



Garantía de Suministro 2021

ADME Abril 2021
Montevideo - Uruguay

En la elaboración de las hipótesis de este informe trabajaron:

Por UTE:

Gabriela Gaggero, Hernán Rodrigo, Eduardo Penza de la unidad PEG de UTE-Melilla.

En la elaboración de este informe trabajaron:

Por ADME - Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas:

María Cristina Álvarez, Felipe Palacio, Pablo Soubes, Eliana Cornalino, Ruben Chaer

Responsable: Ruben Chaer

Fecha: 29/01/2021

Última actualización: 21/04/2021



1. Resumen Ejecutivo

El presente informe analiza el balance de requerimientos y aportes a la garantía de suministro (GS) de acuerdo a lo previsto en el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (RM-MEE).

Para representar el modelo del sistema uruguayo se modifica una sala SimSEE utilizando como base la sala de paso diario de la Programación Estacional Noviembre 2020 a Abril 2021 (PES). Al igual que en la PES, en este estudio se considera el ingreso escalonado de UPM2 al Sistema Interconectado Nacional (SIN) a partir del 01/10/2022. Se considera que se retiran del sistema las unidades de CTR el 1/1/2024 y los moto-generadores de Central BATTLE el 1/1/2030 y un plan de expansión de la generación térmica del SIN en base de turbinas de Gas Oil (TG) de 69 MW a partir del 2033 y de ciclos combinados de 180 MW, a partir del año 2035. Esta información está representada en la política de operación a través del Costo Futuro de largo plazo del modelo utilizado.

En la PES vigente se considera que el erogado mínimo por navegabilidad impuesto por la central de Salto Grande en el Río Uruguay es de 600 m³/s. En reunión realizada el 15/03/2021 con técnicos de CTM se acordó representar el requerimiento de erogado mínimo de la central Salto Grande imponiendo un erogado mínimo de 450 m³/s teniendo en consideración que en situaciones de bajos caudales de aportes es posible bajar el requerimiento a ese valor. Por lo cual se modifica la sala de la PES vigente teniendo en cuenta esta consideración.

Para la determinación de las horas del Período Firme se seleccionan el 75% de las horas de mayor demanda neta de cada mes.

Se destaca que, a partir del año 2022, existen tres eventos donde el Seguro de Garantía de Suministro (SGS) sin cubrir supera levemente al 5% del Requerimiento Previsto de Garantía de suministro (RPGS). El primer evento de SGS sin cubrir que supera el 5% del RPGS es de 93 MW se observa en mayo del año 2022 y la Falla media mensual en el Poste 1 asociada con probabilidad de excedencia 5% es de 33 MW. El origen principal de este faltante se explica por un mantenimiento programado de una turbina de gas del Ciclo Combinado a realizarse en mayo del año 2022, debiéndose analizar en el momento de elaborar el informe del Plan Anual de Mantenimiento correspondiente la conveniencia de su realización o



un posible cambio de fecha de ejecución. Los otros dos eventos de SGS sin cubrir que superan el 5% del RPGS ocurren en invierno: 125 MW en julio del 2027 y 131 MW en Junio del 2028, siendo esos meses aquellos en donde los requerimientos de potencia son los mayores del año para el SIN.

La Falla observada, tanto en la media mensual en el Poste 1 como la Falla promedio mensual en el Período Firme, no es significativa en todo el período en estudio.

2. Resultados requeridos

A continuación se presentan los resultados requeridos por el RMMEE en relación al Informe de Garantía de Suministro, según lo dispuesto en el Título VI, "Garantía de Suministro", y en concordancia con lo dispuesto en el Título VII, "Reserva Anual y Reserva Nacional".

Los resultados están calculados para un período de estudio de 8 años y las hipótesis utilizadas son las de la Programación Estacional para el período Noviembre 2020 - Abril 2021 hasta el año 2025 y a partir de ese año, las detalladas en el punto 2.9

2.1. Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro

El Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro (RPGS) se calcula con el consumo previsto, más una estimación de pérdidas de energía por transmisión. El consumo previsto de cada Participante Consumidor se calcula como la potencia media de su consumo en el Período Firme. El Período Firme en el RMMEE está definido por las horas fuera del Bloque de Valle de cada mes. En este informe el Período Firme se define como el 75% de las horas de mayor demanda neta de cada mes.

