



# Programación Estacional Mayo - Octubre 2021

***ADME Abril 2021  
Montevideo - Uruguay.***

En la elaboración de esta Programación Estacional trabajaron:

*Por ADME – Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas:*  
María Cristina Alvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes , Eliana Cornalino  
y Ruben Chaer

*Por UTE, en el marco del Contrato de arrendamiento de Servicios:*  
Gabriela Gaggero, Valentina Groposo, Milena Gurin, Santiago Machado y Hernán Rodrigo de  
la unidad PEG de UTE-Melilla.



## 1 Resumen ejecutivo.

En el presente informe se analizan las hipótesis y principales resultados de la Programación Estacional (PES) Mayo – Octubre 2021.

En cuanto a las previsiones climatológicas, IRI/Columbia prevé que el índice El Niño 3.4, actualmente en condiciones de neutralidad, se mantenga así hasta el próximo invierno. CPTEC por su parte indica que, para el trimestre abril - mayo - junio, el tercil de precipitaciones “por debajo de lo normal” es el más probable.

Las principales hipótesis de esta PES se detallan a continuación:

- Se utiliza un paso de simulación diario
- Se toman las siguientes tasas de crecimiento para la demanda: 0.89%, 1.94%, 2.00%, 2.47%, 2.07% y 2.08% para los años 2021, 2022, 2023, 2024, 2025 y 2026 respectivamente.
- Se actualizan los mantenimientos de acuerdo al PAM abril - setiembre 2021.
- Se actualizan precios de los combustibles según los vigentes a partir de la semana 15 de 2021
- Se mantiene el criterio de indexación de los costos variables de las unidades térmicas usado en la PES anterior.
- Se actualizan las tendencias de la fuente de indexación del precio del petróleo de corto plazo con datos actualizados por la EIA a abril de 2021.
- Dadas las actuales condiciones hidrológicas, el nivel de los embalses y las comunicaciones recibidas de CTM se decide modelar un caso conservador para el erogado mínimo de la Central Salto Grande, pasando a ser el mismo de 450 m<sup>3</sup>/s (estiaje severo).<sup>1</sup> A la central hidroeléctrica Palmar se le impone un erogado mínimo ecológico de 120 m<sup>3</sup>/s periódico desde diciembre a marzo del siguiente año.
- Se mantiene el siguiente modelado para representar el volumen máximo de Gas Natural que puede comprarse según la época del año. Se supone disponibilidad a partir de febrero de 2022 con una disponibilidad del 70% (con paso de sorteo semanal) y contratos similares a los que estuvieron vigentes hasta febrero de este año.
  - No se puede adquirir Gas Natural en invierno, definido como el periodo comprendido entre el 01-06 y el 30-09;
  - volumen diario suficiente para generar con 1 unidad de PTA 1-6 a pleno en mayo;

---

<sup>1</sup>Se representa solo la mitad uruguaya de la Central, por eso el caudal a erogar es 450 y no 900 m<sup>3</sup>/s. Cuando la Central no regula frecuencia el erogado mínimo es de 600 m<sup>3</sup>/s (300 para la mitad uruguaya). Dado el impacto de esta restricción en las actuales condiciones de aportes y nivel del lago se decide modelar el caso más restrictivo, aunque se entiende que los Despachos harán los esfuerzos necesarios para disminuir la intervención de la Central Salto Grande en la regulación de frecuencia.



- volumen diario suficiente para generar con 3 unidades de PTA 1-6 y una turbina TG del Ciclo Combinado (operando tanto en ciclo abierto como cerrado luego de la combinación) el resto del año (unos 2.4 millones de m<sup>3</sup> por día)
- No se representan limitaciones en el abastecimiento de combustibles líquidos durante el período de tiempo a considerar.

Los principales resultados para el semestre (01/05/21 - 29/10/21) analizado son:

- **CAD:** El costo total de Abastecimiento de la Demanda en valor esperado es de 327 MUSD.
- **CMG:** El valor esperado del Costo Marginal del Sistema es de 30,5 USD/MWh.
- **Cota de Bonete:** El valor esperado de la cota de Bonete es de 77,2 m.
- **Cota de Palmar:** el valor esperado de la cota de Palmar es de 39,3 m.
- **Cota de Salto Grande:** el valor esperado de la cota de SGUY es de 33,8 m.
- **Despacho Térmico Acumulado:** El valor esperado de la generación térmica acumulada es de 141,0 GWh.
- **Despacho de Falla Acumulada:** El valor esperado del despacho de Energía de Falla acumulada es de 0,1 GWh.

En resumen, desde un punto de vista energético los estudios indican que no existen riesgos importantes para el sistema que ameriten acciones correctivas.

## 2 Hipótesis

Se detallan a continuación las principales hipótesis consideradas para la realización de la Programación Estacional Mayo – Octubre 2021. La fecha de fijación de hipótesis es el 15/03/2021.

### 2.1. Demanda y Falla

#### Previsión de demanda

AÑO	Energía entregada a Trasmisión (GWh)	Tasa de CRECIMIENTO
2009	8.995	2,44%
2010	9.394	4,43%
2011	9.805	4,38%
2012	10.048	2,47%
2013	10.315	2,66%
2014	10.388	0,71%
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	11.067	0,89%
2022	11.281	1,94%
2023	11.507	2,00%
2024	11.792	2,47%
2025	12.036	2,07%
2026	12.286	2,08%

Tabla 1: Demanda real y previsión de UTE del año 2009 al 2026

La Tabla 1 presenta el histórico de la demanda a nivel de generación (energía entregada a Trasmisión) hasta el 2020 inclusive. De 2021 en adelante se presenta la proyección suministrada por el distribuidor UTE realizadas en Abril. Para los años 2022 y posteriores se toma la media proyectada.

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 introduciendo valores diarios que se calculan a partir de los valores anuales o trimestrales de demanda esperadas con un suavizado de las transiciones para evitar saltos. Se realizó un ajuste en la demanda 2021 para que la demanda ocurrida hasta el 09-04-2021 fuese la real (2886.3 GWh).

Para la simulación con paso de tiempo, se modelan 4 Postes (bandas horarias) como se muestra en la Tabla 2.



Poste	Horas/día
1	1
2	4
3	13
4	6

Tabla 2: Duración en horas de los postes de la sala SimSEE de paso diario.

### Representación de la falla

Se muestra en la Tabla 3 la representación de la Falla reglamentaria utilizada para la sala de paso semanal y diario.

Escalones de Falla (% de demanda)	Costo de Falla (\$U/MWh)	Costo de Falla (US\$/MWh)
Entre 0 y 2	8696.8	195
Entre 2 y 7	26451,6	600
Entre 7 y 14.5	105806.4	2400
Entre 14.5 y 100	176344.0	4000

Tabla 3: Escalones y costo de Falla según reglamentación vigente; salas de paso semanal y diario.

Tipo de cambio: 44.086 \$/USD

BCU dólar billete al 15/04/2021

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

## 2.2. Situación hidrológica y clima

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

En las Figuras 1 a 6 se observan los gráficos con las excedencias de la energía afluente al Río Negro, al Río Uruguay y total hidráulico.

**Energía Bonete- semana 1 a 15**

Excedencia Bonete-2021 = 70.5%, ubicada en el lugar número 80 de la serie de crónicas 1909 - 2020  
 10 más secas : 1945,1957,1943,1926,1965,1922,1916,1950,1989,1909

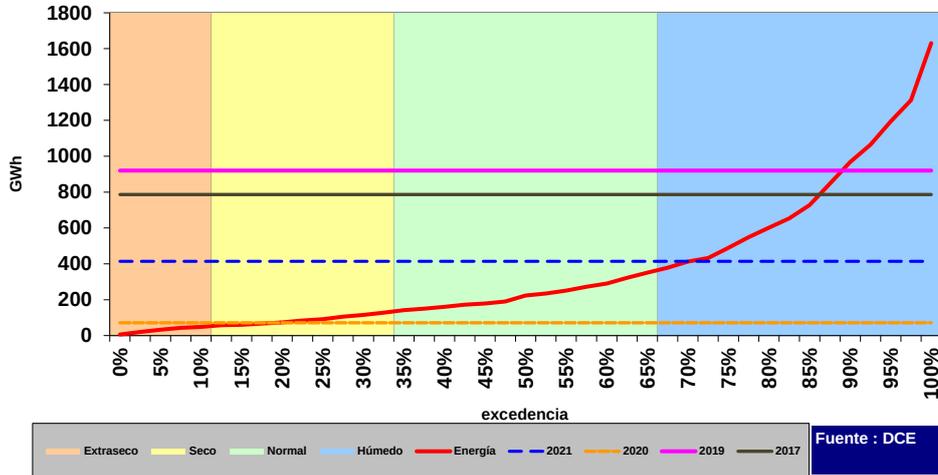


Fig. 1: Excedencia de energía afluyente Bonete, semanas 1 a 15.

**Energía Bonete- semana 41 a 15**

Excedencia Bonete-2021 = 33.3%, ubicada en el lugar número 38 de la serie de crónicas 1909 - 2020  
 10 más secas : 1943,1944,1916,1917,1911,1923,2011,1972,1975,1989

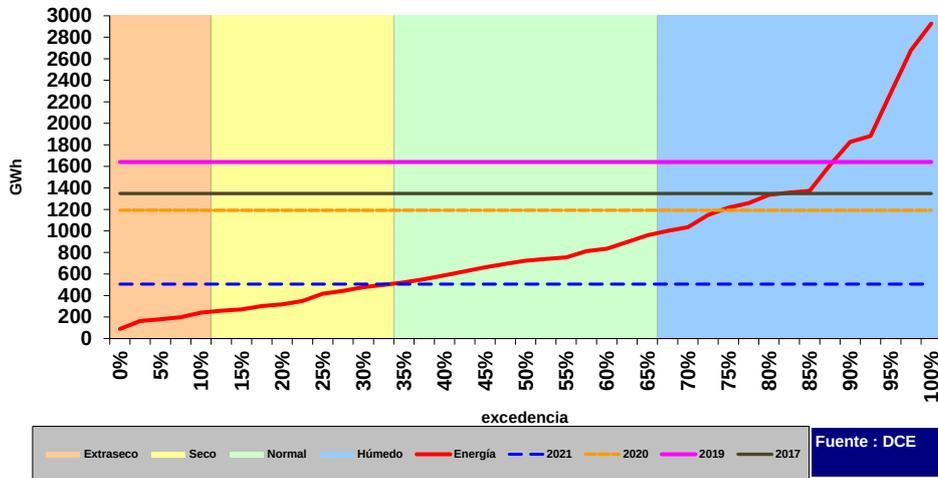


Fig. 2: Excedencia de energía afluyente Bonete, semanas 41 a 15.

