con un rango de variación comprendido entre 795 GWh y 1955 GWh con una confianza de 90 %.

3.1.8 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.

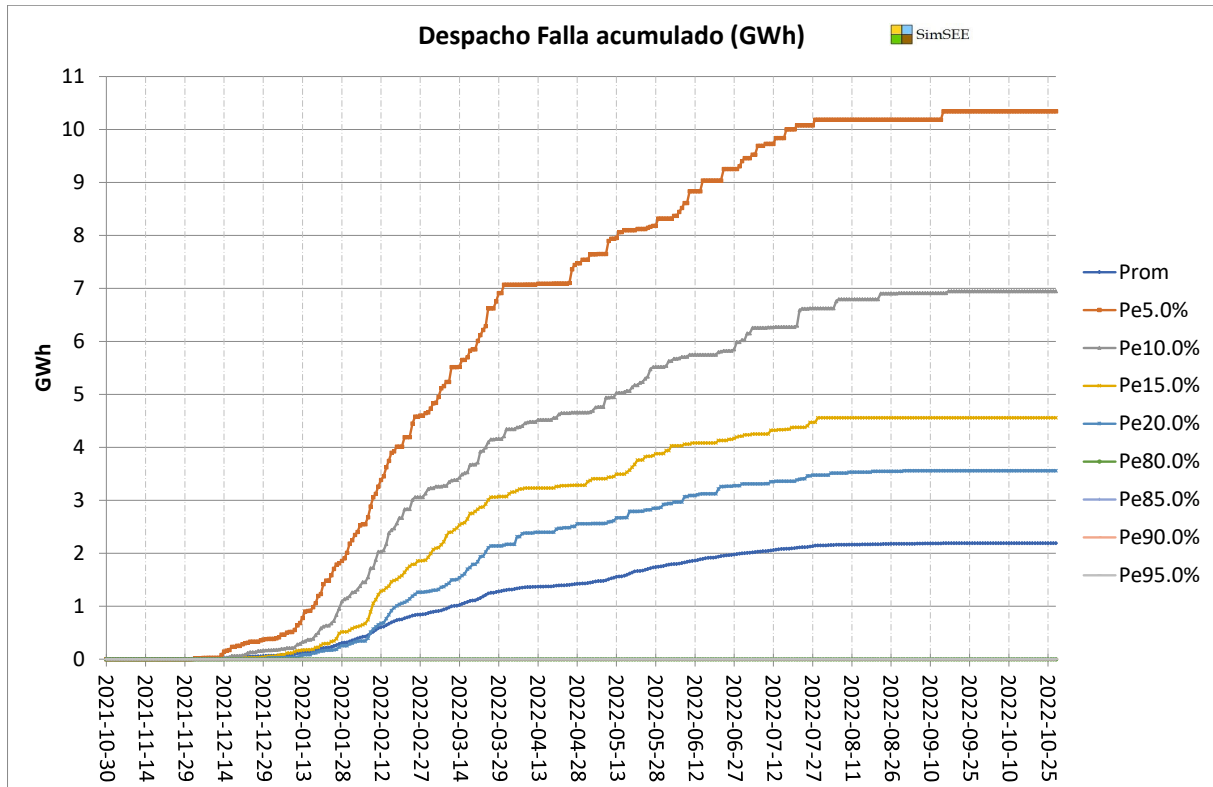


Figura 7: Despacho falla acumulado.

En el Período Estacional el despacho de falla esperado es de 1.4 GWh, con un rango de variación comprendido entre 0 GWh y 7.5 GWh con una confianza de 90 %.

3.1.9 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.

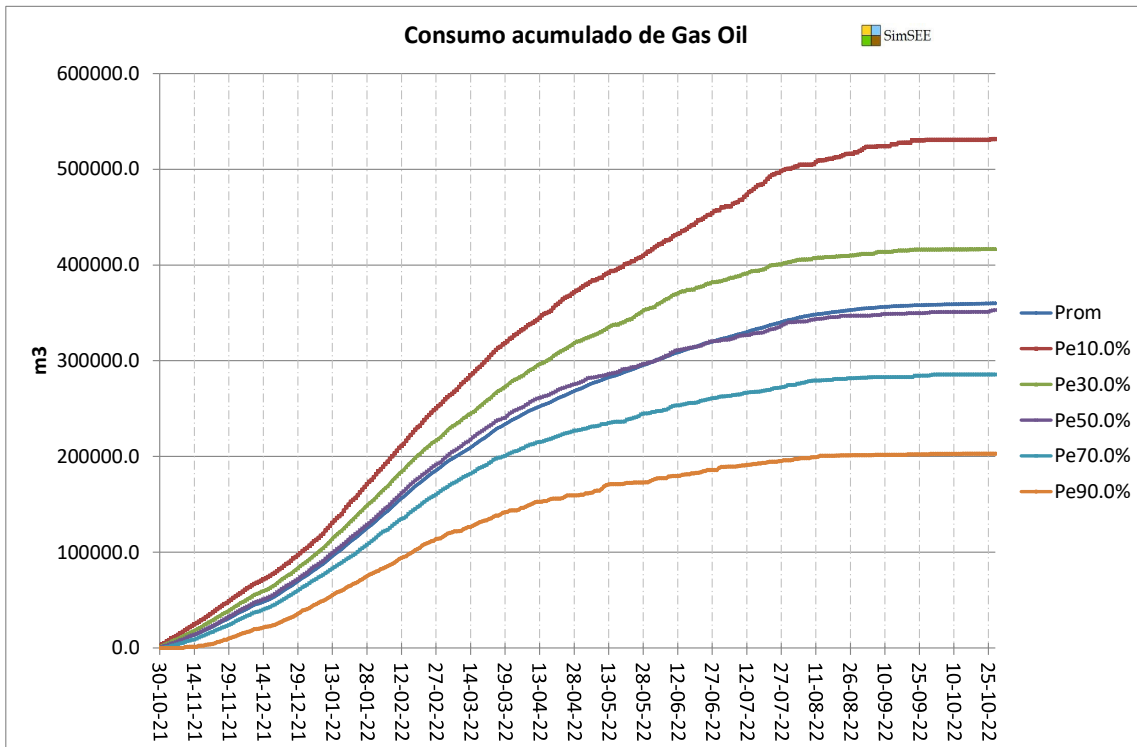


Figura 8: Consumo acumulado de GO hasta Octubre 2022.

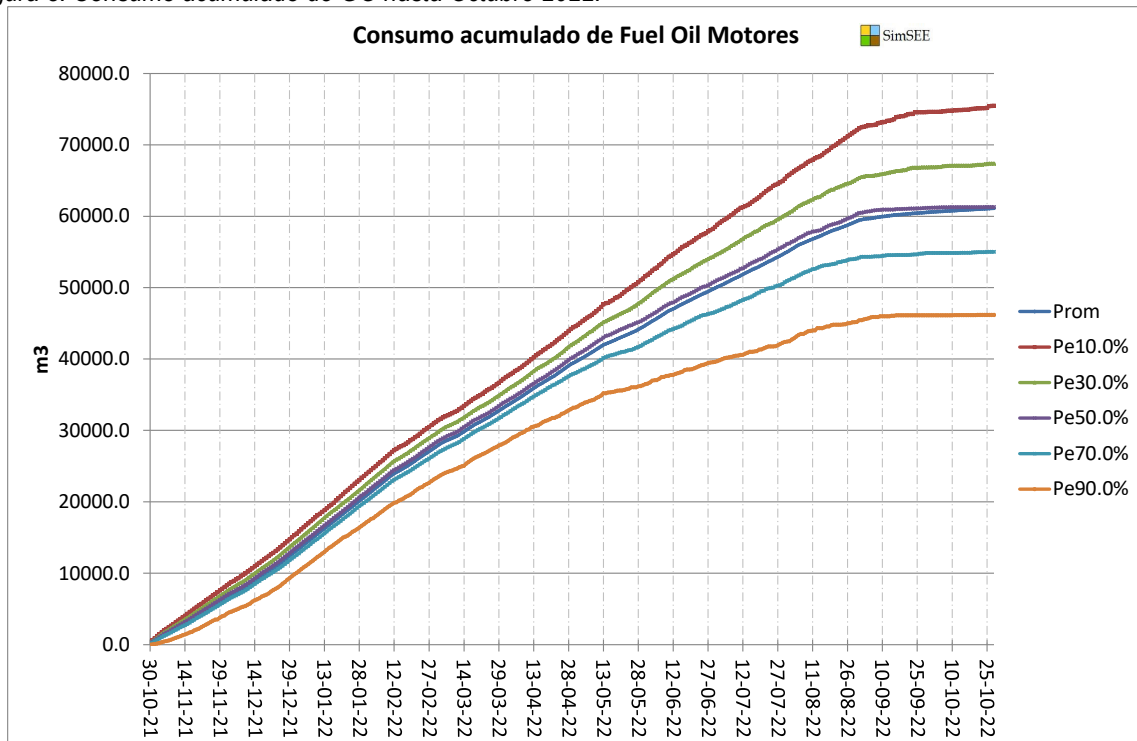


Figura 9: Consumo acumulado de FOMO hasta Octubre 2022.



En el Período Estacional el consumo esperado de GO es de 269256 m³, con un rango de variación comprendido entre 159366 m³ y 373196 m³ con una confianza de 80 %.

Dentro del mismo período el consumo esperado de FuelOil Motores es de 39258 m³, con un rango de variación comprendido entre 32999 m³ y 44214 m³ con una confianza de 80 %.

En el Caso Base no hay disponibilidad de GN por lo que no hay consumo del mismo.

3.1.10 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:

- $P[j]^{i,k}$: 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 122.7 USD/MWh en el periodo comprendido entre el 30/10/2021 y el 28/10/2022.

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 octubre 2021.



4.1 Principales hipótesis

- Se toman las siguientes tasas de crecimiento para la demanda: 1.5%, 1.9%, 2.7%, 2.4%, 2.2% y 2.4% para los años 2021, 2022, 2023, 2024, 2025 y 2026 respectivamente.
- Se actualizan los mantenimientos de acuerdo a la última actualización del PAM octubre 2021.
- Se actualizan precios de los combustibles según los vigentes a partir del 1/10/21.
- 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 450¹ y 120 m³/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 setiembre de 2021.
- Se considera un Caso Base sin GN en todo el período de optimización; y un Caso Alternativo que modela una disponibilidad de GN de 90 % (para importar desde Argentina) entre el 1/11/21 y el 15/12/2021.
- 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

En la Tabla 2 se muestran las energías anuales reales y proyectadas entre los años 2015 y 2026. En la Tabla 3 se muestran las energías trimestrales reales y proyectadas desde el primer trimestre del 2020 hasta el último trimestre del 2022.