En la Fig. 1 se presenta el RPGS para el período de estudio:

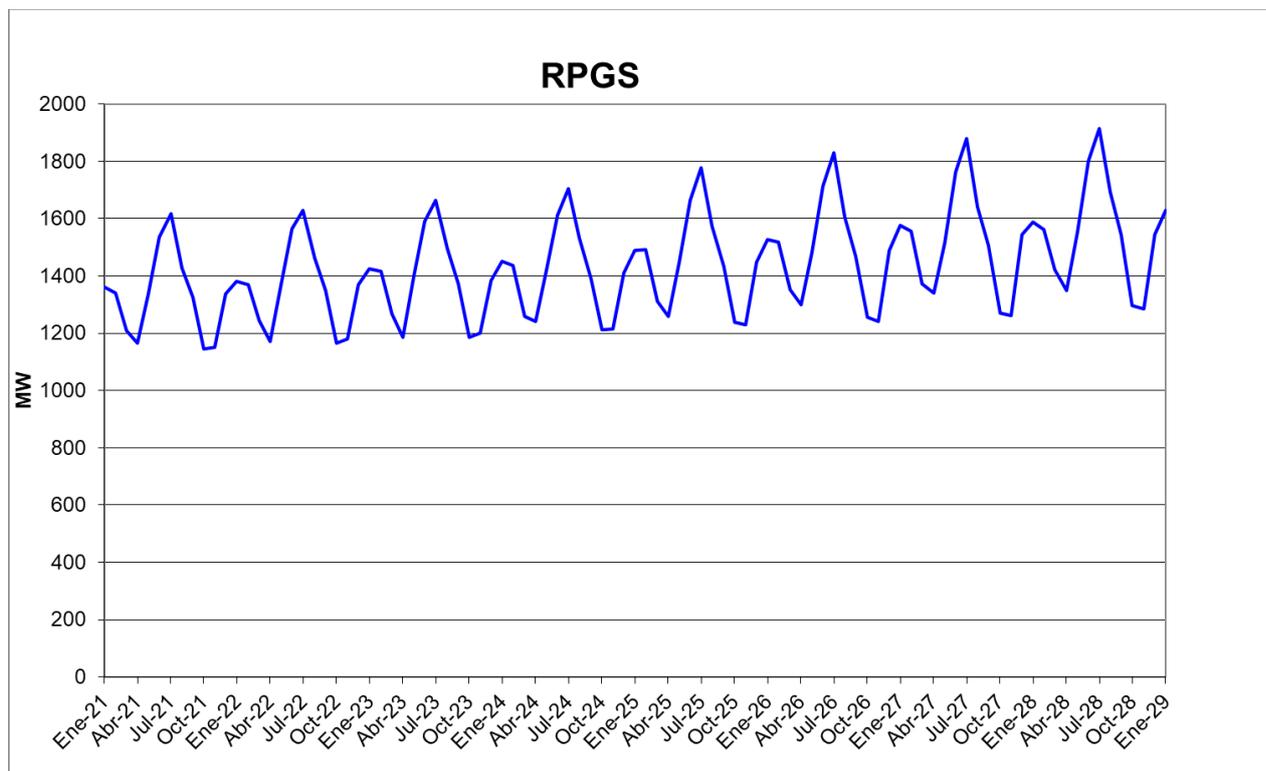


Fig. 1: Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro

Para el cálculo del RPGS se utilizaron las proyecciones de demanda consideradas en la PES hasta el año 2025 y a partir de 2024 se considera un crecimiento de 2,25% anual.

2.2. Seguro para Garantía de Suministro

Con el objetivo de contar con respaldo de Potencia Firme de Largo Plazo (PFLP) y proteger el sistema de riesgo de racionamiento, cada Distribuidor y Gran Consumidor, o su Comercializador deben aportar al Seguro para Garantía de Suministro (SGS), cubriendo un porcentaje de su RPGS mensual.