**Energía SGU- semana 1 a 15**

Excedencia SGU-2021 = 42.9%, ubicada en el lugar número 49 de la serie de crónicas 1909 - 2020  
 10 más secas : 1945,1943,1965,1917,1968,1979,1952,1957,1960,1950

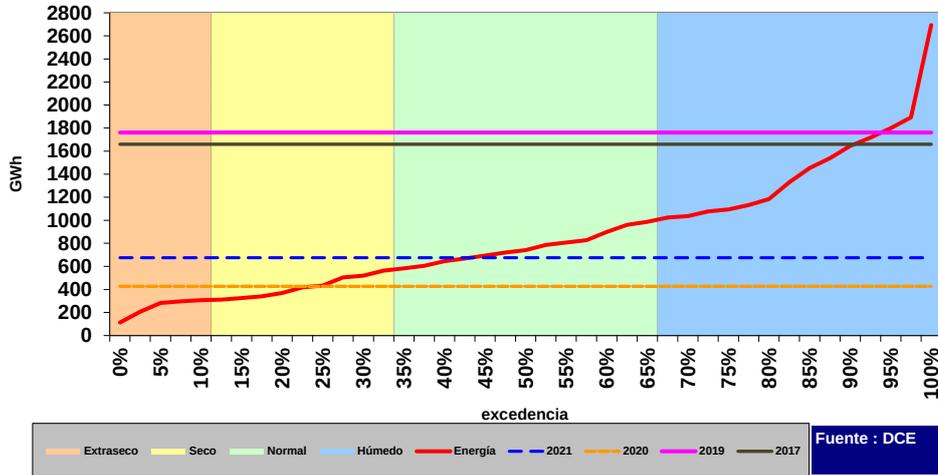


Fig. 3: Excedencia de energía afuente SGU, semanas 1 a 15.

**Energía SGU- semana 41 a 15**

Excedencia SGU-2021 = 12.6%, ubicada en el lugar número 15 de la serie de crónicas 1909 - 2020  
 10 más secas : 1911,1925,1965,1943,1917,1945,1972,1918,1957,1923

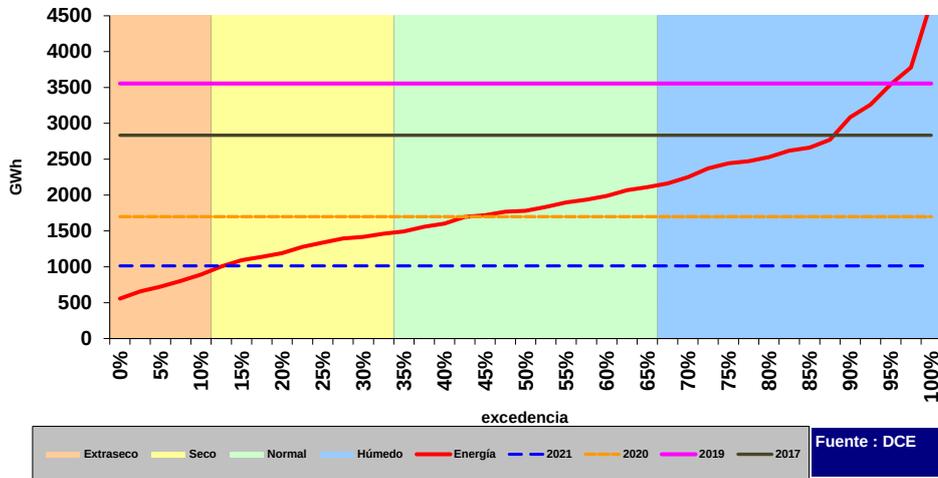


Fig. 4: Excedencia de energía afuente SGU, semanas 41 a 15.

**Energía Tot Hid- semana 1 a 15**

Excedencia Tot Hid-2021 = 53.6%, ubicada en el lugar número 61 de la serie de crónicas 1909 - 2020  
 10 más secas : 1945,1943,1965,1979,1950,1957,1927,1968,1911,1919

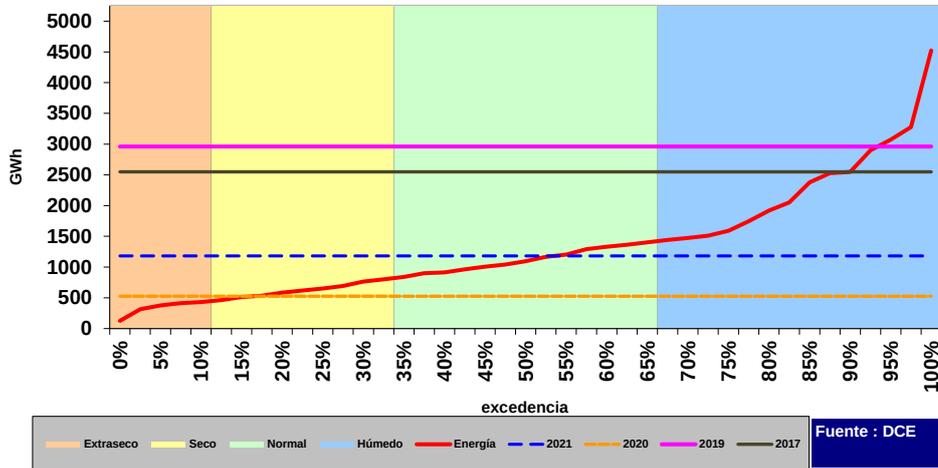


Fig. 5: Excedencia de energía afluente total hidráulico, semanas 1 a 15.

**Energía Tot Hid- semana 41 a 15**

Excedencia Tot Hid-2021 = 14.4%, ubicada en el lugar número 17 de la serie de crónicas 1909 - 2020  
 10 más secas : 1911,1943,1925,1965,1972,1923,1917,1945,1944,1918

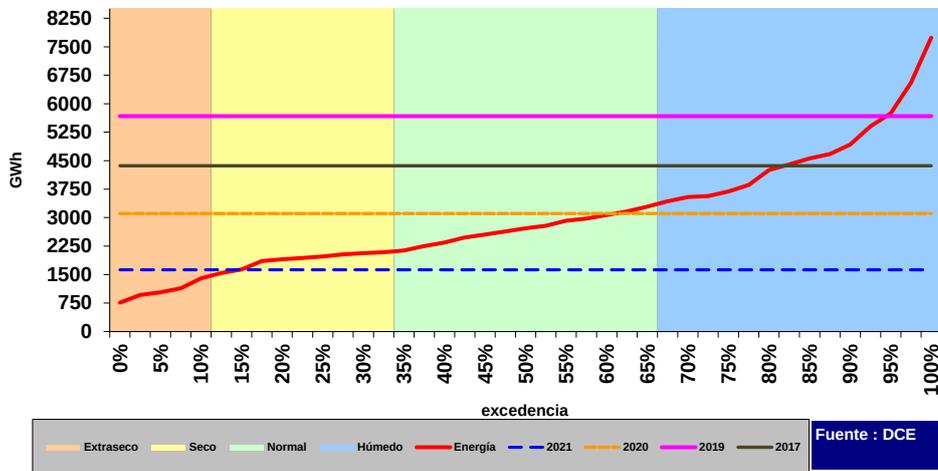


Fig. 6: Excedencia de energía afluente total hidráulico, semanas 41 a 15.

### Agua disponible en suelos y agua no retenida (Fuente INIA, marzo de 2021<sup>2</sup>)

En la Fig. 7 se muestra el agua disponible en suelos y el agua no retenida.

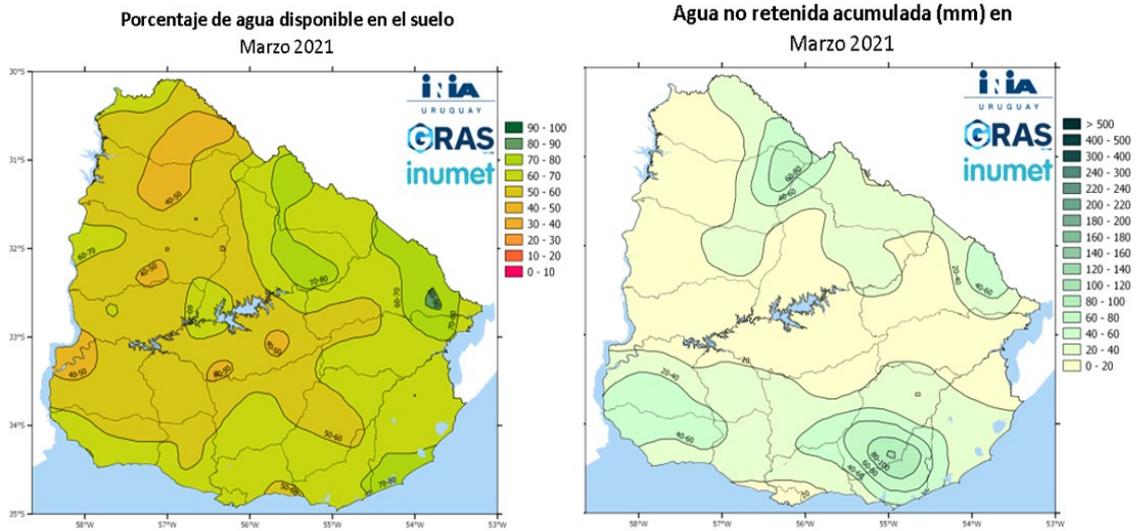


Fig. 7: Agua disponible en suelos y agua no retenida.

<sup>2</sup> <http://www.inia.uy/Publicaciones/Documentos%20compartidos/Informe0agroclimatico0INIA-GRAS0Marzo0de02021.pdf>

### Previsión climática para AMJ/2021 (Fuente CPTEC, marzo de 2021<sup>3</sup>)

Como se muestra en la Fig. 8 la previsión indica para la región Sur que el tercil de precipitaciones inferiores a lo normal es el más probable para el siguiente trimestre.