¹ Se representa solo la mitad uruguaya de la Central, por eso el caudal a erogar es 450 y no 900 m³/s. Cuando la Central no regula frecuencia el erogado mínimo es de 600 m³/s (300 para la mitad uruguaya). Dado el impacto de esta restricción en las actuales condiciones de aportes y nivel del lago se decide modelar el caso más restrictivo, aunque se entiende que los Despachos harán los esfuerzos necesarios para disminuir la intervención de la Central Salto Grande en la regulación de frecuencia.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

AÑO	Energía entregada a Trasmisión (GWh)	Tasa de CRECIMIENTO
2015	10.513	1.21%
2016	11.180	6.34%
2017	10.784	-3.54%
2018	11.182	3.69%
2019	11.033	-1.33%
2020	10.969	-0.59%
2021	11.132	1.50%
2022	11.339	1.90%
2023	11.645	2.70%
2024	11.924	2.40%
2025	12.184	2.20%
2026	12.476	2.40%

Tabla 2: Energía real y proyectada de los años 2015 a 2026.

AÑO/TRIM	Energía entregada a Trasmisión (GWh)	Tasa de CRECIMIENTO
2020Q1	2.761	2,5%
2020Q2	2.617	-1,2%
2020Q3	2.973	-1,7%
2020Q4	2.618	-1,8%
2021Q1	2.644	-4,2%
2021Q2	2.796	6,8%
2021Q3	3.031	1,9%
2021Q4	2.662	1,7%
2022Q1	2.737	3,5%
2022Q2	2.816	0,7%
2022Q3	3.051	0,7%
2022Q4	2.735	2,7%

Tabla 3: Tasas de crecimiento consideradas por trimestre de los años 2020 a 2022

Los datos presentados se basan en las proyecciones anuales y trimestrales elaboradas en setiembre de 2021 (13-09-2021) por la S.G. de Mercado de UTE.

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	11336	264
Entre 2 y 7	25764	600
Entre 7 y 14.5	103056	2400
Entre 14.5 y 100	171760	4000

Tabla 4: Representación de la Falla.

Se considera un tipo de cambio de 42.940 \$/USD según BCU dólar billete al 30/09/2021.

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

4.3 Situación hidrológica y Clima

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

4.3.1 Energía Hidráulica Afluente Trimestral (EHAT)

En la Figura 10 se muestran los cortes de probabilidad de la EHAT histórica junto con los valores observados (curva roja) para cada semana del último año. La EHAT se

define como la energía trimestral afluyente a las represas hidroeléctricas Bonete, Palmar, Baygorria y Salto Grande.²

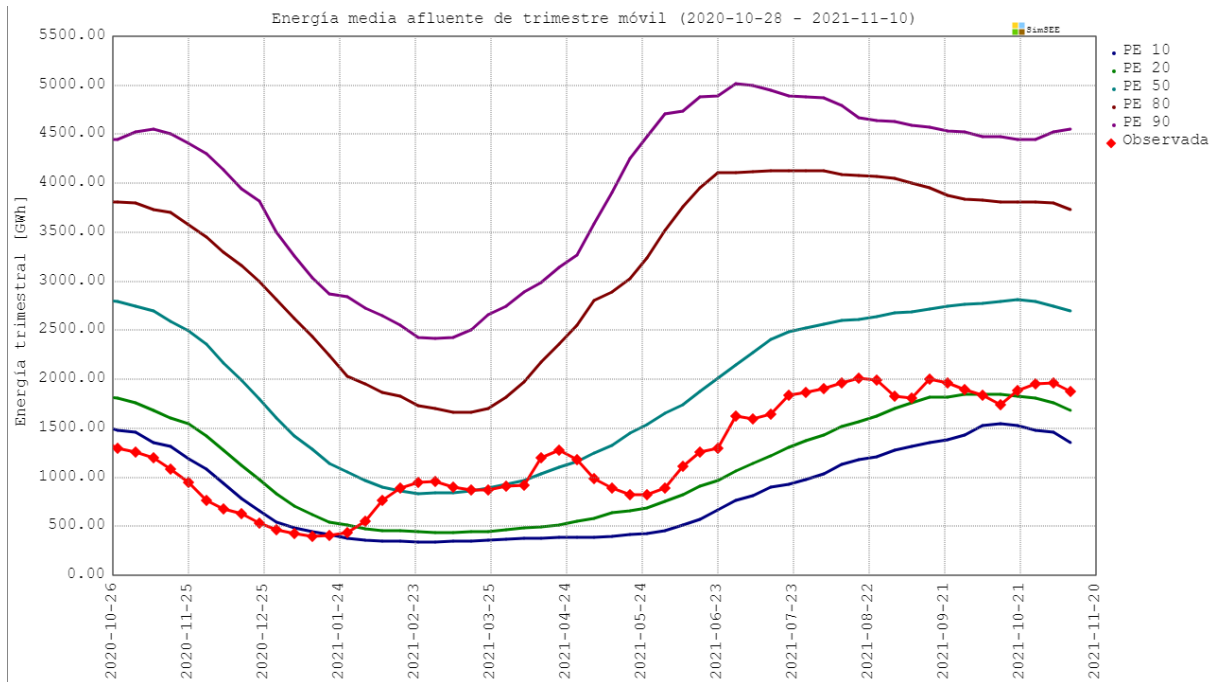


Figura 10: Energía Hidráulica Afluyente promedio móvil trimestral del último año móvil.

Se observa que en la última semana de octubre el sistema se encuentra con una hidraulicidad del orden de PE80% histórica para la época, del orden de los 2000 GWh en el último trimestre móvil.

² <http://latorre.adme.com.uy/vates/hidro/resumen/index.php>

4.3.2 Previsión climática para OND/2021 (Fuente CPTEC)

En la Figura 11 se muestra la previsión probabilística de precipitaciones (CPTEC/INPE, octubre de 2021³) en tres categorías para el trimestre octubre-noviembre-diciembre (OND) de 2021.

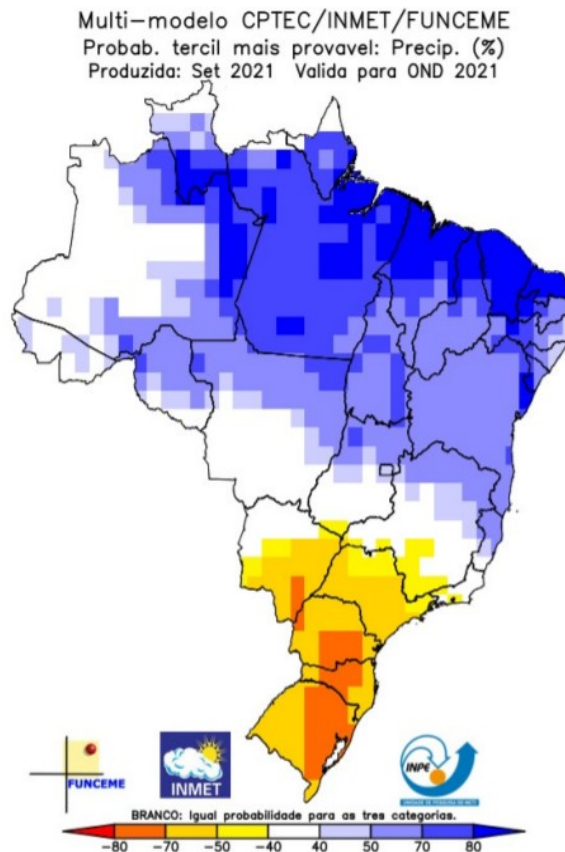


Figura 11: Previsión climática para OND/2021 (CPTEC/INPE, octubre de 2021).

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

³http://clima1.cptec.inpe.br/~rclima1/pdf_notatecnica/Nota_Tecnica.pdf

2. El valor previsto de precipitaciones para dicho tercil (expresado en % con respecto a la media histórica de precipitaciones).

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

4.3.3 **Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, Octubre de 2021⁴)**

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.

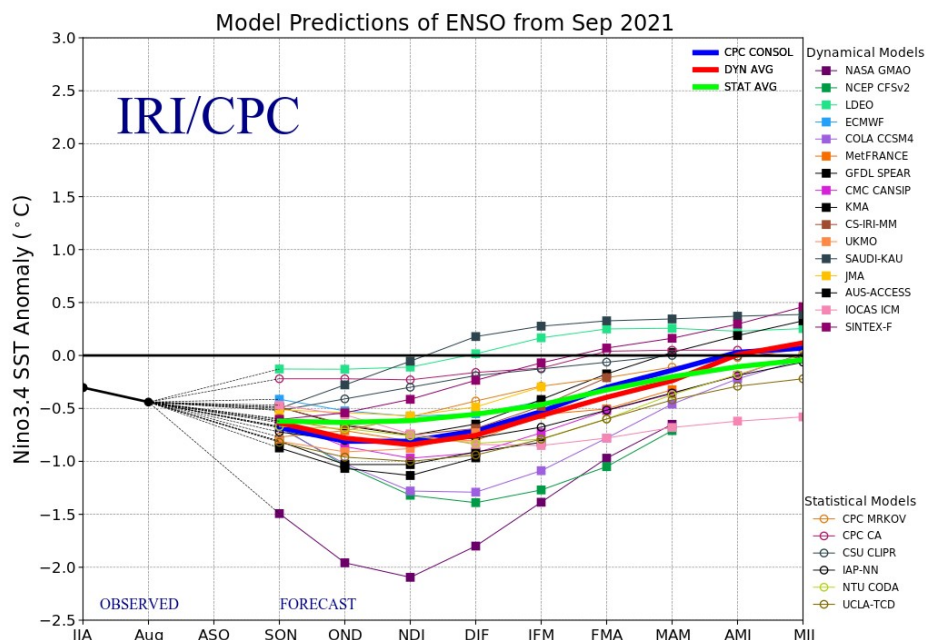


Figura 12: Modelos de previsión del Niño/Niña.

A partir de la figura se observa que, para el período de estudio el ensemble de pronósticos muestra una dispersión en el rango 0.0 a -1.0. Si se consideran las curvas roja y verde de trazo continuo como los valores esperados, se observa que las estimaciones parten en noviembre de valores entre -0.5 y -1.0 y terminan en abril en valores del orden de 0.0. Se puede concluir que la previsión del IN34 tiene un sesgo hacia condiciones de sequía en el próximo semestre.