El SGS se define con los siguientes porcentajes y plazos según el RMMEE:

1. Para Consumidores Cautivos, el Distribuidor que los abastece deberá tener contratos por el 90% del RPGS, para los siguientes 5 años.
2. Para los Grandes Consumidores Potenciales, el Distribuidor que los abastece deberá tener contratos por el 70% del RPGS, para el siguiente año.

3. Según el Decreto 114 del año 2014, el cual modifica las definiciones de Suscriptor y Participante Consumidor contenidas en el artículo 7 del Decreto 276/002, los generadores o autoprodutores que entregan energía a la red, se consideran como participante consumidor cuando retiran energía de la red para su consumo. En este informe se consideraron, entonces, los generadores como participantes consumidores libres cuando retiran energía de la red para sus consumos propios. A los efectos del cálculo del SGS, para este tipo de consumidores se aplican los mismos criterios que se aplican a los Grandes Consumidores Potenciales (punto 2).

La 2 muestra los valores del SGS resultante para el período de estudio:

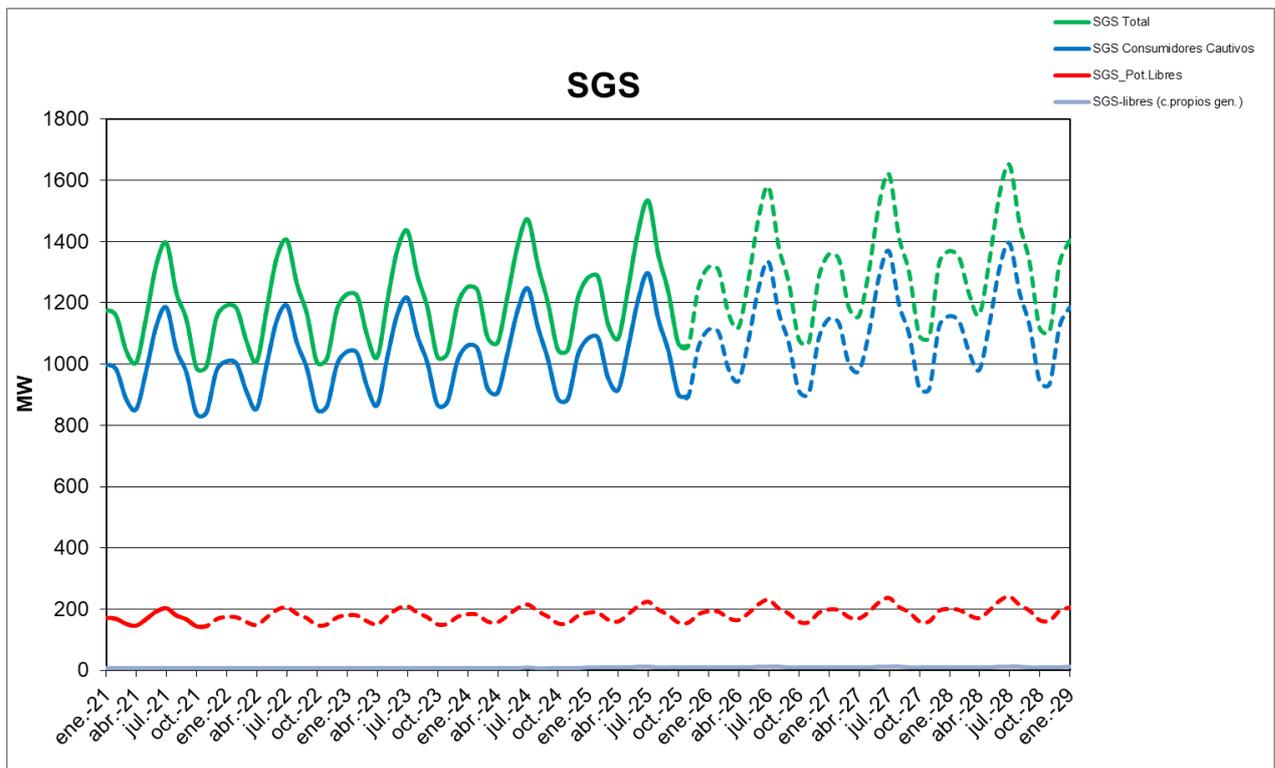


Fig. 2: Seguro de Garantía de Suministro

El trazo continuo representa el SGS para el plazo establecido según el tipo de Participante en el RMEE. Los trazos punteados representan la proyección del SGS para el resto del período de estudio.