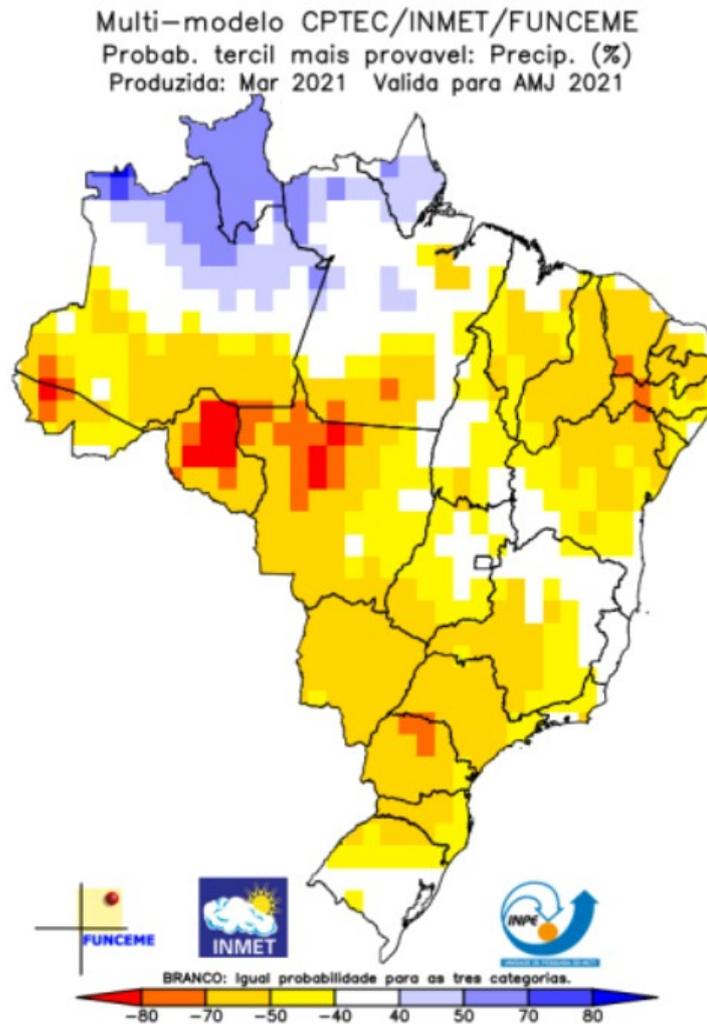


Fig. 8: Previsión Climática estacional por tercil.

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

**Pronóstico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur (Fuente IRI/Columbia, abril de 2021<sup>4</sup>)**

En las Figuras 9 y 10 se muestran las previsiones para el fenómeno del El Niño según varios modelos. Los modelos estiman condiciones de neutralidad para los próximos meses, las cuales se mantienen durante el próximo invierno.

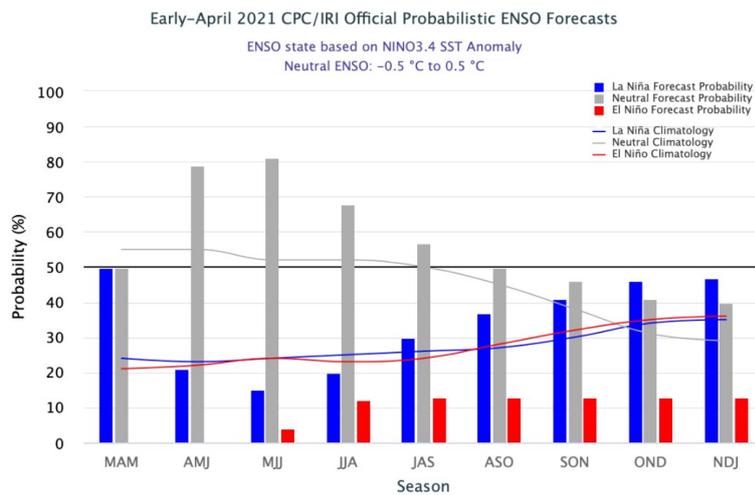


Fig. 9: Pronóstico probabilístico de fenómeno El Niño/Oscilación Sur.

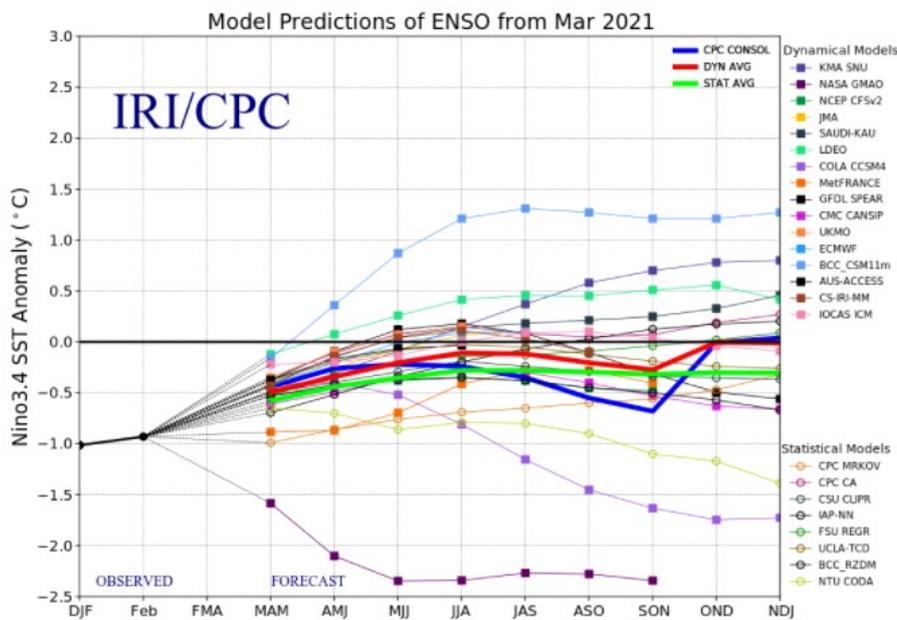


Fig. 10: Pronóstico anomalía iN34 según distintos modelos.

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

### 2.3. Combustibles

Se resuelve considerar los precios de combustibles vigentes a la fecha de fijación de hipótesis (abril 2021) para el cálculo de los costos variables de las centrales térmicas, evolucionando con tendencia del WTI proyectada por EIA en el mes de abril 2021 hasta fines de 2022, y para el largo plazo (hasta el año 2050) también proyecciones de EIA de octubre de 2020.

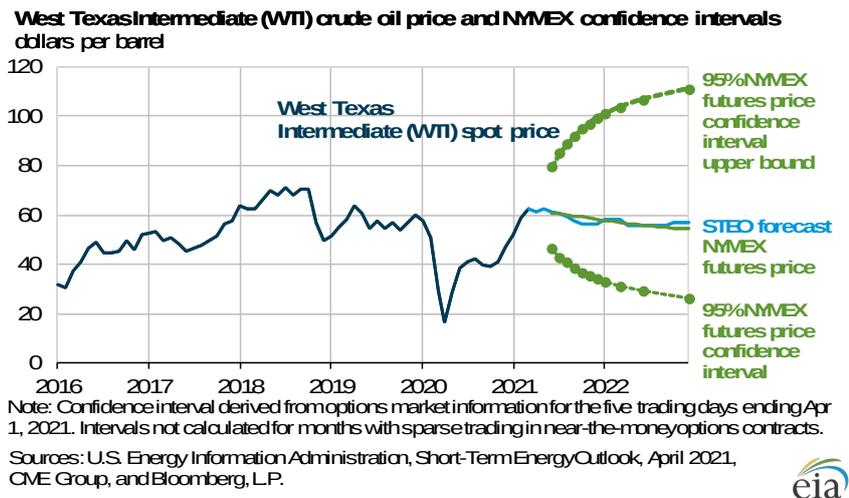


Fig. 11: Proyección WTI de Abril 2021, EIA

Los precios de los combustibles provienen de distintas fuentes.

**GO y FOM:** provistos por ANCAP, teniendo en consideración los parámetros establecidos para la venta de Gasoil y Fuel Oil a UTE para generación térmica a partir de la resolución de directorio de ANCAP N°667/9/2019.

**GN:** se asume que, a partir de febrero de 2022, estarán vigentes contratos de importación de GN con empresas proveedoras de Argentina a precios diferenciales según la época del año y se celebrarán similares en años siguientes hasta el fin de la optimización.

La Tabla 4 resume los precios de los combustibles a Abril 2021.

Combustibles	US\$/m <sup>3</sup>	Densidad kg/l	US\$/T
Gasoil	506,2	0,845	599,1
Fueloil Motores	406,8	0,985	413,0
Gas Natural (may - set)	0,3599	0,0006	618,6
Gas Natural (oct - abr)	0,2801	0,0006	481,4

Tabla 4: Precios de los combustibles resultantes

## 2.4. Parque térmico

### Datos técnicos

La representación corresponde a la potencia que efectivamente las unidades entregan al sistema de transmisión descontando los consumos propios.

En la Tabla 5 se muestran los costos variables considerados para el despacho de la generación en base a Gas Oil, Fuel Oil y Gas Natural.

Unidad	C.E. a pleno g/kWh	C.E. en mín tec g/kWh	Precio del Combustible U\$/ton	Variable Combustible U\$/MWh	Variable No Combustible U\$/MWh	Variable Total pleno U\$/MWh	Variable Total mínimo U\$/MWh
C.Battle Motores	229,0	229,0	413,0	94,6	10,9	105,5	105,5
PTA.1-6	225,0	348,8	599,1	134,8	8,4	143,2	217,3
PTA.1-6 - GN (may-set)	160,0	248,0	618,6	99,0	5,5	104,5	158,9
PTA.1-6 - GN (oct - abr)	160,0	248,0	481,4	77,0	5,5	82,5	124,9
CTR	289,0	592,5	599,1	173,1	4,3	177,4	359,2
PTA.7 y 8	239,0	322,7	599,1	143,2	8,0	151,2	201,3
PTB - CA - GO	251,1	337,4	599,1	150,4	4,7	155,1	206,8
PTB - CC - GO	165,2	219,4	599,1	98,9	6,0	104,9	137,5
PTB - CA - GN (oct - abr)	169,3	243,0	481,4	81,5	3,6	85,1	120,6
PTB - CC - GN (oct - abr)	109,2	149,3	481,4	52,6	4,9	57,5	76,8

Tabla 5: Costos variables para el despacho.

Para modelar la central de Ciclo Combinado se utiliza el actor Generador Térmico combinado, cuyos parámetros son los que se muestran en la Tabla 6 para su funcionamiento con GO y GN.

TG cada una (total 2)	GO	GN	TV	GO	GN
Pmin (MW)	60,0	60,0	Pmin (MW)	50,9	53,4
Pmax (MW)	176,2	171,0	Pmax (MW)	181,1	188,8
cv min tec (USD/MWh)	202,1	117,0	cv min tec (USD/MWh)	-4,07	0,87
cv incr (USD/MWh)	123,7	62,3	cv incr (USD/MWh)	0,0	0,0
cv no comb (USD/MWh)	4,7	3,6	cv no comb (USD/MWh)	8,53	7,26
			Factor TV/TG	0,514	0,552

Tabla 6: Modelado del Ciclo Combinado con Gas Oil y Gas Natural.