⁴ https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/current/?enso_tab=enso-cpc_plume

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

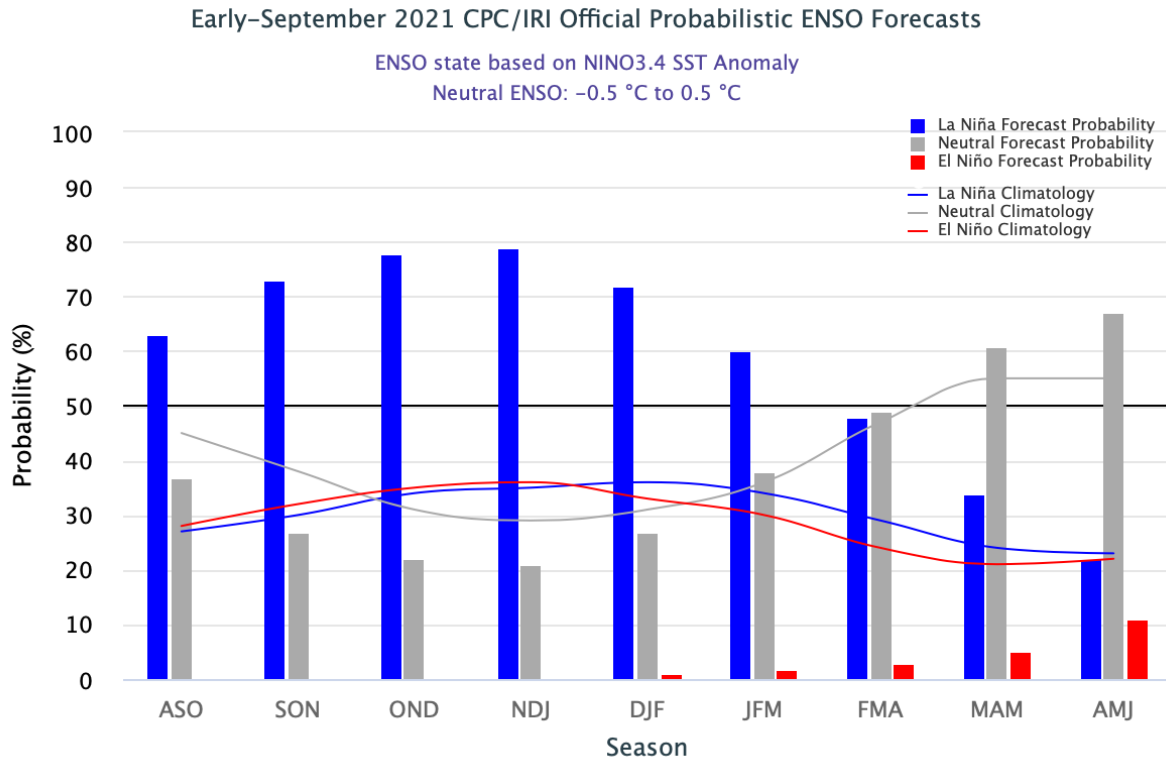


Figura 13: Previsión Niño/Niña.

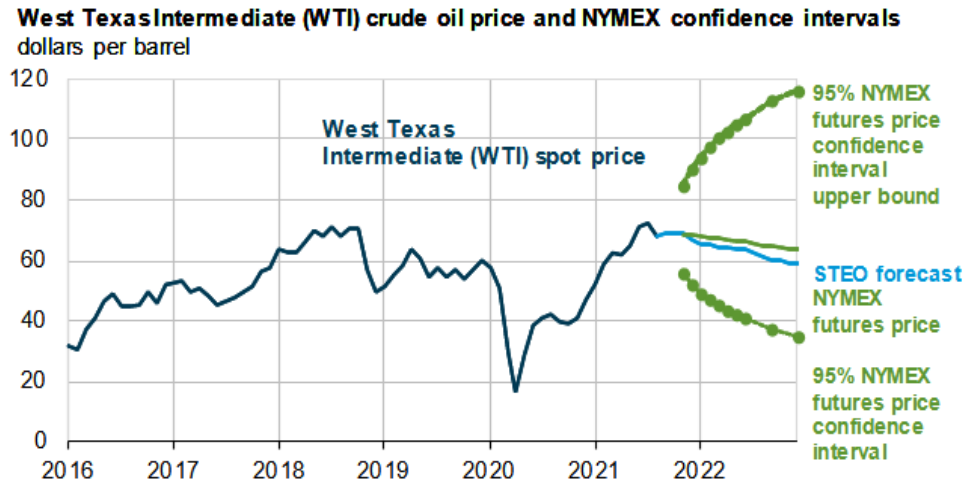
A partir de la figura se observa que, para el período de estudio el pronóstico muestra más probabilidad de ocurrencia de la Niña.

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 setiembre 2021 hasta fines de 2022, y para el largo plazo (hasta el año 2050) también proyecciones de EIA de octubre de 2020.

En la Figura 14 se muestran los precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril desde fines del 2021 hasta el 2022.



Note: Confidence interval derived from options market information for the five trading days ending Sep 2, 2021. Intervals not calculated for months with sparse trading in near-the-money options contracts.

Sources: U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, September 2021, CME Group, Bloomberg, L.P., and Refinitiv an LSEG Business



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 60 USD/barril hacia fines del 2022. La previsión tiene una dispersión grande, con un máximo del orden de 120 USD/barril y un mínimo de aproximadamente 30 USD/barril con 90% de confianza.

Los precios de los combustibles provienen de distintas fuentes.

GO y FOMO: provistos por ANCAP, teniendo en consideración los parámetros establecidos para la venta de GasOil y FuelOil a UTE para generación térmica a partir de la resolución de directorio de ANCAP N°667/9/2019.

GN: El Caso Alternativo tiene GN para importar desde Argentina con una disponibilidad (con paso de sorteo semanal) de 90% durante el período de tiempo desde el 1/11/21 hasta el 15/12/21. El GN se estima a un precio según lo informado por UTE, que resulta en una reducción de 59% del costo variable de la central de Ciclo combinado con respecto a su operación con GO.

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



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

REF WTI (US\$/Barril):		72,18	
Combustibles	U\$/m ³	Densidad kg/l	U\$/T
Gasoil	690,3	0,845	816,9
Fueloil Motores	473,8	0,985	481,0
Gas Natural (may - set)	0,4364	0,0006	750,2
Gas Natural (oct - abr)	0,2833	0,0006	486,9

Tabla 5: Precio de combustibles derivados.

En la Tabla 6 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.

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	229.0	229.0	481.0	110.1	10.9	121.0	121.0
PTA 1-6	225.0	348.8	816.9	183.8	8.4	192.2	293.3
PTA 1-6 - GN (may-set)	160.0	248.0	750.2	120.0	5.5	125.5	191.5
PTA 1-6 - GN (oct - abr)	160.0	248.0	486.9	77.9	5.5	83.4	126.3
CTR	289.0	592.5	816.9	236.1	4.3	240.4	488.3
PTA 7 y 8	239.0	322.7	816.9	195.2	8.0	203.2	271.6
PTB - CA - GO	251.1	337.4	816.9	205.1	4.7	209.8	280.3
PTB - CC - GO	165.2	219.4	816.9	134.9	6.0	140.9	185.3
PTB - CA - GN (oct - abr)	169.3	243.0	486.9	82.4	3.6	86.0	121.9
PTB - CC - GN (oct - abr)	109.2	149.3	486.9	53.2	4.9	58.1	77.6

Tabla 6: Costos Variables de las unidades térmicas.

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



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

4.5 Generación Renovable no Convencional

En esta sección se presenta los valores de potencia equivalente utilizados en las centrales generadoras de fuente renovable no convencional. Se calcula la generación prevista descontados los consumos propios.

4.5.1 Eólica

En la Tabla 7 se muestran las centrales de generación eólica con su potencia autorizada a inyectar a la red de UTE.

Central Generadora	Agente Generador	Potencia autorizada a inyectar en la red (MW)
COLONIA ARIAS	RAFISA (<i>ver Nota 1</i>)	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 (<i>ver Nota 2</i>)	141.6
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	10.0
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	ROUAR S.A.	65.1
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	FINGANO S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	VENGANO S.A.	40.0
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	POLESINE S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	GLYMONT S.A.	49.5
PARQUE EÓLICO JULIETA	IWERYL S.A.	3.6
PARQUE EÓLICO KIYÚ	COBRA INGENIERÍA URUGUAY S.A.	48.6
PARQUE EÓLICO LIBERTAD	TOGELY COMPANY S.A.	7.7
PARQUE EÓLICO LOMA ALTA - CENTRAL 1	NUEVO MANANTIAL S.A.	7.8
PARQUE EÓLICO MAGDALENA	KENTILUX S.A.	17.2
PARQUE EÓLICO MALDONADO	R DEL SUR S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO MALDONADO II	R DEL ESTE S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO MARÍA LUZ	TOGELY COMPANY S.A.	9.8
PARQUE EÓLICO NUEVO PASTORALE I	VIENTOS DE PASTORALE S.A.	49.2
PARQUE EÓLICO ROSARIO	TOGELY COMPANY S.A.	9.0
PARQUE EÓLICO SOLÍS DE MATAOJO	POSADAS & VECINO S.A.	10.0
PARQUE EÓLICO VENTUS I	República Administradora de Fondos de Inversión S.A.	9.0
PARQUE EÓLICO VILLA RODRÍGUEZ	TOGELY COMPANY S.A.	10.0
PERALTA I GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	50.0
PERALTA II GCEE	AGUA LEGUAS S.A.	50.0
TALAS DEL MACIEL I	ASTIDEY S.A.	50.0
TALAS DEL MACIEL II	CADONAL S.A.	50.0
VALENTINES	AREAFLIN S.A.	70.0
TOTAL		1476.7
<i>Nota 1: República Administradora de Fondos de Inversión S.A. en calidad de fiduciario del Fideicomiso Financiero Arias</i>		
<i>Nota 2: República Administradora de Fondos de Inversión S.A. en calidad de fiduciario del Fideicomiso Financiero Pampa</i>		

Tabla 7: Centrales de generación eólica.



4.5.2 Solar Fotovoltaica

En la Tabla 8 se muestran los centrales de generación solar fotovoltaica con su potencia autorizada a inyectar a la red de UTE.

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Autorizada a inyectar a la red (MW)
ABRIL	GILPYN S.A.	1
ALTO CIELO	ALTO CIELO S.A.	20
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A.	10
ASAHI	MIEM-UTE	0.5
CASALCO	CASALCO S.A.	1.75
CERROS DE VERA SOLAR	UTE	0.05
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16
DICANO	DICANO S.A.	11.25
EL NARANJAL	COLIDIM S.A.	50
FENIMA	FENIMA S.A.	9.5
HIKARI	MIEM-UTE	0.25
LA JACINTA	JACINTA SOLAR FARM S.R.L.	50
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A.	20
NATELU	NATELU S.A.	9.5
PETILCORAN	PETILCORAN S. A.	9.5
RADITON	RADITON S.A.	8
TS	CERNERAL S.A.	1
VINGANO	VINGANO S.A.	1
YARNEL	YARNEL S.A.	9.5
TOTAL		228.8

Tabla 8: Centrales de generación solar fotovoltaica.