2.3. Requerimiento de Contratar

Cada Participante Consumidor aportará a la Garantía de Suministro del sistema, cubriendo por lo menos una parte de su SGS con contratos. Del Requerimiento de Contratar (RC) se descontará la PFLP que corresponde al Participante Consumidor en el Servicio de Reserva Nacional (SRN).

El RC se establece con los siguientes plazos y porcentajes:

1. Para Consumidores Cautivos, el Distribuidor que los abastece deberá tener contratos por el 80% del RPGS, para los siguientes 5 años.
2. Para los Grandes Consumidores Potenciales y consumos propios de los generadores, el Distribuidor que los abastece deberá tener contratos por el 50% del RPGS, para el siguiente año.

La 3 muestra los valores resultantes para el RC en el período de estudio:

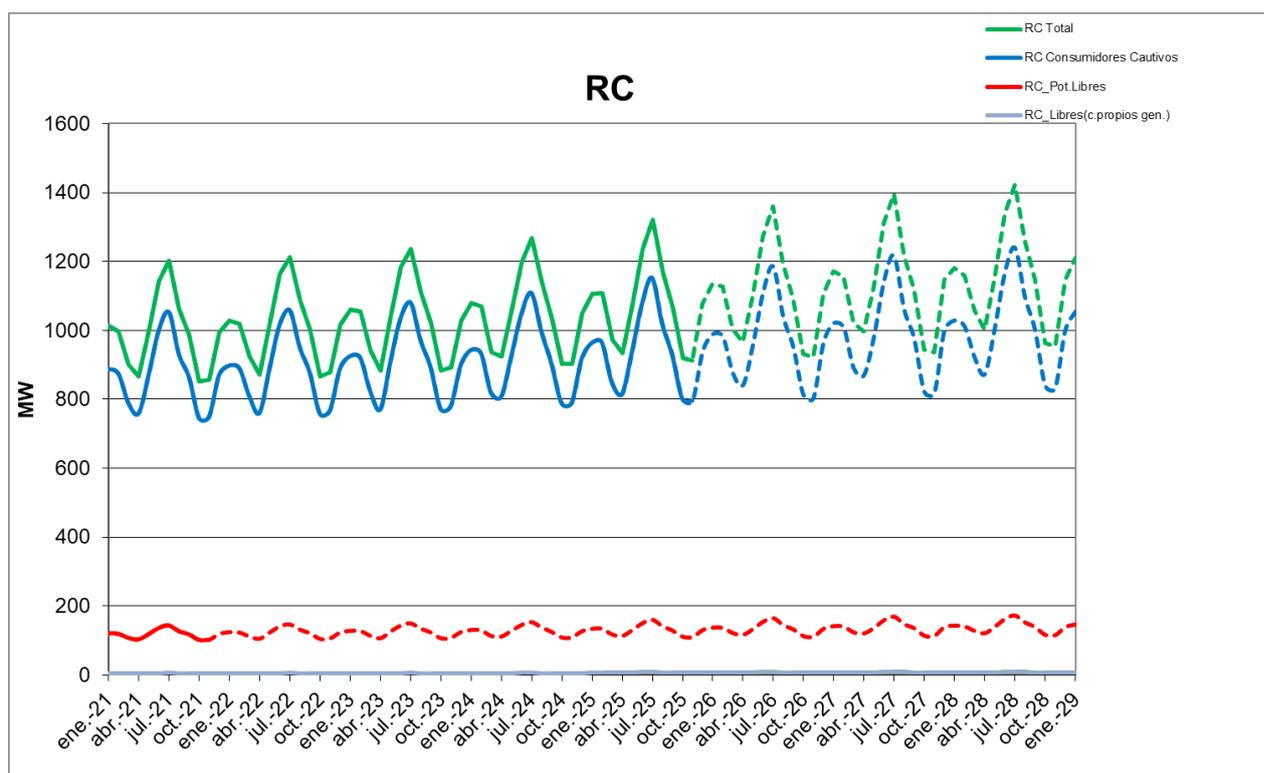


Fig. 3: Requerimiento de Contratar

El trazo continuo representa la RC para el plazo establecido según el RMMEE y el trazo punteado la proyección en el resto del período de estudio.