### Coficiente de disponibilidad de las unidades generadoras:



En la Tabla 7 se muestran los valores de disponibilidad fortuita (dichos valores se van reduciendo porque no se dispone de planes de mantenimiento programado ajustados más allá de 2022):

	C. Batlle Motores	PTA 1-6	PTI 7-8	CTR
Coef. de Disponibilidad	75%	80%	80%	75%
Desde el 1/1/2023	70%	75%	80%	70%

Tabla 7: Disponibilidad considerado en el estudio de las unidades térmicas

## 2.5. Vida útil unidades térmicas y plan de expansión

En las salas de esta PES, tanto la de paso diario como la de paso semanal, no se considera una finalización de la vida útil de las unidades térmicas en servicio.

En la sala de paso semanal se considera un plan de expansión en base a solar de 500 MW en el año 2033. En la sala de paso diario no se considera plan de expansión.

## 2.6. Mantenimiento programado

Se utiliza el cronograma de mantenimientos del PAM vigente con algunas modificaciones que responden a trabajos correctivos en Motores de Central Batlle unidades:

- Unidad 01 desde el 10/04/2021 al 10/04/2021,
- Unidad 02 desde el 24/04/2021 al 01/05/2021,
- Unidad 03 desde el 08/05/2021 al 15/05/2021,
- Unidad 04 desde el 22/05/2021 al 29/05/2021,
- Unidad 05 desde el 05/06/2021 al 12/06/2021,
- Unidad 06 desde el 19/06/2021 al 26/06/2020,
- Unidad 07 desde el 03/07/2021 al 10/07/2021



**Unidades de Generación Térmica de UTE y centrales hidráulicas del Río Negro**

En las Tablas 8 , 9 y 10 se muestra diagramas Gantt con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades térmicas en el período abril 2021 - diciembre de 2023.

Versión 4  
13-04-2021

**PROPUESTA DE MANTENIMIENTOS DE GENERADORES TÉRMICOS E HIDRÁULICOS DEL S.I.N. AÑO 2021**

	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			
	03-abr	10-abr	17-abr	24-abr	01-may	08-may	15-may	22-may	29-may	05-jun	12-jun	19-jun	26-jun	03-jul	10-jul	17-jul	24-jul	31-jul	07-ago	14-ago	21-ago	28-ago	04-set	11-set	18-set	25-set	02-oct	09-oct	16-oct	23-oct	30-oct	06-nov	13-nov	20-nov	27-nov	04-dic	11-dic	18-dic	25-dic			
<b>CBM</b>		1		1		1		1		1		1		1									1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1					
<b>CTR1</b>																																										
<b>CTR2</b>																																										
<b>PTA1</b>																																										
<b>PTA2</b>																																										
<b>PTA3</b>																																										
<b>PTA4</b>																																										
<b>PTA5</b>																																										
<b>PTA6</b>																																										
<b>PTA 7&amp;8-U7</b>																																										
<b>PTA 7&amp;8-U8</b>																																										
<b>PTB TG1</b>																																										
<b>PTB TG2</b>																																										
<b>PTB ST</b>																																										

Tabla 8: Gantt unidades térmicas resto año 2021

Referencias:

X	Unidad con mantenimiento programado para esta fecha
	Ventana de mto, los trabajos previstos pueden moverse dentro de estas fechas
X	Fecha anterior propuesta no considerada para las corridas
	Semana de Carnaval
	Semana de Turismo







En las Tablas 11, 12 y 13 se muestra diagramas Gantt con el cronograma propuesto para los mantenimientos de las unidades hidráulicas en el período abril 2021 - diciembre 2023.

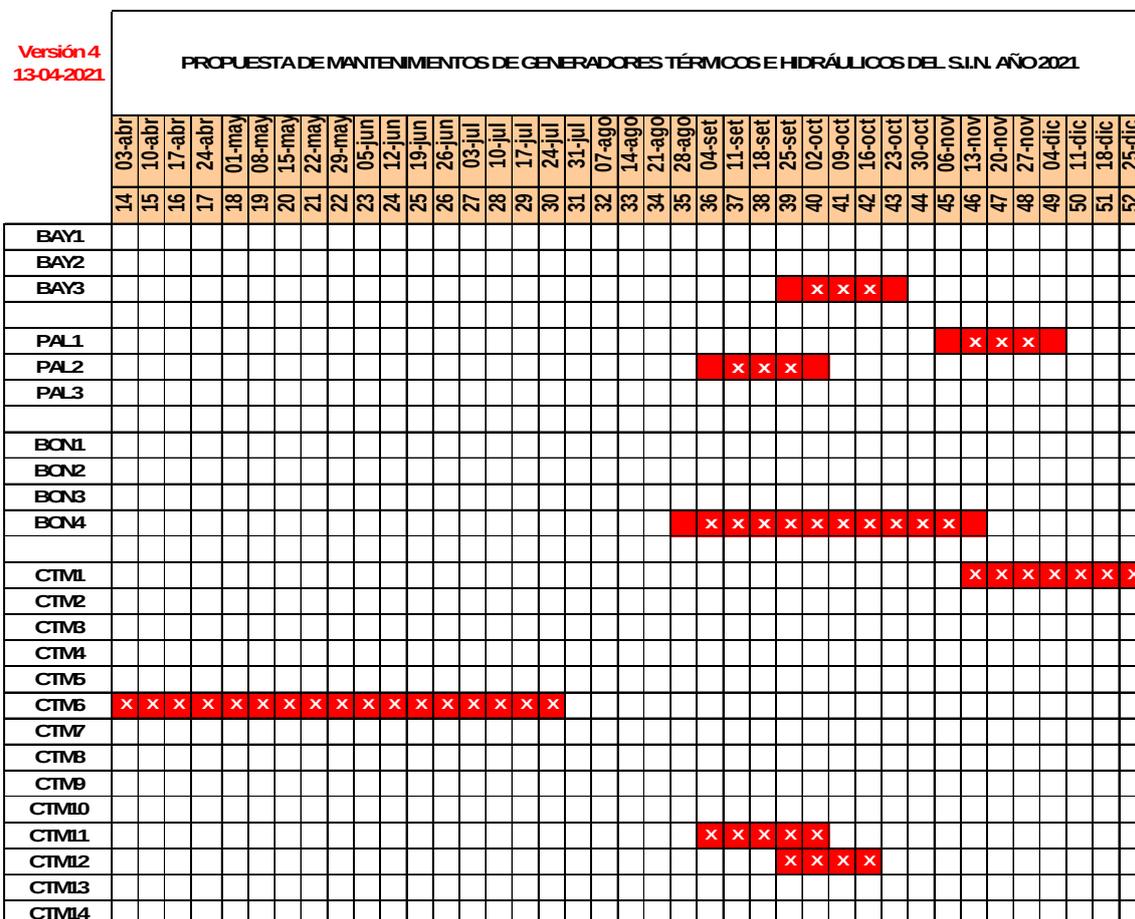


Tabla 11: Gantt unidades hidro resto del año 2021





## 2.7. Generación Renovable No Convencional

En la Tabla 14 se puede observar los parámetros considerados para generadores en base a Biomasa.

Los valores de la Tabla 14 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 optó por modelar 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 determinó con 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

Generador	Potencia considerada(MW)	f.d. (p.u.) fortuita	TMR (horas)	cv (USD/MWh)
Uruply S.A.	1.2	1	0	0
UPM	25	0.5	72	0
Fenirol	9.5	0.95	72	30
Bioener	9.5	0.9	72	30
Montes del Plata	80	0.85	72	0
Galofer	12.5	0.82	72	0
Ponlar	4.4	0.76	72	0
Alur	3.1	1	0	0
Lanas Trinidad	0.3	1	0	0
Las Rosas	0.2	1	0	0
Liderdat	2.45	0.82	0	203.4

Tabla 14: Parámetros considerados para los generadores en base a Biomasa.

Se modela la incorporación de UPM2 a través del siguiente cronograma de potencias y disponibilidades, así como mantenimientos en la Tabla 15.

		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 15: Cronograma de incorporación de UPM2



La penalización modelada por incumplir un erogado promedio diario mínimo de 80 m<sup>3</sup>/s en Bonete (promedio por poste en la sala de paso semanal) es de 0.05 MUSD/Hm<sup>3</sup> .

**FOTOVOLTAICA:**

En la Tabla 16 se muestran los generadores solares fotovoltaicos en servicio y su potencia autorizada a inyectar a la red de UTE.

Central Generadora	Agente Generador	Potencia Autorizada (MW)
ABRIL	GILPYN S.A.	1.00
ALTO CIELO	ALTO CIELO S.A.	20.00
ARAPEY SOLAR	GIACOTE S.A.	10.00
ASAHI	MIEM-UTE	0.50
CASALCO	CASALCO S.A.	1.75
CERROS DE VERA SOLAR	UTE	0.05
DEL LITORAL	JOLIPARK S.A.	16.00
DICANO	DICANO S.A.	11.25
EL NARANJAL	COLIDIM S.A.	50.00
FENIMA	FENIMA S.A.	9.50
HIKARI	MIEM-UTE	0.25
LA JACINTA	JACINTA SOLAR FARM S.R.L.	50.00
MENAFRA SOLAR	GIACOTE S.A.	20.00
NATELU	NATELU S.A.	9.50
PETILCORAN	PETILCORAN S. A.	9.50
RADITON	RADITON S.A.	8.00
TS	CERNERAL S.A.	1.00
VINGANO	VINGANO S.A.	1.00
YARNEL	YARNEL S.A.	9.50
<b>TOTAL</b>		<b>228.80</b>

*Tabla 16: Potencias Autorizadas a generar de los generadores fotovoltaicos en servicio.*

En la Tabla 17 se muestran los parques eólicos en servicio que se consideran en este estudio.