4.5.3 Biomasa

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

Los valores de la Tabla 9 corresponden a una aproximación en base su generación a los efectos de simular la energía disponible de cada recurso en el período estacional y no son válidos como determinantes de la disponibilidad real de las respectivas centrales de generación. Para el caso de Bioener y Fenirol, como dichas centrales tienen acuerdos con UTE por los cuales, pueden reducir la generación cuando a ambas partes les resulta conveniente, se modela dichas centrales como un recurso despachable con costo variable de 30 USD/MWh y con un pago por disponibilidad de 60 USD/MWh. Para los generadores que figuran con factor de disponibilidad f.d.=1 la potencia disponible se determina a partir de los valores históricos de generación entregada a la red (excluyendo los períodos de mantenimiento declarados). Para los generadores Ponlar, Liderdat, Galofer, Bioener y Fenirol la potencia disponible queda determinada por los valores calculados en estudios anteriores.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Generador	Potencia Efectiva [MW]	f.d. fortuita [p.u.]	TMR [horas]
Uruply S.A.	1.2	1	0
UPM	25	0.5	72
Fenirol	9.5	0.95	72
Bioener	9.5	0.9	72
Montes del Plata	80	0.85	72
Galofer	12.5	0.82	72
Ponlar	4.4	0.76	72
Alur	3.1	1	0
Lanas Trinidad	0.3	1	0
Las Rosas	0.2	1	0
Liderdat	2.45	0.82	0

Tabla 9: Centrales de generación de fuente biomasa.

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

		días	días mant.	días neto	MW	fd	
01/10/2022	31/12/2022	92		92	180	0.60	
01/01/2023	31/03/2023	90		90	190	0.60	
01/04/2023	30/09/2023	183		183	190	0.70	
01/10/2023	30/09/2024	366	10	356	220	0.60	10 días mantenimiento abril 2024
01/10/2024	30/09/2025	365		365	220	0.75	
01/10/2025	30/09/2026	365	10	355	220	0.80	10 días mantenimiento octubre 2025
Futuro					220	0.80	10 días mantenimiento cada 18 meses

Tabla 10: Cronograma de entrada de UPM2.

4.6 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 utiliza un modelo que representa las centrales térmicas de dicho país que pueden auxiliar a nuestro sistema en casos de emergencia. La importación 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

Se utiliza un modelo que representa la importación a través de Melo con 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 sobrecosto de 300 USD/MWh. En la práctica equivale a energía disponible para asistencia ante emergencias a costos superiores a Falla 1.

Exportación

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

Con Argentina

La exportación se modela mediante un actor Spot de Mercado a un precio de 12 USD/MWh, con una potencia de 800 MW y 70% de disponibilidad.

Con Brasil

La exportación se modela a través de un actor Spot de Mercado (no postizado), con una potencia de hasta 550 MW a precio PTA1-6 - 10 USD/MWh con 90% de disponibilidad hasta el 28-02-2022.

Desde el 01-03-2022, se usará el actor *Spot de mercado postizado* para representar la exportación a Brasil, usando las fuentes CVI como "costo marginal del comprador" (en este caso BR) en cada poste. Estas fuentes CVI serán modificadas (por fuera del actor, previamente en Fuentes) de modo que, en los siguientes 6 meses desde el 01-03-2022 con un 70% de probabilidad los precios sean iguales o superiores al costo variable del Ciclo Combinado (CC) (es decir, que en caso de estar disponible se "venda" el CC) mas un margen de ganancia mínimo de 30 USD/MWh. En este periodo la potencia máxima de intercambio será de 550 MW con un coef. de disponibilidad de 90%.⁵⁶

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.

4.7 Disponibilidad de las centrales térmicas de UTE:

En la Tabla 11 se muestran los valores de indisponibilidad fortuita para las centrales térmicas. Con la excepción de Ciclo Combinado, los valores del resto de las centrales

⁵ Atendiendo a la evolución proyectada del PLD de la región Sur de Brasil por CCEE para los próximos meses, se fija la tendencia del cmo en 53.76 USD/MWh (276.88 R\$/MWh) y los valores iniciales para los bornes cmo1 y cmo3 de la fuente CEGH correspondiente se fijan en 5.58 (~300 USD/MWh) y 5.29 (~284.5 USD/MWh) respectivamente.

⁶ En cuando a los detalles de los parámetros del actor Spot de Mercado Postizado, atendiendo al comportamiento observado del comercializador en Brasil, se crea un índice para el Costo Variable de Importación (CVI) como: $CVI = \max(0; (CMO_Br - 2.62 \text{ USD/MWh}) / 1.28$.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

disminuyen a partir del 2025 por no disponer de planes de mantenimiento programado ajustados desde ese año.

Período	C. Batlle Motores	PTA 1-6	PTI 7-8	CTR	Ciclo Combinado (TG)	Ciclo Combinado (TV)
01/10/2021 - 31/12/2024	0.75	0.8	0.8	0.75	0.85	0.7
01/01/2025 - 31/12/2035	0.7	0.75	0.75	0.7	0.85	0.7

Tabla 11: Disponibilidad de las unidades térmicas.

En la Figura 18 se presenta el programa indicativo de mantenimientos para el período 5/10/2024 al 3/1/2025.

FECHA	05-oct-24	12-oct-24	19-oct-24	26-oct-24	02-nov-24	09-nov-24	16-nov-24	23-nov-24	30-nov-24	07-dic-24	14-dic-24	21-dic-24	28-dic-24
SEMANA / CENTRAL	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51	52	53
CBM	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		
CTR1													
CTR2	x	x	x	x	x	x	x						
PTA1													
PTA2													
PTA3													
PTA4													
PTA5	x	x											
PTA6			x	x									
PTA 7y8-U7					x	x							
PTA 7y8-U8						x	x	x					
PTB TG1													
PTB TG2	x	x	x	x									
PTB ST													
BAY1													
BAY2													
BAY3													
PAL1						x	x	x					
PAL2													
PAL3													
BON1													
BON2													
BON3													
BON4													
CTM1													
CTM2													
CTM3													
CTM4							x	x	x	x	x	x	x
CTM5							x	x					
CTM6													
CTM7													
CTM8													
CTM9													
CTM10													
CTM11	x	x											
CTM12													
CTM13													
CTM14													
UPM													
MDP													

x	Unidad con mantenimiento programado para esta fecha
	Ventana de mto, los trabajos previstos pueden moverse dentro de estas fechas
x	Mtos que se da en dos casos
	Semana de Carnaval
	Semana de Turismo

Figura 18: Programa indicativo para el período 5/10/2024 al 3/1/2025.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

En la Tabla 12 se muestran mantenimientos adicionales a los presentados en las figuras anteriores.

Central Generadora	Observaciones
Corfrisa	Próximo mantenimiento en primera quincena de Febrero 2022 en dos jornadas de 8 horas cada una aprox.
P. E. Talas de Maciel II	En la semana 47 parada prevista de 8 a 18 h de un día, por mantenimiento anual de la subestación.
P. E. Cuchilla de Peralta	En la semana 48 parada prevista de 8 a 18 h de un día, por mantenimiento anual de la subestación.
P. E. Nuevo Pastoral I	Sin mantenimientos programados en el periodo Octubre 21 – Marzo 22.
P. E. Kiyú	Mantenimiento anual a realizarse en marzo 2022, parando la producción del parque un día en horario laboral.
P. E. Cerro Grande	Por mantenimiento de la subestación prevista una parada de 8 horas el 19 de febrero del 2022
P. E. Carapé I	Mantenimiento anual de subestación a realizarse el 2/12/21 de 8 a 17 hs.
P. E. Carapé II	Mantenimiento anual de subestación a realizarse el 2/12/21 de 8 a 17 hs.
P. E. Luz de Río	Sin mantenimientos programados
P. E. Luz de Mar	Sin mantenimientos programados
P. E. Luz de Loma	Sin mantenimientos programados
P. E. Maldonado II	Mantenimiento de la subestación de un día para semana 45 del 2021 y semana 10 del 2022.
P. E. Maldonado	Mantenimiento de la subestación de un día para semana 45 del 2021 y semana 10 del 2022.
P.E. Peralta I y II	Sin mantenimientos programados para el período Octubre 2021 – Marzo 2022
Alto Cielo	Mantenimiento de los 11 transformadores en Febrero o Marzo. Cada mantenimiento dura aprox 45 minutos y se hace durante la noche.
P. E. Talas de Maciel I	Mantenimiento previsto en la semana del 15/02/22 del trafo principal. Fuera de servicio desde las 9 a las 16 horas en el día que se lleve a cabo.
Weyerhaeuser (Uruply S.A.)	Mantenimiento semanas 42 y 43 del 2021

Tabla 12: Mantenimientos adicionales

4.9 Red de Trasmisión

Hay trabajos previstos sobre las Conversoras 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 después de semana de turismo en 2022, con una duración de al menos 1 semana sobre la Conversora de Rivera.
- Sobre la Conversora de Melo se espera una indisponibilidad de dos semanas, a definir si durante mayo u octubre de 2022 en función de coordinaciones con personal del exterior. Se realizará el mantenimiento anual de Sala de Válvulas, bianual Transformadores Convertidores y hexanual de Cambiadores de Puntos de los Transformadores Convertidores. En 2023 se realizarán los trabajos bianuales sobre reactores de barras y línea ME5-SC5.

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 15 de julio y el 7 de octubre de 2022, los trabajos sobre CTR se programaron antes de esa fecha y son flexibles ante variaciones en el cronograma de los trabajos del CER.

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

4.10 Generación forzada

No se modelan requerimientos de generación forzada por calidad de tensión.

5 Modelo

5.1 Versión SimSEE

Se utiliza la versión iie75_220 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 : 09/10/2021 – 02/04/2023

Fecha de optimización sala paso semanal : 09/10/2021 – 31/12/2035

Fecha de la simulación sala paso diario: 09/10/2021- 29/10/2022

Fecha guarda de simulación sala paso diario: 30/10/2021

5.4 Estado inicial del Sistema

Cota inicial del lago de Bonete: 78.17 m.



ADMINISTRACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO

Cota inicial del lago de Palmar: 37.45 m

Cota vista inicial del lago de SG UY: 33.48 m

Aportes: Bonete = 170 m³/s, Palmar = 129 m³/s, SG UY= 1670 m³/s.

Valores trimestrales del iN3.4 (a partir del trimestre OND): -0.78; -0.84; -0.75; -0.57
-0.39; -0.24; 0.01; 0.12.

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 01/10 al 06/10 inclusive y pronósticos para los días 07/10 y 08/10. La demanda de lo que resta del último trimestre de 2021 (del 09/10/2021 al 31/12/2021) corresponde a la diferencia entre el valor de energía pronosticada por el Distribuidor UTE para dicho trimestre y lo ocurrido y pronosticado para los días que transcurren del mismo antes del comienzo de la sala (2662 – 233 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 13 se muestran los parámetros del generador funcionando tanto con Gas Oil como con Gas Natural.

TG cada una (total 2)	GO	GN
Pmin (MW)	60.0	60.0
Pmax (MW)	176.2	171.0
cv min tec (USD/MWh)	275.6	118.3
cv incr (USD/MWh)	168.7	63.0
cv no comb (USD/MWh)	4.7	3.6

TV	GO	GN
Pmin (MW)	50.9	53.4
Pmax (MW)	181.1	188.8
cv min tec (USD/MWh)	-5.55	0.88
cv incr (USD/MWh)	0.0	0.0
cv no comb (USD/MWh)	8.53	7.26
Factor TV/TG	0.514	0.552

Tabla 13: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gas Oil y con Gas Natural.