El máximo del RC para el SGS, considerando el requerimiento reglamentario de 5 años, es de 1,322 MW para el mes de julio de 2025.

2.4. Cubrimiento Previsto

El Cubrimiento Previsto (CP) está integrado por la compra de Potencia Firme en los contratos ya acordados y en el SRN.

En la Fig.4 se presenta el CP resultante para el período de estudio:

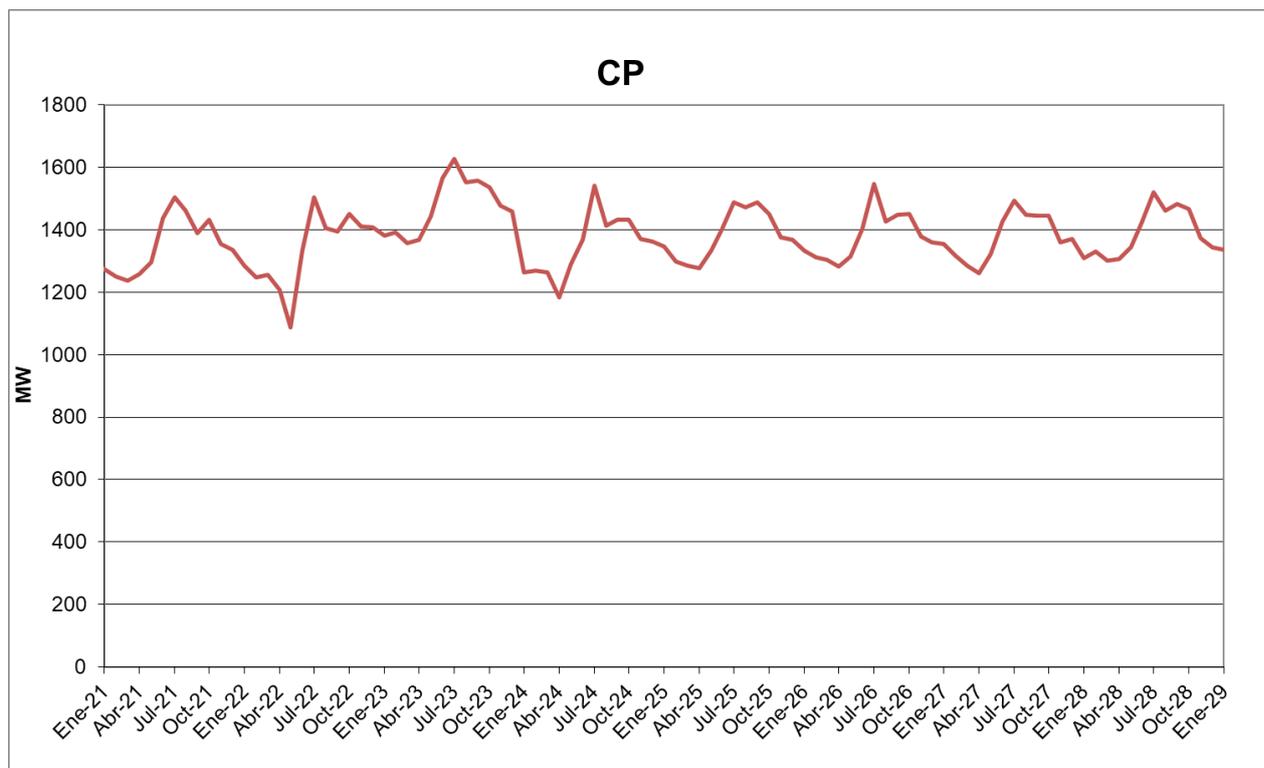


Fig. 4: Cubrimiento Previsto

La curva muestra el CP teniendo en cuenta el parque generador existente (térmico e hidráulico) sin considerar la potencia de origen eólico ni solar. Se considera el retiro de las unidades de CTR el 1/1/2024 y de los moto-generadores de Central Batlle el 1/1/2030 por haber llegado dichas unidades al fin de su vida útil. El ingreso de UPM2 se consideró en forma escalonada a partir de octubre del 2022.