Central Generadora	Agente Generador	Potencia autorizada a inyectar en la red (MW)
COLONIA ARIAS	RAFISA (ver nota 1)	70.0
CARACOLES 1 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	10.0
CARACOLES 2 del PARQUE EÓLICO ING. EMANUELE CAMBILARGIU	UTE	10.0
CUCHILLA DEL PERALTA I	PALMATIR S.A.	50.0
ENGRAW	ENGRAW EXPORT & IMPORT CO. S.A.	3.6
JUAN PABLO TERRA	UTE	67.2
CORFRISA	CORPORACION FRIGORIFICA del URUGUAY S.A.	1.8
LUZ DE LOMA	LUZ DE LOMA S.A.	20.0
LUZ DE MAR	LUZ DE MAR S.A.	18.0
LUZ DE RÍO	LUZ DE RÍO S.A.	50.0
MARYSTAY	MARYSTAY S.A.	2.0
MELOWIND	ESTRELLADA S.A.	50.0
MINAS I	GENERACIÓN EÓLICA MINAS S.A. - GEMSA	42.0
NUEVO MANANTIAL CENTRAL 2	NUEVO MANANTIAL S.A.	4.0
PALOMAS	NICEFIELD S.A.	70.0
PAMPA	RAFISA (ver nota 2)	141.6
PARQUE CERRO GRANDE	LADANER S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO 18 DE JULIO	IKEROL COMPANY S.A.	10.0
PARQUE EÓLICO ARTILLEROS	ROUAR S.A.	65.1
PARQUE EÓLICO CARAPÉ I	FINGANO S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO CARAPÉ II	VENGANO S.A.	40.0
PARQUE EÓLICO FLORIDA I	POLESINE S.A.	50.0
PARQUE EÓLICO FLORIDA II	GLYMONT S.A.	49.5
PARQUE EÓLICO JULIETA	IWERYL S.A.	3.6
PARQUE EÓLICO KİYÚ	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
		1477

Tabla 17: Potencias Autorizadas a generar de los generadores eólicos en servicio.

**MOTOGENERADORES:**

Según la información de indisponibilidad hasta nuevo aviso provista por el generador Zenda, se modela con 0 unidades disponibles para todo el periodo de optimización.

**2.8. Red de Trasmisión**

Se indispone la CME y MB5 en las siguientes fechas:

- Del 03/05/21 al 07/05/21
- Del 10/05/21 al 14/05/21

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

**2.9. Intercambios de Energía****Importación**

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

**Con Argentina**

Se modela una importación que representaría las centrales térmicas de dicho país que podrían auxiliar a nuestro sistema en casos de emergencia.

200 MW de potencia máxima en las semanas 41 a 47 (2021) inclusive y 11 a 17 (2022) inclusive, y 140 MW las semanas del año restantes, siempre con 65% de disponibilidad y precio (Falla 1 – 1 USD/MWh).

**Con Brasil**

A través de Melo una potencia máxima de 300 MW. Se usa una CEGH que modela los precios de la energía en la región sur de Brasil, permitiendo la oferta de exportación a Uruguay sólo cuando el precio está por debajo de 145 USD/MWh y con un sobre-costos de 300 USD/MWh. En la práctica equivale a energía disponible para asistencia ante emergencias a costos superiores a Falla 1.

**Exportación**

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

**Con Argentina**

Las compras de Argentina al sistema uruguayo se modelan mediante un actor Spot de Mercado a un precio de 12 USD/MWh, con una potencia de 800 MW y 70% de disponibilidad.

**Con Brasil**



El intercambio con Brasil se modela mediante un actor Spot de Mercado Postizado, que oferta cuando el marginal nacional está por debajo de 30 USD/MWh y recibe un neto de 30 USD/MWh por la energía vendida. En comparación con años anteriores, las exigencias de firmeza sobre las ofertas son más estrictas. Esto reduce las oportunidades de ofertar a precios sensiblemente inferiores al despacho térmico. Atendiendo a esta situación se cambia el modelado, representando 200 MW con 70% de disponibilidad en las condiciones de precio ya mencionadas

En cuando a los detalles de los parámetros del actor Spot de Mercado Postizado, atendiendo al comportamiento observado del comercializador en Brasil, se crea un índice para el Costo Variable de Intercambio (CVI) como se muestra en la ec. 1.

$$CVI = \text{máx} (0; (CMO_{Br} - 4,53 \text{ USD/MWh}) / 1.26)$$

*ec. 1: Costo Variable de Intercambio Brasil.*

El  $CMO_{Br}$  representa una estimación del precio de la energía en la región sur de Brasil y se calcula de acuerdo a la ec. 2.

$$CMO_{Br} = (cmo_1 * 0.2326621924 + cmo_3 * 0.7673378076) * CMO_{tendencia}$$

*ec. 2: Estimación del precio de la energía en la región sur de Brasil.*

Siendo  $cmo_1$  y  $cmo_3$  las salidas del sintetizador CEGH "BPS50" que modelan la volatilidad del costo marginal operativo de la región sur de Brasil en el patamar 1 y 3. La variable  $CMO_{tendencia}$  representa un proyección del precio en USD/MWh de la energía en la región sur de Brasil. En base a la información disponible en el sitio de la CCEE se considera una proyección de precio de 32,43 USD/MWh (180.2 R\$/MWh) y los valores iniciales para los bornes  $cmo_1$  y  $cmo_3$  de la fuente CEGH correspondiente se fijan en 148.11 R\$/MWh/180.2 R\$/MWh = 0.822 y 114.87 R\$/MWh/180.2 R\$/MWh = 0.638 respectivamente.

No se modelan ventas de excedentes térmicos.

## Excedentes

Se modela como una exportación con potencia máxima 4000 MW en todos los postes y precio 0,1 USD/MWh.

## 2.10. Modelado utilizado

### 2.10.1. Versión SimSEE

Se utiliza la versión iie52\_211 de SimSEE.

### 2.10.2. Salas SimSEE

Para realizar esta PES se utilizaron dos salas SimSEE. Una sala de paso diaria enganchada con una sala de paso semanal cuya optimización va hasta el 2035 que fija la política de operación.

### 2.10.3. **Horizontes de tiempo**

Fecha de optimización: 17/04/2021 – 01/06/2023

(Engancha con CF paso semanal optimizado desde la misma fecha hasta 31/12/2035)

Fecha de la simulación: 17/04/2021 – 17/04/2022

### 2.10.4. **Estado inicial del Sistema**

La cota inicial del lago Bonete: 75,42 m.

Aportes al inicio, Bonete= 1412 m<sup>3</sup>/s, Palmar= 161 m<sup>3</sup>/s, Salto/2= 1108 m<sup>3</sup>/s.

Valores trimestrales del iN3.4 (a partir del trimestre MAM): ) : -0.49 -0.34 -0.2 -0.11 -0.12  
-0.2 -0.27 0.0 -0.01.

### 2.10.5. **Demanda**

Se continúa utilizando el modelo CEGH de paso diario "CEGH\_DEM\_X3.txt", con su modelado horario en base a las demandas detalladas "llano1\_2012\_2068.bin", "llano2\_2012\_2068.bin", "pico\_2012\_2068.bin" y "valle\_2012\_2068.bin".

### 2.10.6. **Controles de Cota 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 18.

	Cota Mínima (m)	Penalidad (MUSD/(m-día))
Bonete	72.3	0.770
Palmar	37	0.268
SG	32	0.358

Tabla 18: Controles de cota considerados en el estudio

### 2.10.7. **Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.**

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

### 2.10.8. **Parámetros generales**

La simulación de la sala de paso diario se realiza a partir de 1000 crónicas sintéticas y la optimización con 5.

La optimización de la sala de paso semanal se realiza a partir de 20 crónicas sintéticas.

### 2.11. Respaldo no hidráulico del Sistema

En la Figura 12 se muestra la potencia media mensual resultante de aplicar el PAM y bajo las hipótesis de importación y expansión utilizadas (unidades no hidráulicas) hasta fines del 2021.

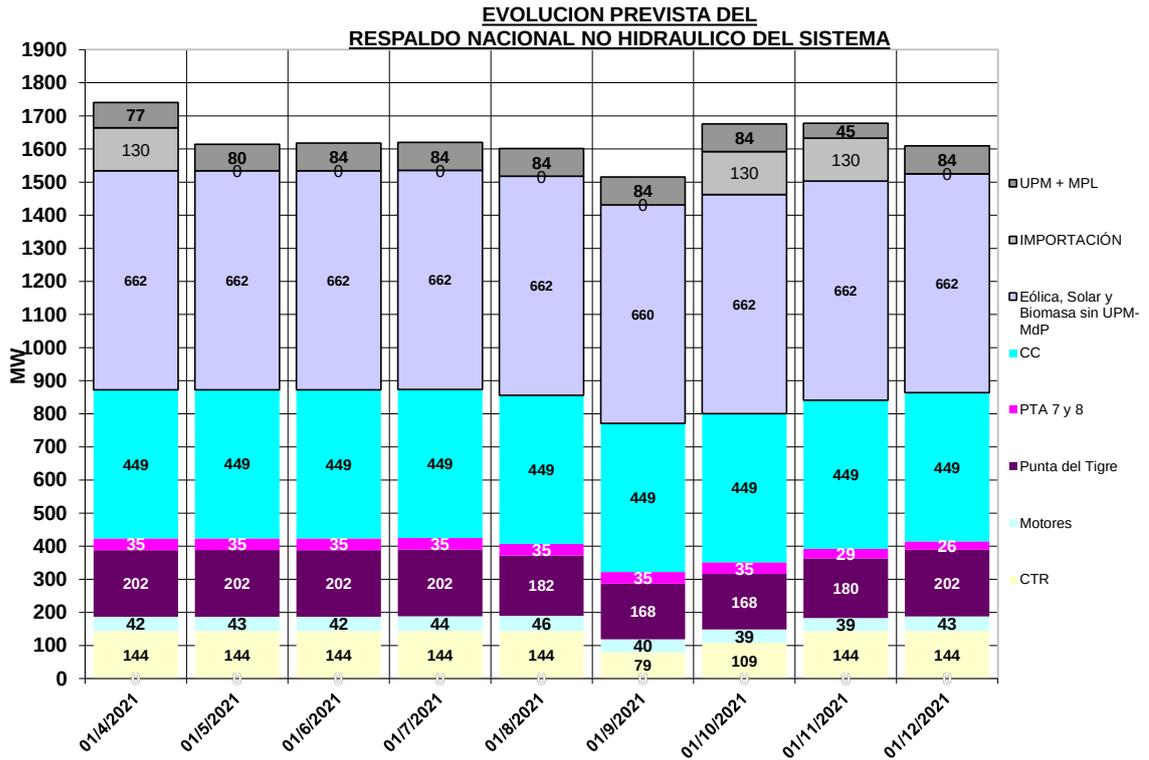


Fig. 12: Respaldo Nacional no hidráulico del SIN.

### 3 Principales resultados

En esta sección se muestran los principales resultados aplicables a la operación en el Período de la Programación Estacional Mayo – Octubre 2021, con paso de tiempo diario.

#### 3.1. Balance energético del semestre

La demanda estimada en el periodo estacional con confianza 90 % es de 5641 GWh  $\pm$  0,30 %.

En la Tabla 19 se muestra el balance energético en el periodo 01/05/2021 al 29/10/2021.