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 37 y 32 metros respectivamente, cuyos valores equivalen al costo variable de Falla 1 x 0.15. Los valores de cota y penalidad se muestran en la Tabla 14.⁷

	Cota Mínima (m)	Penalidad (MUSD/(m-día))
Bonete	72.3	1.042
Palmar	36.5	0.363
SG	32	0.485

Tabla 14: Controles de cota para las centrales hidroeléctricas.

Se imponen erogados mínimos requeridos sin penalización por paso de tiempo (paso diario) en las centrales hidroeléctricas de Salto Grande y Palmar, de 450 y 120 m³/s respectivamente, el último sólo entre los meses de diciembre 2021 y marzo de 2022.

En la central hidroeléctrica de Bonete se impone un erogado mínimo de 80 m³/s con una penalización por incumplimiento de 0.05 MUSD/Hm³.⁸ Dicho erogado mínimo se impone desde la incorporación de UPM2 al Sistema (01/10/2022).

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.

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.

⁷Del 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.

⁸Del informe "Casos estudios de erogado mínimo 80 m³/s con control de cota flexible" elaborado por ADME EL 13/08/2020

6 Anexo: Resultados Caso Alternativo

Se presenta un caso Alternativo con iguales hipótesis que el caso Base, incorporando como hipótesis adicional la disponibilidad de GN durante un período de tiempo corto.

6.1 Hipótesis

El GN se modela con una disponibilidad de 90% (con paso de sorteo semanal) desde el 1/11/21 hasta el 15/12/21, con un volumen diario suficiente para generar con 3 unidades de PTA 1-6 y una TG del Ciclo Combinado (unos 2.4 millones de m³ por día).

6.2 Resultados

6.2.1 Balance energético

En la Tabla 15 se muestra el balance energético para el Período Estacional.

Fuente	Generación acumulada [GWh]	% de la Generación total
Hidráulica	1910	29,3
Térmica	1514	23,3
Biomasa	483	7,4
Eólica	2396	36,8
Solar	198	3,0
Falla	1	0,0
Importación Argentina	5	0,1
Importación Brasil	0	0,0
Generación Total	6507	100
Excedentes Vertimiento	13	
Exportación Argentina	33	
Exportación Brasil	1095	
Demanda	5366	

Tabla 15: Balance energético en el semestre caso alternativo.

La demanda estimada es de 5366 GWh \pm 1.5 % con confianza 90 %.

6.2.2 Evolución de la cota de Bonete

En la Figura 19 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.

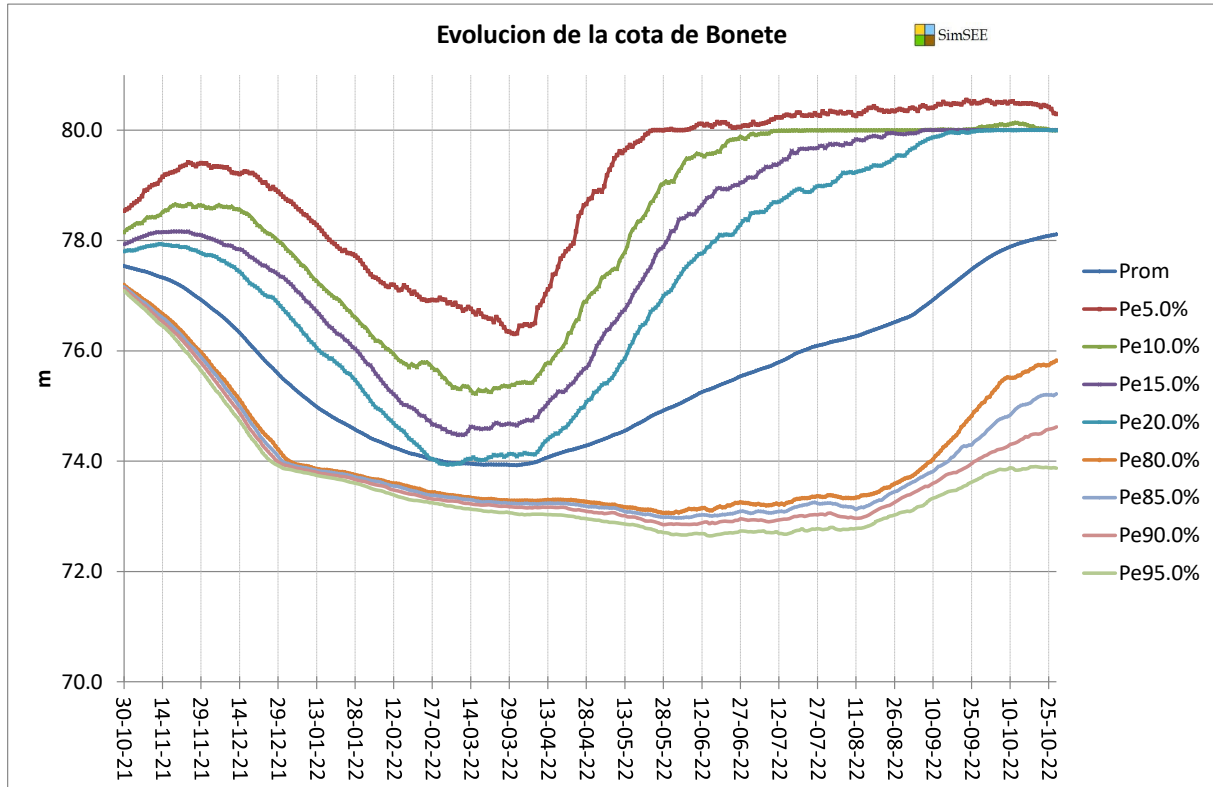


Figura 19: Evolución de la cota de Bonete.

En el Período Estacional la cota del lago de Rincón de Bonete se mantiene por encima de los 72.9 m con probabilidad 95% y por debajo de 79.4 m con probabilidad 95%. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 74.3 m.

6.2.3 Evolución de la cota de Palmar

En la Figura 20 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.

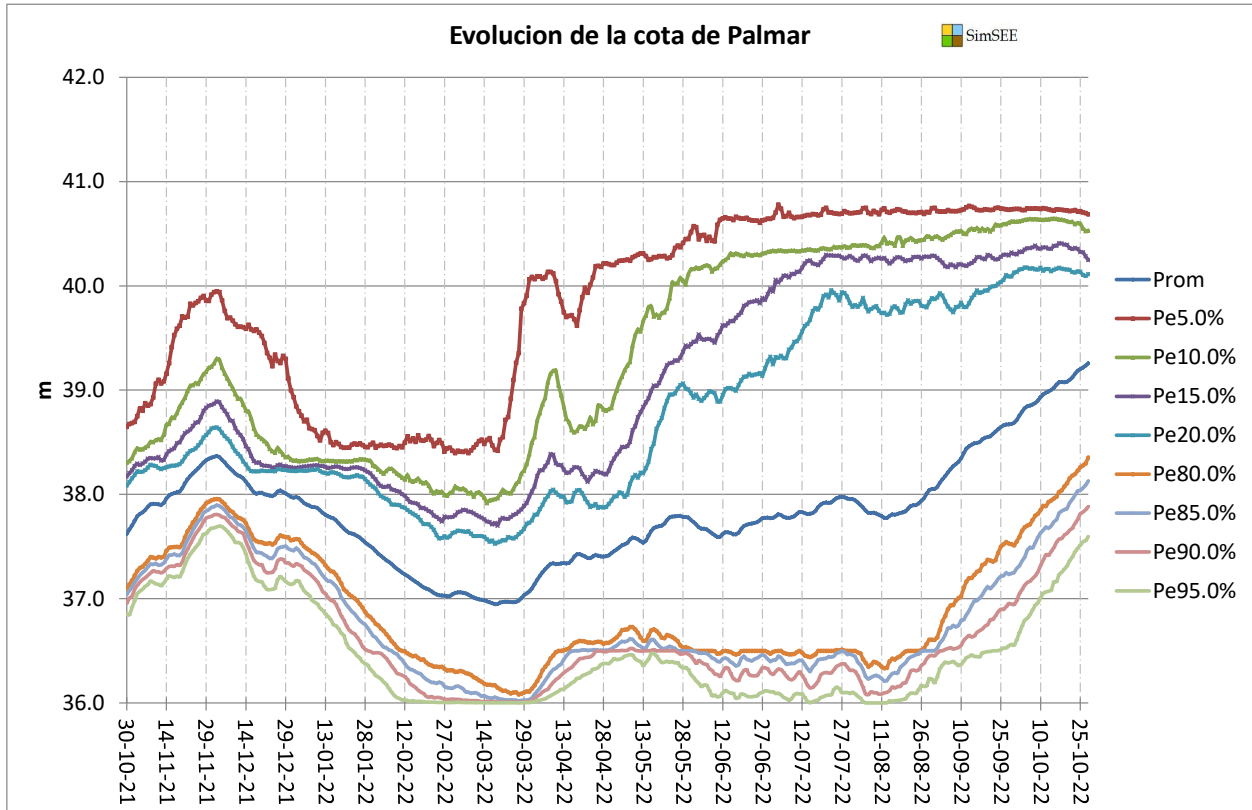


Figura 20: Evolución de la cota de Palmar.

En el Período Estacional la cota del lago de Palmar se mantiene por encima de los 36 m con probabilidad 95% y por debajo de 40.2 m con probabilidad 95%. Sobre el final del Período Estacional el valor esperado de la cota es de 37.4 m.

6.2.4 Evolución de la cota de Salto Grande

En la Figura 21 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.