2.5. SGS sin cubrir o Requerimiento de Reserva Anual

El objetivo de la Reserva Anual (RA) del sistema es cubrir el SGS de cada Participante Consumidor para el año siguiente, cuando éste no lo haya cubierto con contratos.

Un Participante Consumidor tiene un requerimiento de RA si existe un faltante para cubrir su SGS en ese período. El requerimiento de RA se calcula como la diferencia entre el SGS y el CP. Si la diferencia es negativa, el requerimiento de RA del Participante es cero.

En caso que exista faltante en el SGS, ADME deberá remitir al Regulador una propuesta de RA a licitar. Cuando el requerimiento de RA sea menor que el 5% del RPGS, el Regulador podrá disponer no realizar la licitación de RA correspondiente, y habilitar la compra del faltante mediante el Servicio Mensual de Garantía de Suministro.

En la Fig. 5 se muestra el SGS sin cubrir y el 5% del RPGS:

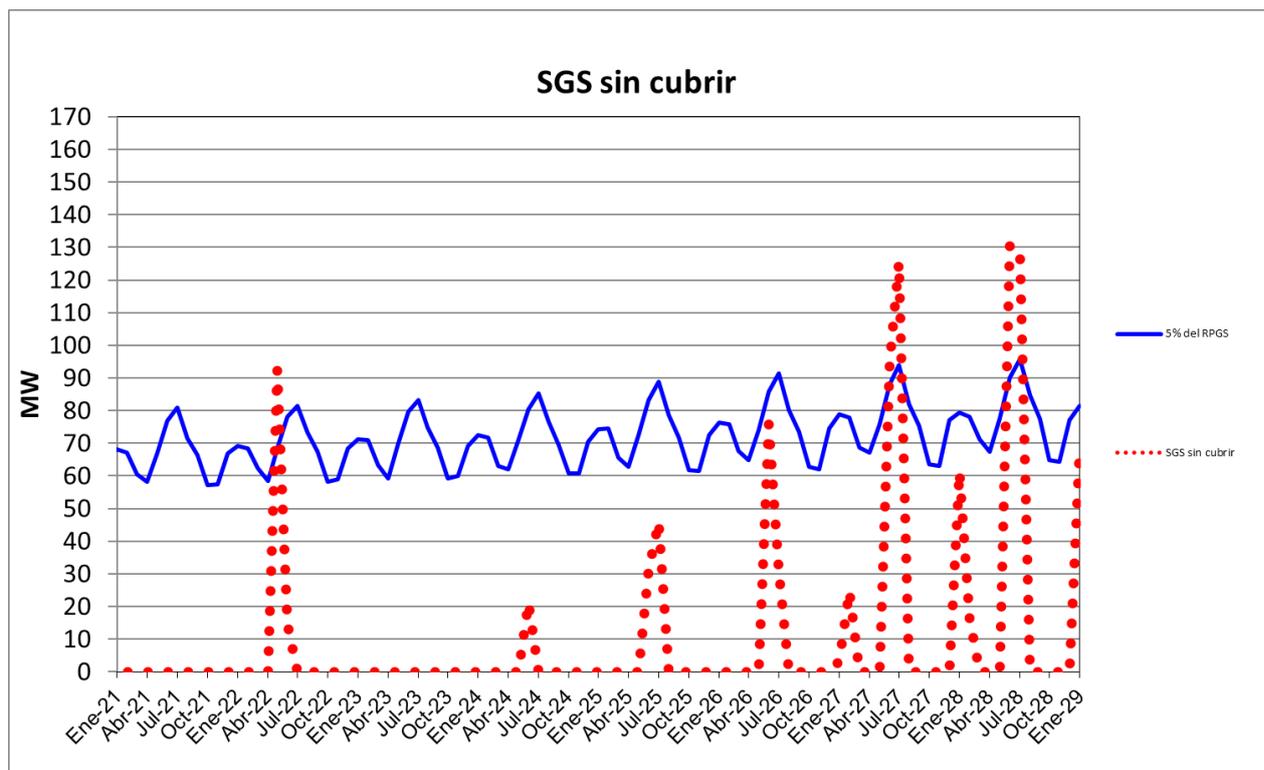


Fig. 5: SGS sin cubrir y límite del 5% del RPGS

Se destaca que, a partir del año 2022, existen tres eventos donde el Seguro de Garantía de Suministro (SGS) sin cubrir supera levemente al 5% del Requerimiento Previsto de Garantía de sumi-



nistro (RPGS). El primer evento de SGS sin cubrir que supera el 5% del RPGS es de 93 MW se observa en mayo del año 2022 y la Falla media mensual en el Poste 1 asociada con probabilidad de excedencia 5% es de 33 MW. El origen principal de este faltante se explica por un mantenimiento programado de una turbina de gas del Ciclo Combinado a realizarse en mayo del año 2022, debiéndose analizar en el momento de elaborar el informe del Plan Anual de Mantenimiento correspondiente su conveniencia de realización o un posible cambio de fecha de ejecución. Los otros dos eventos de SGS sin cubrir que superan el 5% del RPGS ocurren en invierno: 125 MW en julio del 2027 y 131 MW en Junio del 2028, siendo esos meses aquellos en donde los requerimientos de potencia son los mayores del año para el SIN.

Para complementar este estudio, se analiza la Falla en el poste 1 (Fig. 6) y la Falla diaria (Fig. 7) considerada en el Período Firme.