	Generación acumulada (GWh) del semestre	% de la Generación total
Hidráulica	3.352,8	48,5
Térmica	141,0	2,0
Biomasa	449,3	6,5
Eólica	2.793,7	40,5
Solar	169,1	2,4
Falla	0,1	0,0
Imp Argentina Contingente	0,3	0,0
Imp Argentina CC	0,0	0,0
Imp Brasil	0,0	0,0
<b>Generación Total</b>	<b>6.906,2</b>	<b>100</b>
Excedentes	284,0	
Exp Argentina	939,3	
Exp Brasil	41,5	
<b>Generación Total – Exportaciones</b>	<b>5.641,3</b>	

Tabla 19: Balance energético en el semestre.

### 3.2. Evolución de la cota de Bonete

En la Fig. 13 se muestra la evolución de la cota de Bonete hasta fines del año 2021. Se observa que en promedio la cota asciende hasta los 78,8 metros y el valor esperado en el periodo estacional es de 77,2 metros.

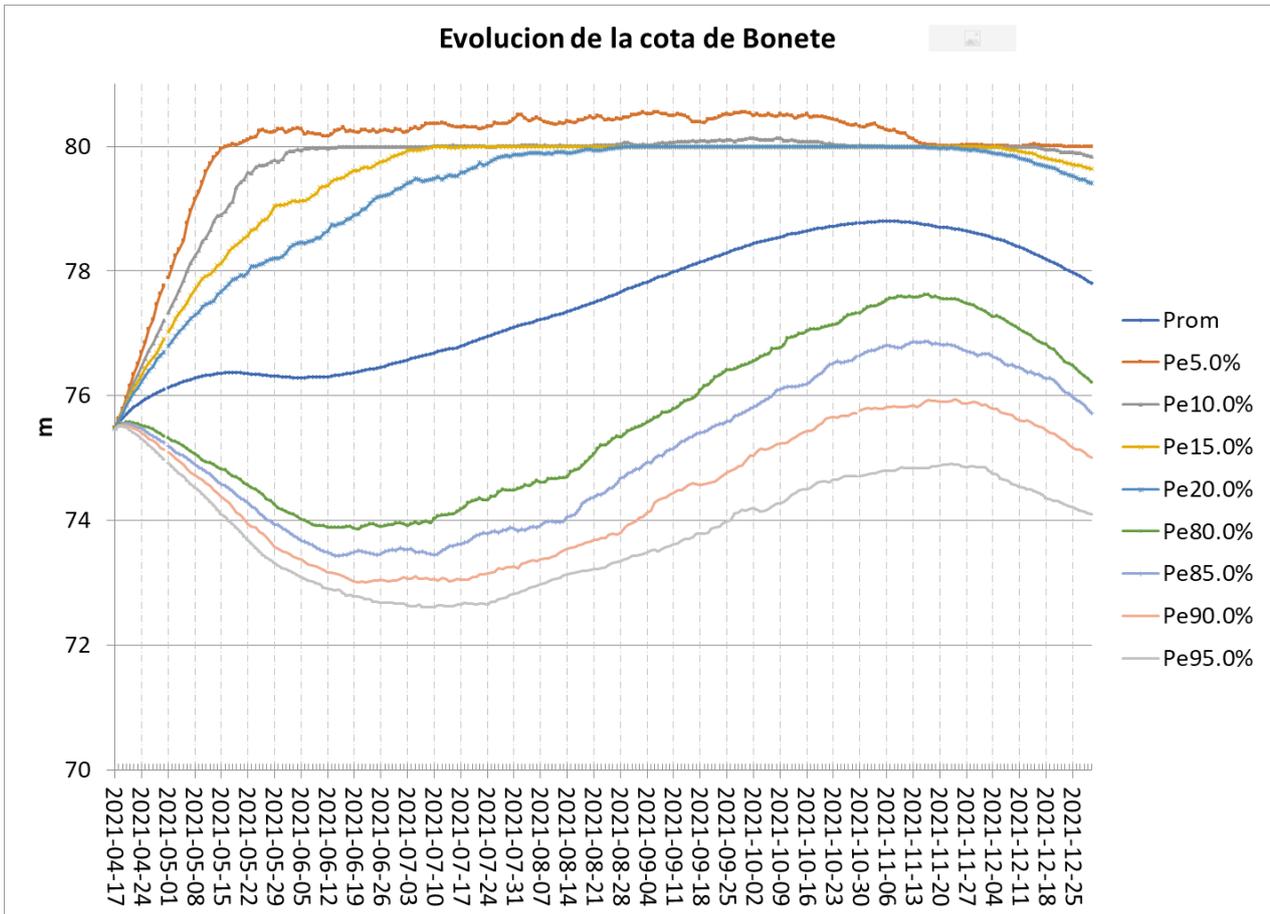


Fig. 13: Evolución de la cota de Bonete hasta fines del año 2021.

### 3.3. Evolución de la cota de Palmar

En la Fig. 14 se muestra la evolución de la cota de Palmar hasta fines del año 2021. Se observa que en promedio la cota asciende hasta los 39,8 metros y el valor esperado en el periodo estacional es de 39,3 metros.

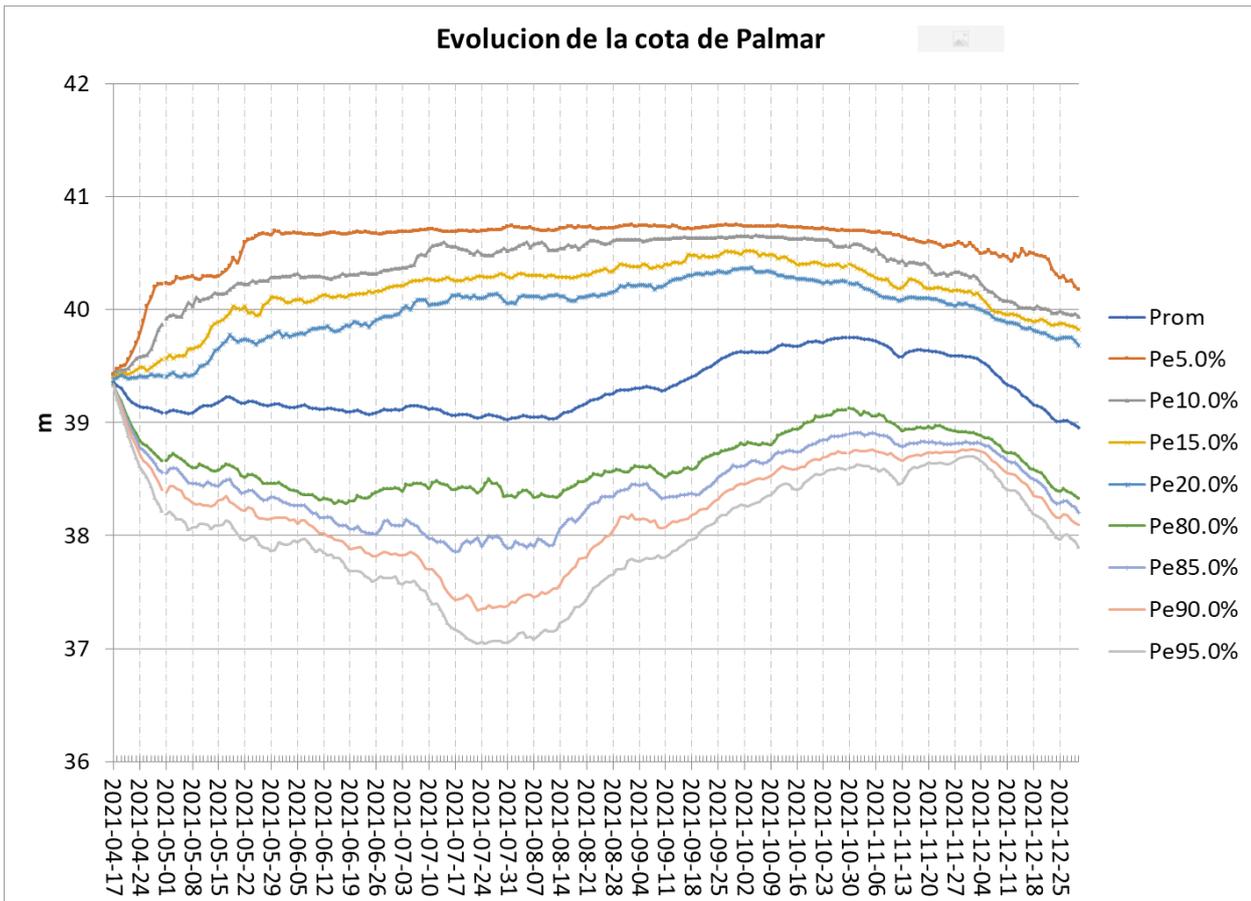


Fig. 14: Evolución de la cota de Palmar hasta fines del año 2021

### 3.4. Evolución de la cota de Salto Grande

En la Fig. 15 se muestra la evolución de la cota de Salto Grande hasta fines del año 2021. Se observa que en promedio la cota asciende hasta los 34,3 metros y el valor esperado en el periodo estacional es de 33,8 metros.