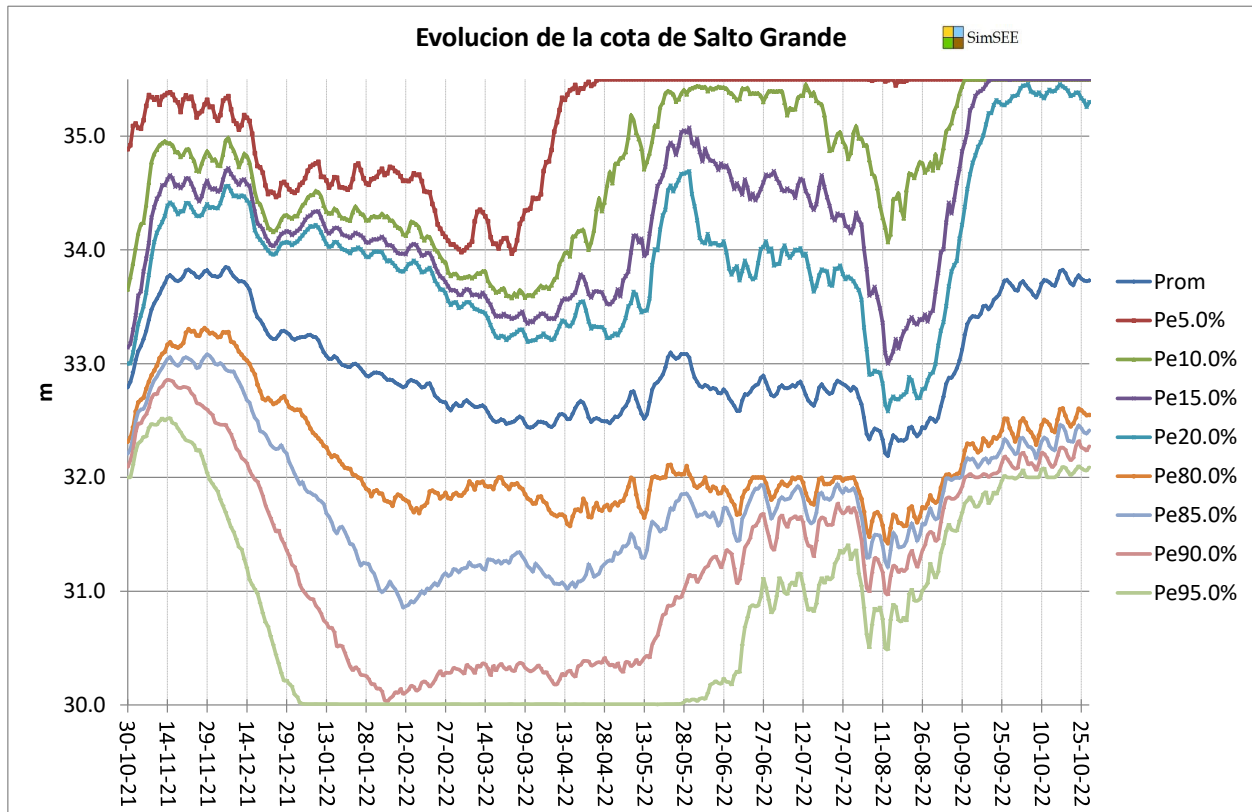


Figura 21: Evolución de la cota vista por Uruguay de Salto Grande.

En el Período Estacional la cota vista por Uruguay del lago de Salto Grande se mantiene por encima de los 30 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 32.5 m.

6.2.5 Costo Marginal del Sistema

En la Figura 22 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.

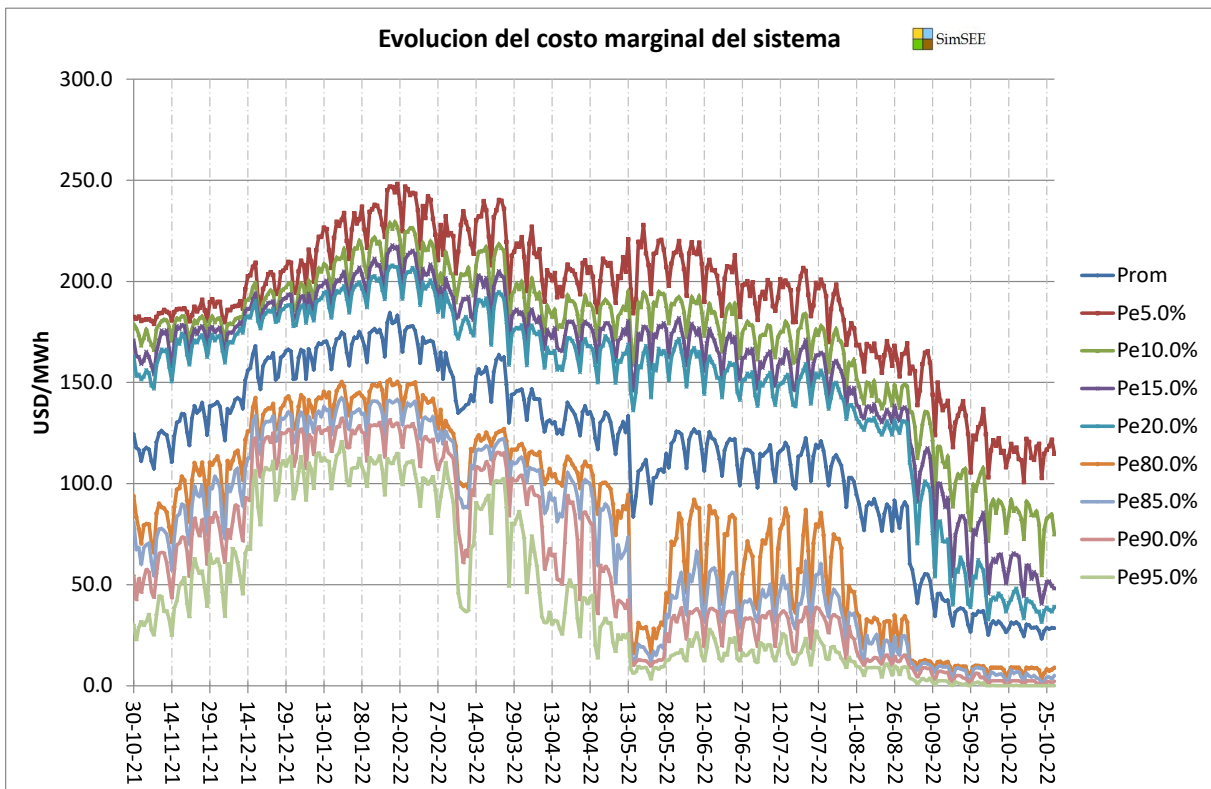


Figura 22: Evolución del Costo Marginal del Sistema.

En el Período Estacional el Costo Marginal esperado es de 149.3 USD/MWh.

6.2.6 Despacho promedio

En la Figura 23 se muestra la generación por fuente para un período de 52 semanas desde el inicio del Período Estacional.

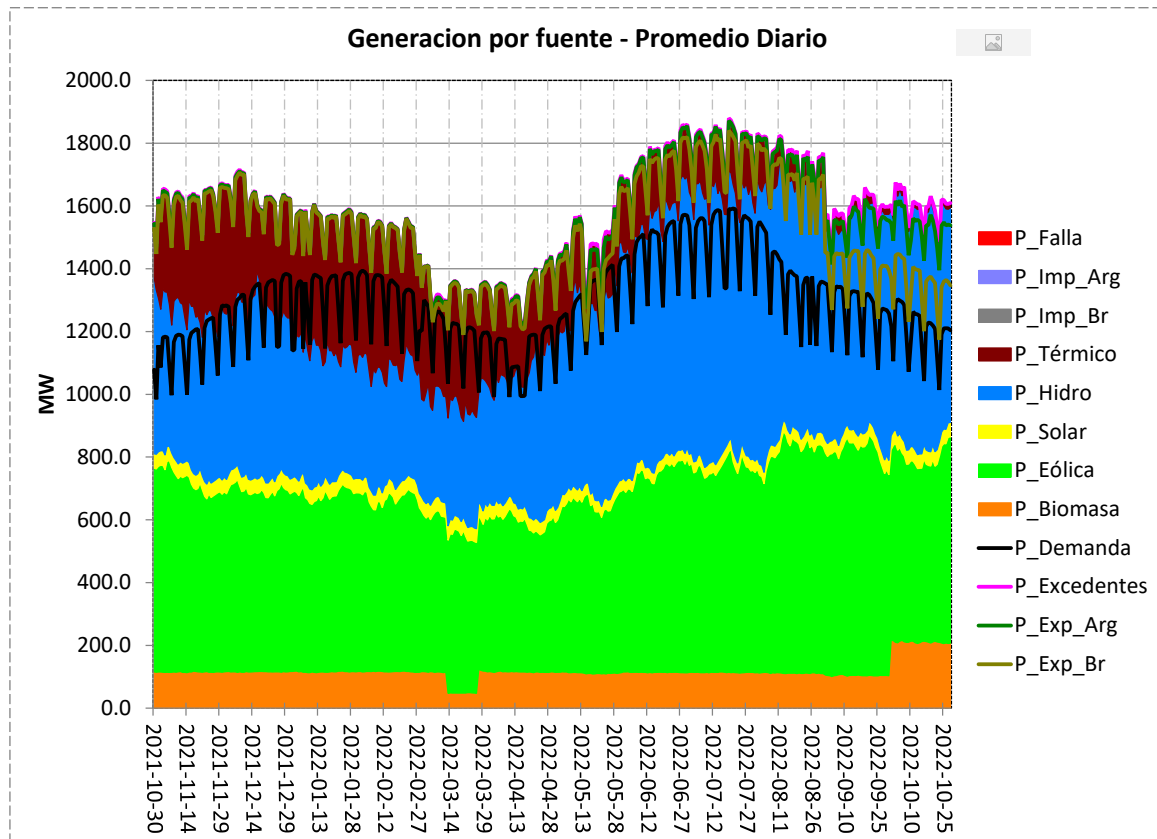


Figura 23: Generación por fuente.

Se observa que el despacho esperado tiene características muy similares a las descritas en el Caso Base.

6.2.7 Despacho térmico

En la Figura 24 se muestra el despacho térmico acumulado junto con 8 cortes de probabilidad para un período de 52 semanas desde el inicio del Período Estacional.

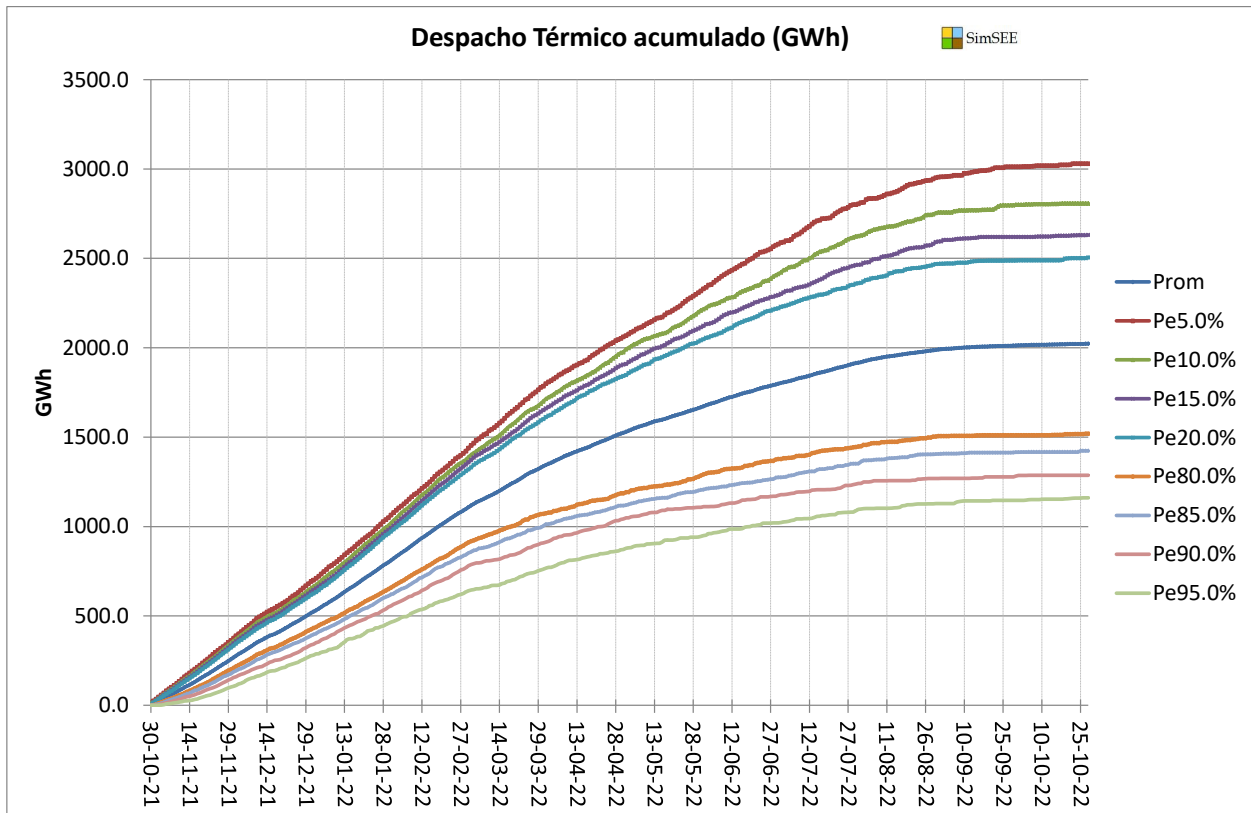


Figura 24: Despacho térmico acumulado.