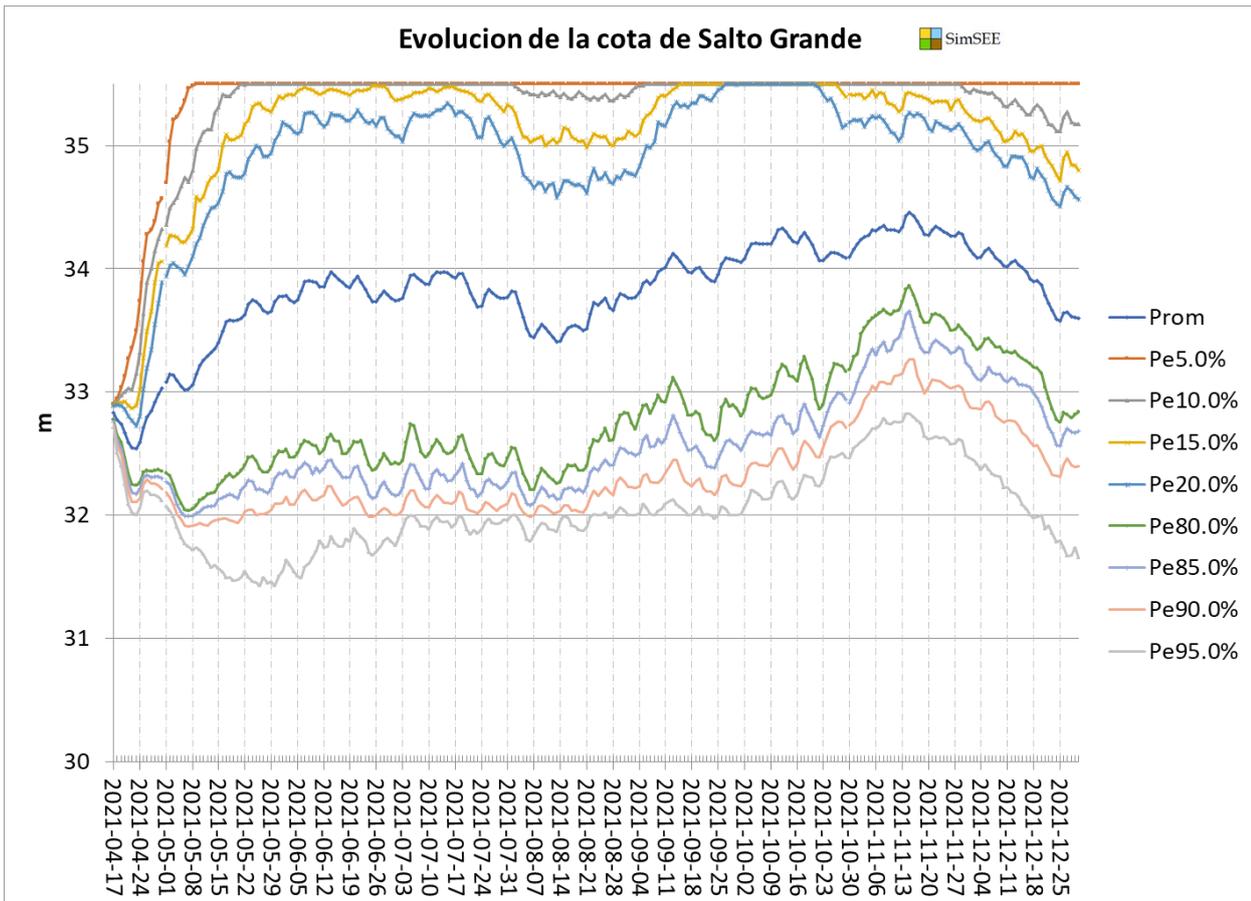


Fig. 15: Evolución de la cota de Salto Grande hasta fines del año 2021

### 3.5. Costo Marginal del Sistema

En la Fig. 16 se muestra la evolución del costo marginal del Sistema hasta fines del año 2021. En el periodo estacional el Costo Marginal del Sistema en promedio no supera los 50,8 USD/MWh y el valor esperado es de 30,5 USD/MWh.

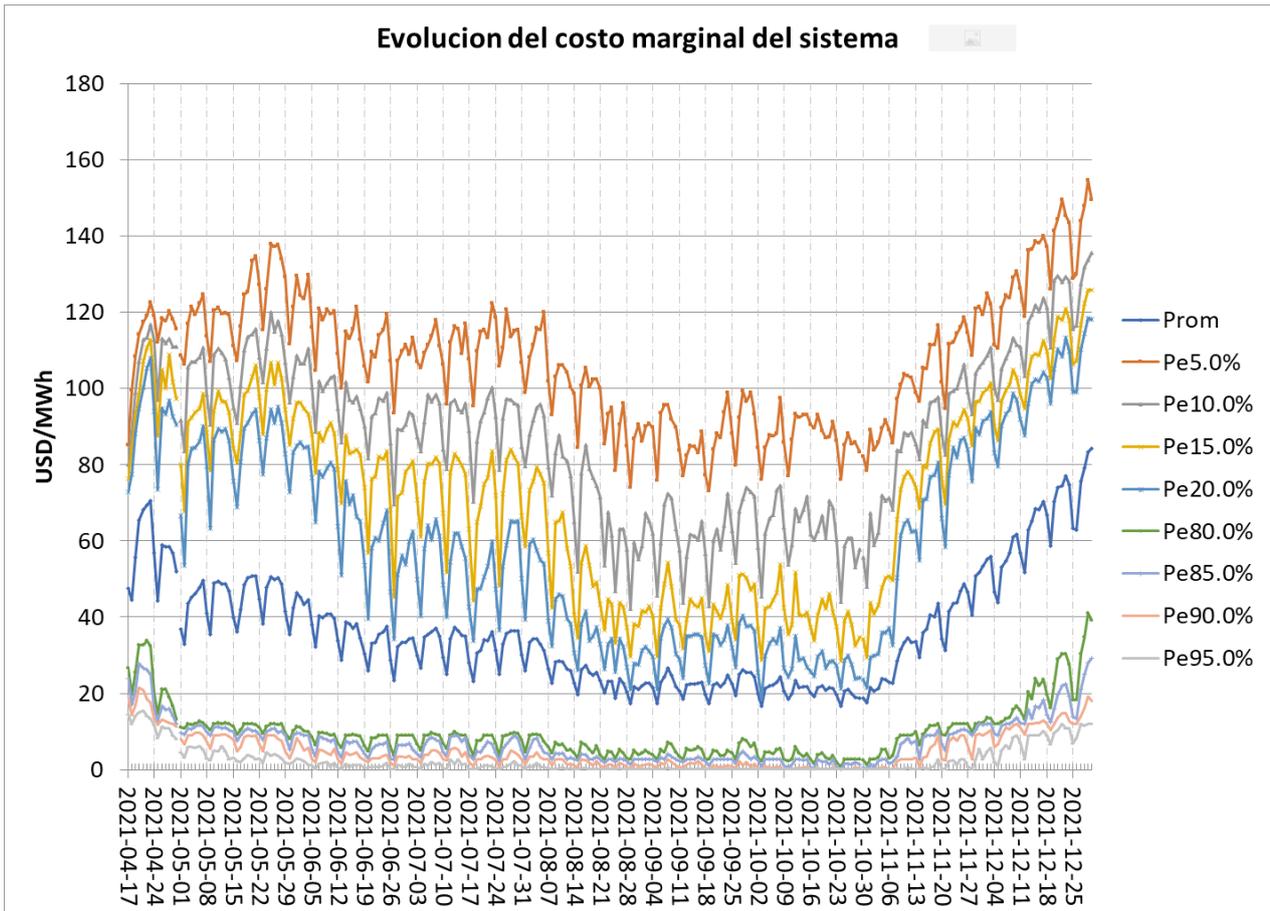


Fig. 16: Evolución del Costo Marginal del Sistema hasta fines del año 2021.

### 3.6. Despacho promedio

En la Fig. 17 se muestra la generación por fuente hasta fines del año 2021.

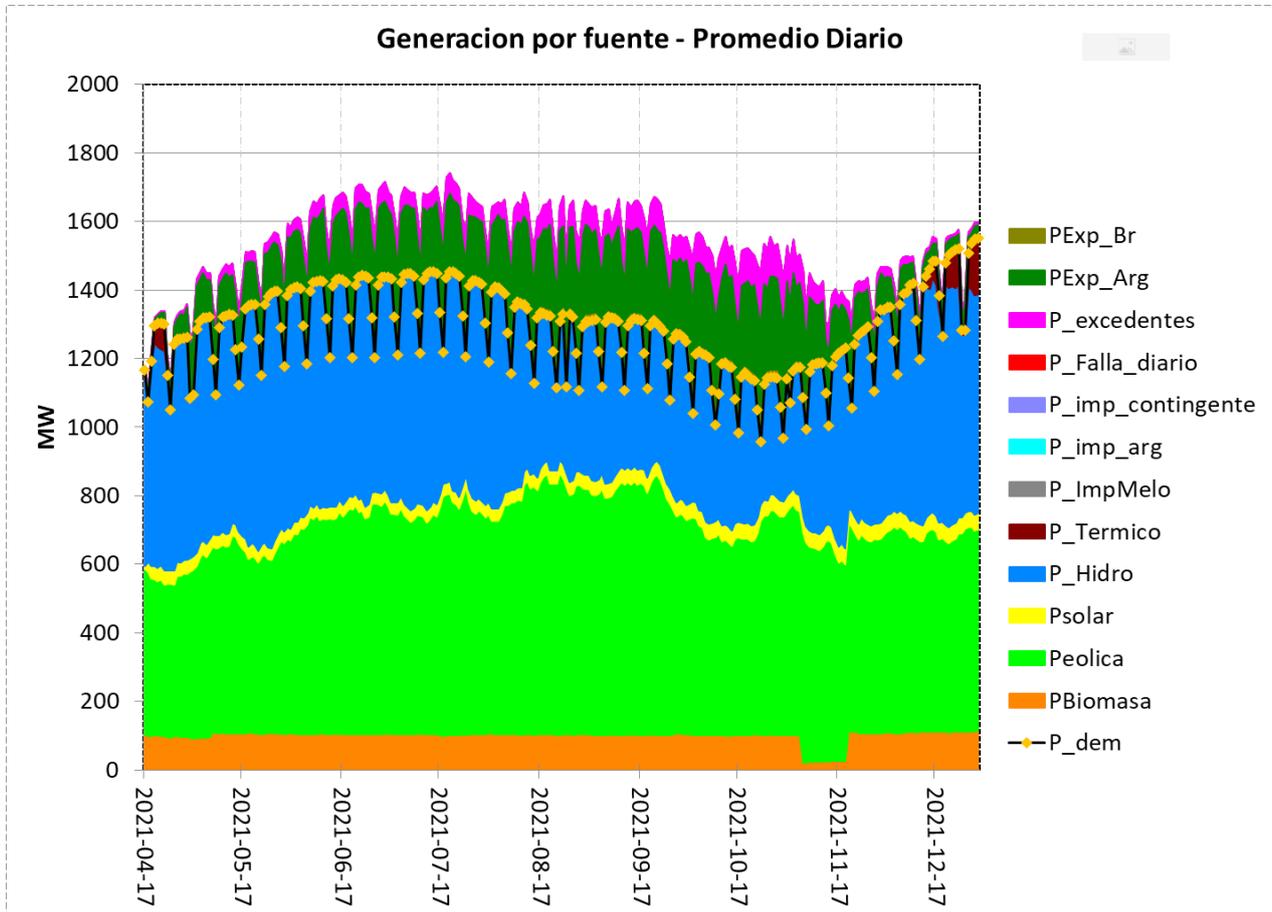


Fig. 17: Despacho promedio diario hasta fines del 2021.

### 3.7. Despacho térmico acumulado

El despacho térmico acumulado hasta fines del año 2021 se muestra en la Fig. 18. En el periodo estacional el despacho esperado de generación térmica es de 141,0 GWh.