En el Período Estacional el despacho térmico esperado es de 1514.3 GWh, con un rango de variación comprendido entre 864 GWh y 2046 GWh con una confianza de 90 %.

6.2.8 Consumos previstos de combustibles

En las Figuras 26, 25 y 27 se muestran los consumos previstos de FOMO, GO y GN acumulados para un período de 52 semanas desde el inicio del Período Estacional.

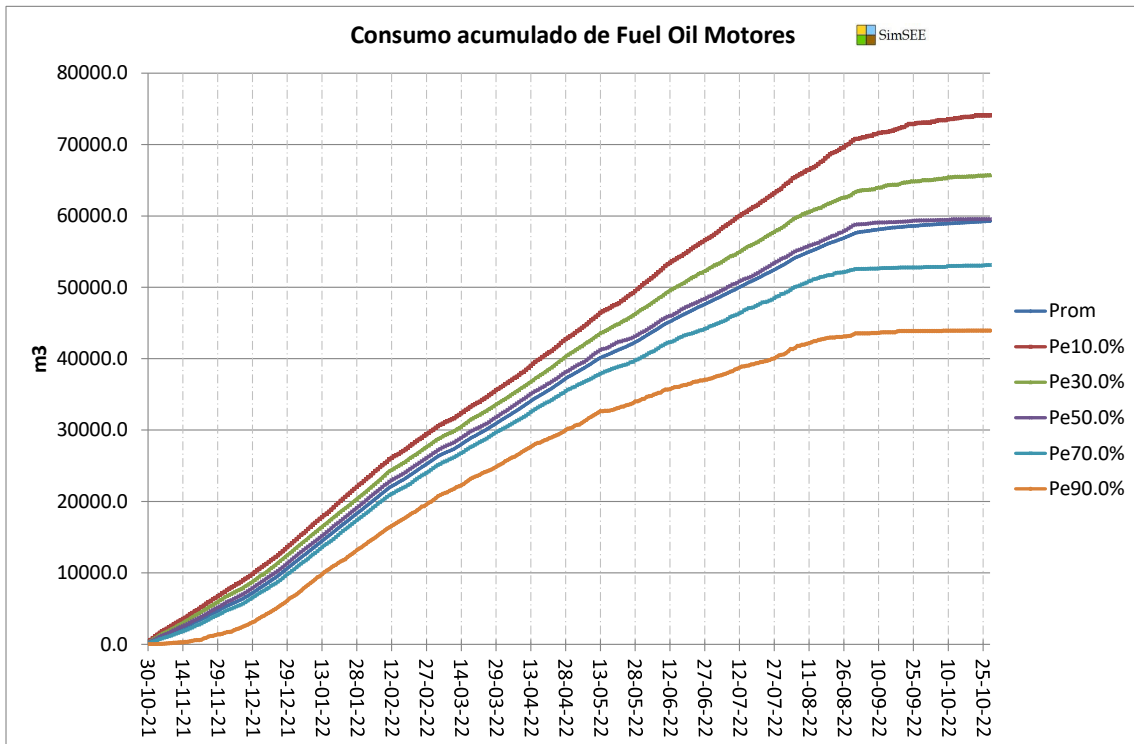


Figura 25: Consumo acumulado de FOMO hasta Octubre 2022.

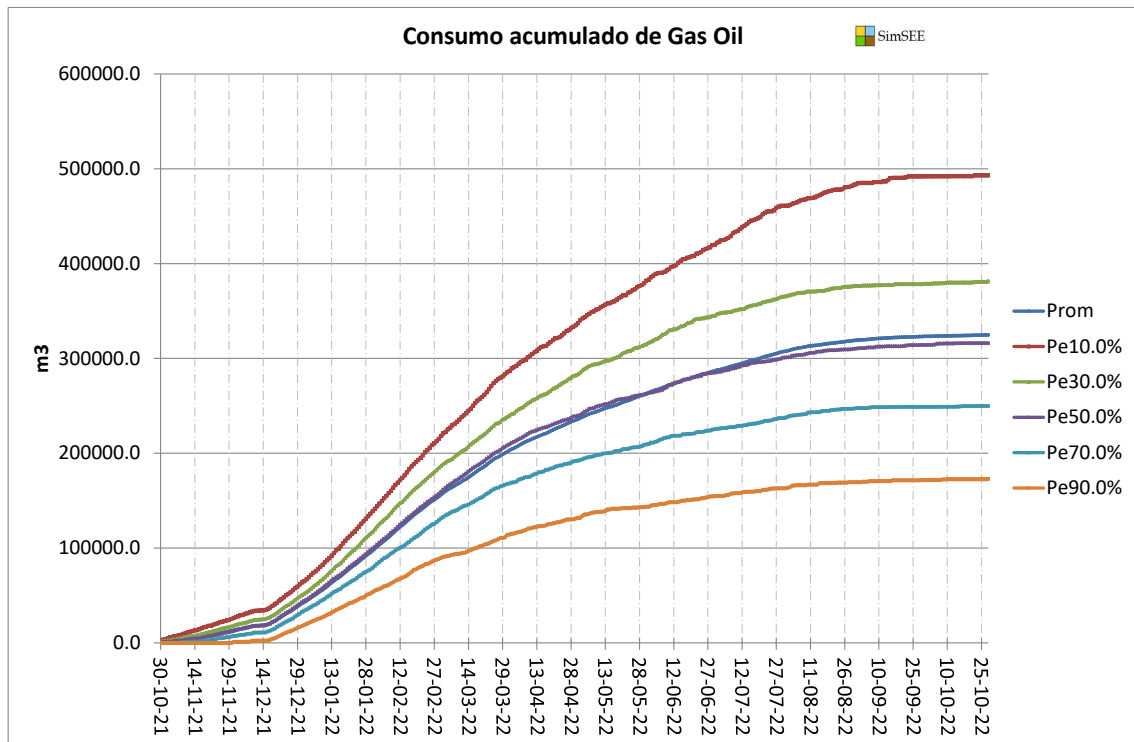


Figura 26: Consumo acumulado de GO hasta Octubre 2022.

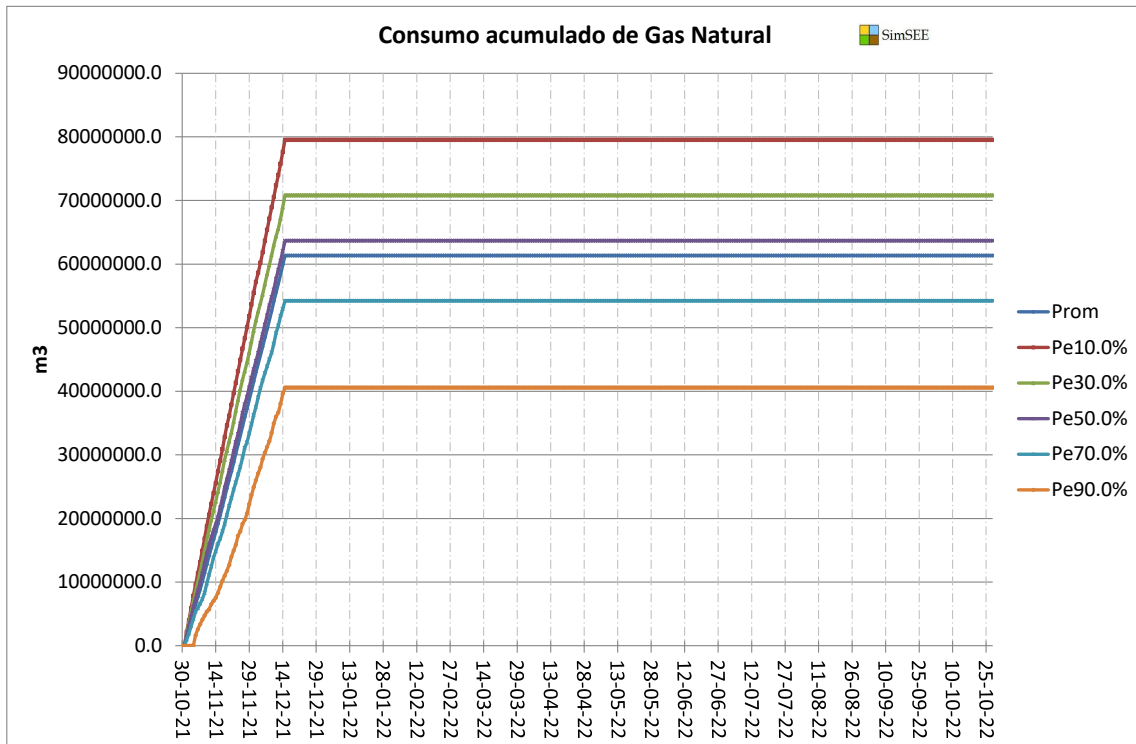


Figura 27: Consumo acumulado de GN hasta Octubre 2022.

En el Período Estacional el consumo esperado es el siguiente:

- El de FuelOil Motores es de 37421 m³, con un rango de variación comprendido entre 30195 m³ y 42966 m³ con una confianza de 80 %.
- El de GO es de 234209 m³, con un rango de variación comprendido entre 130380 m³ y 333371 m³ con una confianza de 80 %.
- El de GN es de 61328091 m³, con un rango de variación comprendido entre 40573317 m³ y 79520608 m³ con una confianza de 80 %.

6.2.9 Despacho falla

En la Figura 28 se muestra el despacho falla acumulado junto con 8 cortes de probabilidad para un período de 52 semanas desde el inicio del Período Estacional.