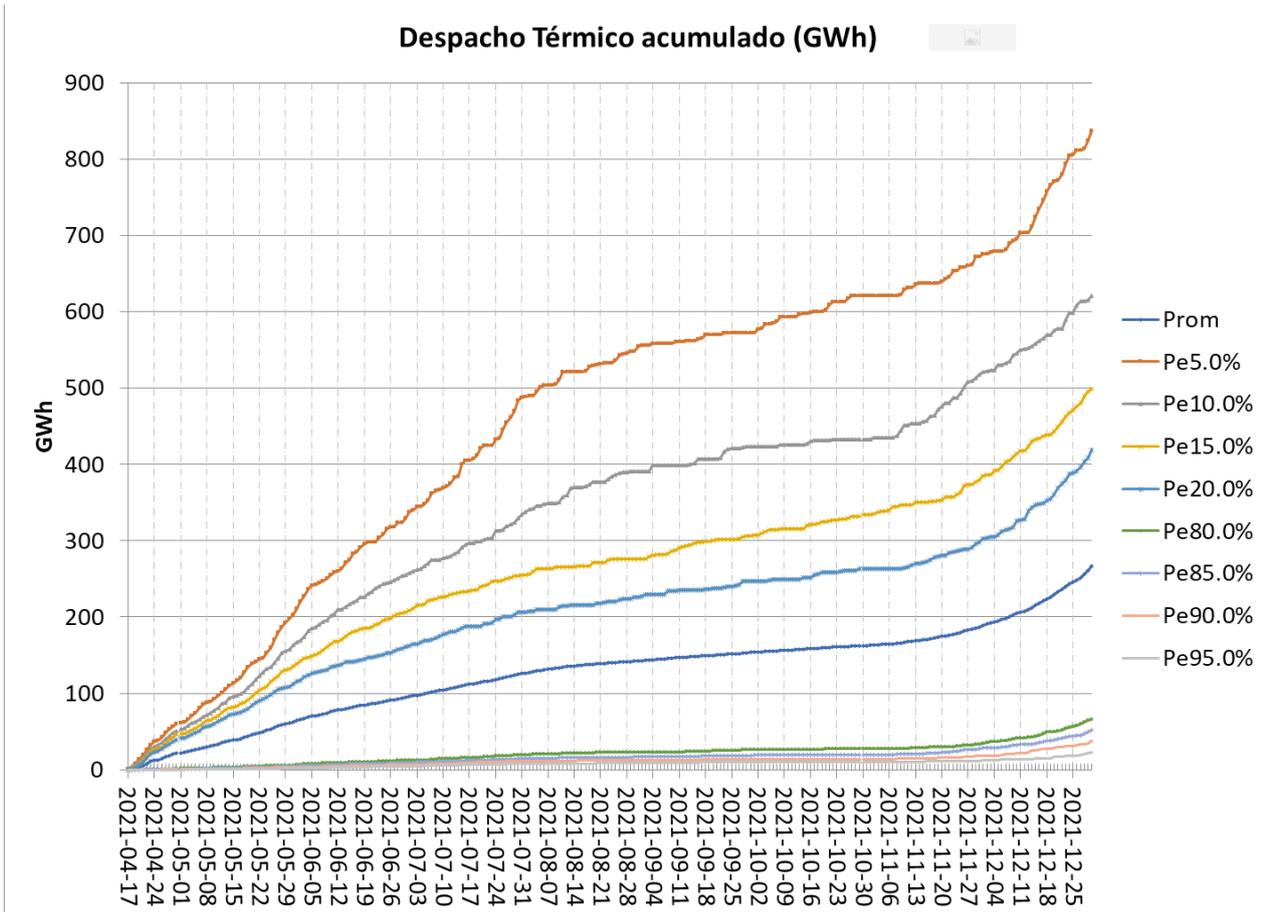


Fig. 18: Despacho térmico acumulado hasta fines del año 2021.

### 3.8. Despacho de Falla Acumulado

En la Fig. 19 se muestra el despacho de Falla acumulado hasta fines del 2021. En el periodo estacional el despacho de Falla esperado es de 0,1 GWh.

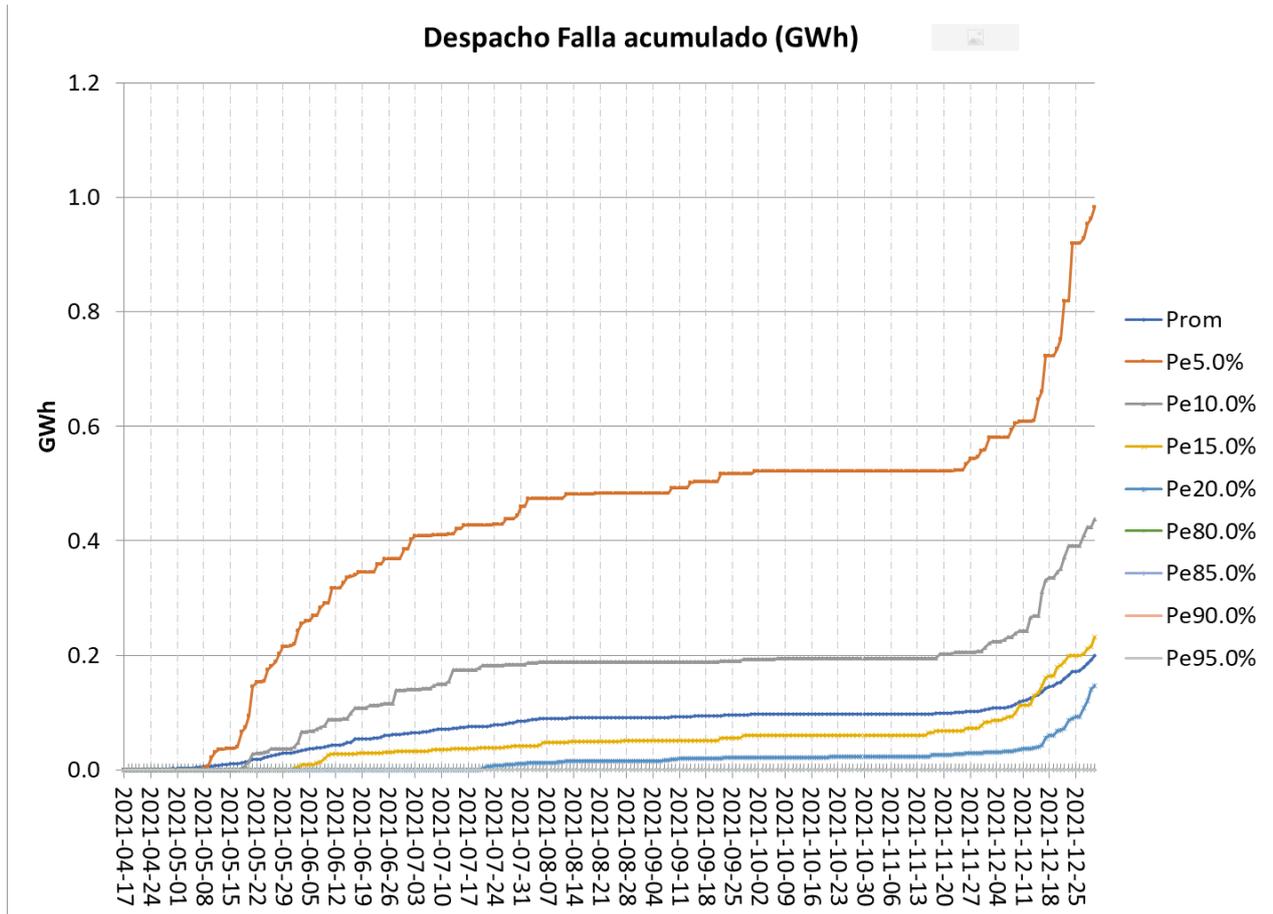


Fig. 19: Despacho de Falla acumulado hasta fines del año 2021.

### 3.9. Valorización de la Demanda al costo marginal

En la Tabla 20 se muestra la valorización al costo marginal de la Demanda a partir de la fórmula en la ec. 3.

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

ec. 3: Cálculo de la valorización de los recursos y demanda al cmg.

Siendo:



- $P[j]^{i,k}$  : Potencia media entregada o demandada de la red en el Poste j del día i de la crónica k resultante de la simulación.
- $cmg[j]^{i,k}$  : Costo marginal del sistema en el Poste j del día i de la crónica k resultante de la simulación.
- $Durpos[j]$  : Duración del Poste j usado en la simulación.

Recurso	ValCMG (USD/MWh)
Demanda	49.2

Tabla 20: Valorización de la Demanda al cmg.

Se considera el periodo comprendido entre 17/04/2021 y el 16/04/2022 para el calculo de la valorización de la Demanda al cmg.



## Tabla de Contenidos

<b>PROGRAMACIÓN ESTACIONAL.....</b>	<b>1</b>
<b>MAYO - OCTUBRE 2021.....</b>	<b>1</b>
<b>1 RESUMEN EJECUTIVO.....</b>	<b>2</b>
<b>2 HIPÓTESIS.....</b>	<b>4</b>
2.1. Demanda y Falla.....	4
2.2. Situación hidrológica y clima.....	5
2.3. Combustibles.....	12
2.4. Parque térmico.....	13
2.5. Vida útil unidades térmicas y plan de expansión.....	14
2.6. Mantenimiento programado.....	14
Unidades de Generación Térmica de UTE y centrales hidráulicas del Río Negro.....	15
<b>ADMINISTRACIÓN D2EL MERCADO ELÉCTRICO DNC20200461844 PÁG. 20/40. .19</b>	
2.7. Generación Renovable No Convencional.....	21
2.8. Red de Trasmisión.....	25
2.9. Intercambios de Energía.....	25
2.10. Modelado utilizado.....	26
2.10.1. Versión SimSEE.....	26
2.10.2. Salas SimSEE.....	26
2.10.3. Horizontes de tiempo.....	27
2.10.4. Estado inicial del Sistema.....	27
2.10.5. Demanda.....	27
2.10.6. Controles de Cota de los embalses.....	27
2.10.7. Modelado de Aportes a las Centrales Hidroeléctricas.....	27
2.10.8. Parámetros generales.....	27
2.11. Respaldo no hidráulico del Sistema.....	28
<b>3 PRINCIPALES RESULTADOS.....</b>	<b>29</b>
3.1. Balance energético del semestre.....	29
3.2. Evolución de la cota de Bonete.....	30
3.3. Evolución de la cota de Palmar.....	31



<b>3.4. Evolución de la cota de Salto Grande.....</b>	<b>32</b>
<b>3.5. Costo Marginal del Sistema.....</b>	<b>33</b>
<b>3.6. Despacho promedio.....</b>	<b>34</b>
<b>3.7. Despacho térmico acumulado.....</b>	<b>35</b>
<b>3.8. Despacho de Falla Acumulado.....</b>	<b>36</b>
<b>3.9. Valorización recursos al costo marginal.....</b>	<b>36</b>