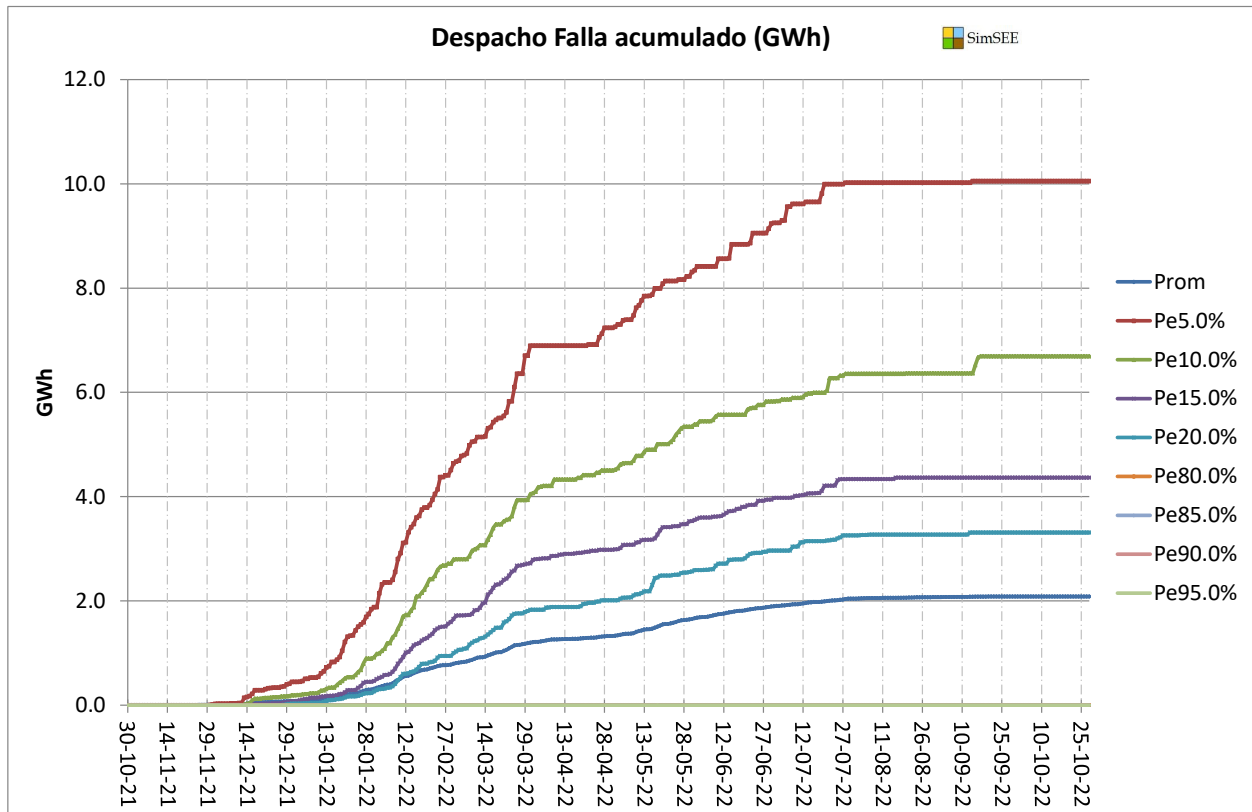


Figura 28: Despacho falla acumulado.

En el Período Estacional el despacho de falla esperado es de 1.3 GWh, con un rango de variación comprendido entre 0 GWh y 7.2 GWh con una confianza de 90 %.

6.2.10 Valorización de la Demanda al Costo Marginal

La valorización de la demanda al Costo Marginal según la ec. 1 es de 120.4 USD/MWh en el periodo comprendido entre el 30/10/2021 y el 28/10/2022.



7 Glosario

En este documento las palabras en mayúsculas tienen el significado que se les da a continuación:

- **Costo Marginal (CMG):** Es el costo que incurre el sistema por abastecer 1 MWh adicional de energía.
- **Banda Horaria:** Agrupamiento de horas de un Paso de Tiempo por tener similar requerimiento de potencia. Por ejemplo, grupo de horas del Pico de la Demanda.
- **CEGH:** Refiere a un tipo de modelado de proceso aleatorios usado por SimSEE. Estos modelos conservan las Correlaciones en un Espacio Gaussiano y los Histogramas de amplitud de las series temporales utilizadas para su entrenamiento. Las siglas CEGH significan precisamente (Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histogramas).
- **CMO:** Costo Marginal Operativo. Es la denominación utilizada en Brasil para referirse al Costo Marginal de generación.
- **Costo Futuro:** Refiere al valor esperado del costo de futuro de operar el sistema.
- **Crónicas:** Hacia el futuro refiere a las realizaciones de los procesos estocásticos o a las series temporales resultantes de una simulación (que son realizaciones de procesos estocásticos). Hacia el pasado puede referir también a realizaciones de procesos estocásticos simulados o a la realización histórica.
- **Demanda Neta:** Se refiere al requerimiento de Potencia en una hora calculado como la Demanda real del sistema menos las energías no gestionables (eólica, solar, biomasa autodespachada).
- **Excedentes Térmicos:** Se refiere a la energía generable con las centrales térmicas no despachadas para el SIN. Estas centrales son ofrecidas a los países vecinos.
- **FuelOil Motores (FOMO):** FuelOil especial fabricado para los Motores de Central Batlle 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

1 RESUMEN EJECUTIVO.....	2
2 INTRODUCCIÓN.....	3
3 RESULTADOS CASO BASE.....	4
3.1.1 Balance energético.....	4
3.1.2 Evolución de la cota de Bonete.....	5
3.1.3 Evolución de la cota de Palmar.....	6
3.1.4 Evolución de la cota de Salto Grande.....	7
3.1.5 Costo Marginal del Sistema.....	8
3.1.6 Despacho promedio.....	9
3.1.7 Despacho térmico.....	10
3.1.8 Despacho falla.....	11
3.1.9 Consumos previstos de combustibles.....	11
3.1.10 Valorización de la Demanda al Costo Marginal.....	13
4 HIPÓTESIS Y METODOLOGÍA.....	13
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.....	15
4.3 Situación hidrológica y Clima.....	15
4.3.1 Energía Hidráulica Afluyente Trimestral (EHAT).....	15
4.3.2 Previsión climática para OND/2021 (Fuente CPTEC).....	17
4.3.3 Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, Octubre de 2021)....	18
4.4 Precios de los combustibles y costos variables de las unidades térmicas.....	19
4.5 Generación Renovable no Convencional.....	22
4.5.1 Eólica.....	22
4.5.2 Solar Fotovoltaica.....	23
4.5.3 Biomasa.....	23
4.6 Intercambios de Energía.....	24
4.7 Disponibilidad de las centrales térmicas de UTE:.....	25
4.8 Mantenimientos Programados.....	27
4.9 Red de Trasmisión.....	31
4.10 Generación forzada.....	32



5 MODELO.....	32
5.1 Versión SimSEE.....	32
5.2 Salas SimSEE.....	32
5.3 Horizontes de tiempo.....	32
5.4 Estado inicial del Sistema.....	32
5.5 Demanda.....	33
5.6 Modelado de las Unidades de Falla.....	33
5.6.1 Modelado del Ciclo Combinado.....	33
5.7 Controles de Cota y erogados mínimos de los embalses.....	34
5.8 Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.....	34
5.9 Parámetros generales.....	34
6 ANEXO: RESULTADOS CASO ALTERNATIVO.....	35
6.1 Hipótesis.....	35
6.2 Resultados.....	35
6.2.1 Balance energético.....	35
6.2.2 Evolución de la cota de Bonete.....	36
6.2.3 Evolución de la cota de Palmar.....	37
6.2.4 Evolución de la cota de Salto Grande.....	38
6.2.5 Costo Marginal del Sistema.....	39
6.2.6 Despacho promedio.....	40
6.2.7 Despacho térmico.....	41
6.2.8 Consumos previstos de combustibles.....	41
6.2.9 Despacho falla.....	43
6.2.10 Valorización de la Demanda al Costo Marginal.....	44
7 GLOSARIO.....	45
ÍNDICE DE FIGURAS.....	49
ÍNDICE DE TABLAS.....	50



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 Octubre 2022.....	12
Figura 9: Consumo acumulado de FOMO hasta Octubre 2022.....	12
Figura 10: Energía Hidráulica Afluente promedio móvil trimestral del último año móvil.....	16
Figura 11: Previsión climática para OND/2021 (CPTEC/INPE, octubre de 2021).....	17
Figura 12: Modelos de previsión del Niño/Niña.....	18
Figura 13: Previsión Niño/Niña.....	19
Figura 14: Precios históricos y proyecciones del petróleo crudo WTI en USD/barril desde fines del 2021 hasta el 2022.....	20
Figura 15: Programa Anual de Mantenimientos para el período 9/10/2021 al 7/10/2022.....	27
Figura 16: Programa indicativo de mantenimientos para el período 8/10/2022 al 6/10/2023.....	28
Figura 17: Programa indicativo para el período 7/10/2023 al 4/10/2024.....	29
Figura 18: Programa indicativo para el período 5/10/2024 al 3/1/2025.....	30
Figura 19: Evolución de la cota de Bonete.....	36
Figura 20: Evolución de la cota de Palmar.....	37
Figura 21: Evolución de la cota vista por Uruguay de Salto Grande.....	38
Figura 22: Evolución del Costo Marginal del Sistema.....	39
Figura 23: Generación por fuente.....	40
Figura 24: Despacho térmico acumulado.....	41
Figura 25: Consumo acumulado de FOMO hasta Octubre 2022.....	42
Figura 26: Consumo acumulado de GO hasta Octubre 2022.....	42
Figura 27: Consumo acumulado de GN hasta Octubre 2022.....	43
Figura 28: Despacho falla acumulado.....	44



Índice de tablas

Tabla 1: Balance energético en el semestre.....	4
Tabla 2: Energía real y proyectada de los años 2015 a 2026.....	15
Tabla 3: Tasas de crecimiento consideradas por trimestre de los años 2020 a 2022.....	15
Tabla 4: Representación de la Falla.....	15
Tabla 5: Precio de combustibles derivados.....	21
Tabla 6: Costos Variables de las unidades térmicas.....	21
Tabla 7: Centrales de generación eólica.....	22
Tabla 8: Centrales de generación solar fotovoltaica.....	23
Tabla 9: Centrales de generación de fuente biomasa.....	24
Tabla 10: Cronograma de entrada de UPM2.....	24
Tabla 11: Disponibilidad de las unidades térmicas.....	26
Tabla 12: Mantenimientos adicionales.....	31
Tabla 13: Parámetros del actor Generador Térmico Combinado generando con Gas Oil y con Gas Natural.....	33
Tabla 14: Controles de cota para las centrales hidroeléctricas.....	34
Tabla 15: Balance energético en el semestre caso alternativo.....	35