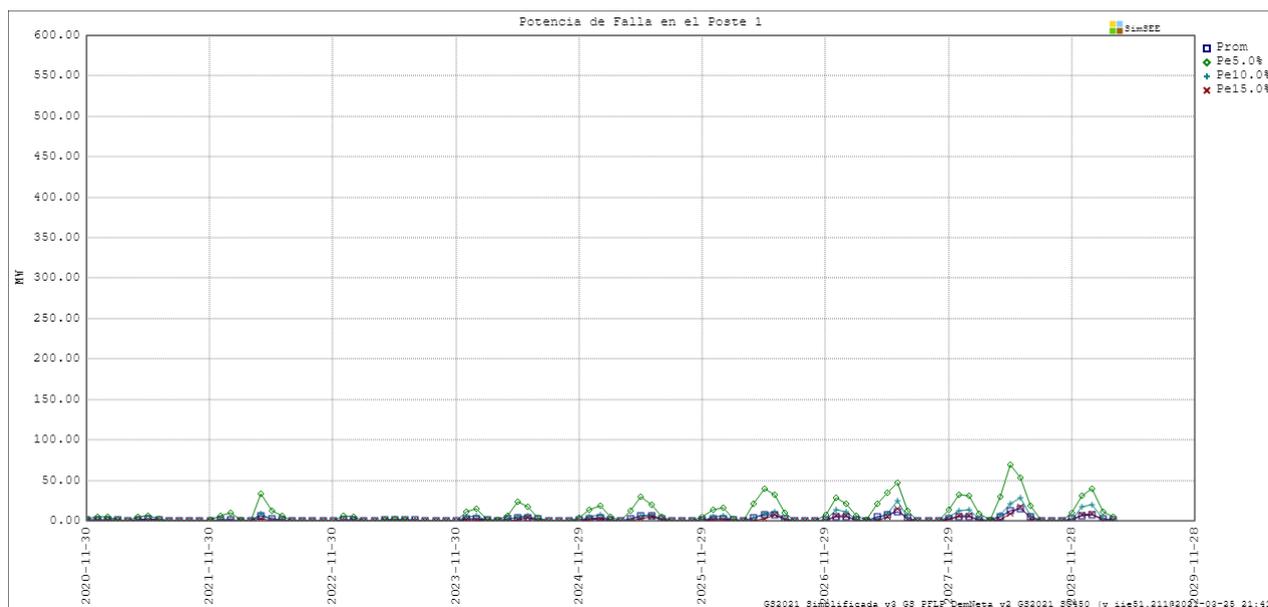


Fig. 6: Falla en el Poste 1

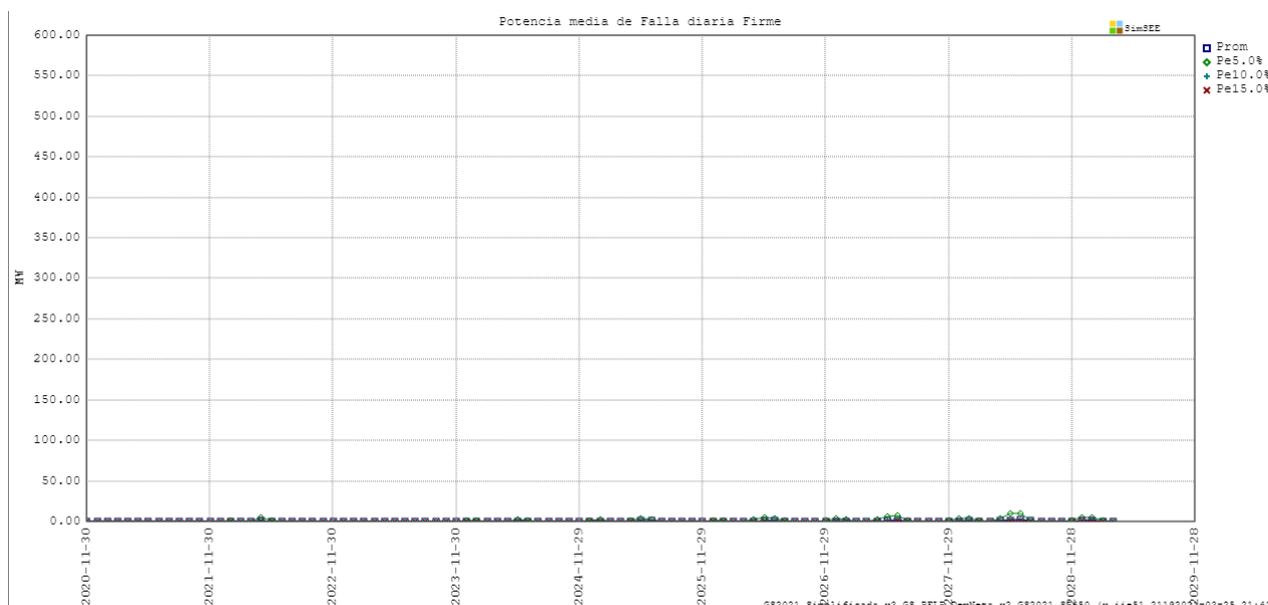


Fig. 7: Falla media diaria en el Periodo Firme

Con probabilidad de excedencia 5% se observa un único evento (en mayo de 2028) con un máximo de aproximadamente 70 MW de potencia media mensual de Falla en el Poste 1. El Poste 1 se define como el 4,2% de las horas de mayor demanda neta de cada mes.

La Falla observada, tanto en la media mensual en el Poste 1 como la Falla promedio mensual en el Período Firme, no es significativa en todo el período en estudio lo cual evidencia la necesidad de revisar la metodología de cálculo.

2.6. Contratos Faltantes

Los Contratos Faltantes (CF) representan el faltante de respaldo de PFLP que no quedó cubierta con contratos. Los CF se calculan como el RC menos el CP.

En la Fig. 8 se muestran gráficamente los resultados correspondientes a los (CF) para el período de estudio. No se observan contratos faltantes.

A los efectos del análisis y de los cálculos, se supone que toda la generación de UTE y Salto Grande está contratada por UTE Distribuidor aunque estos contratos no se hayan celebrado formalmente.

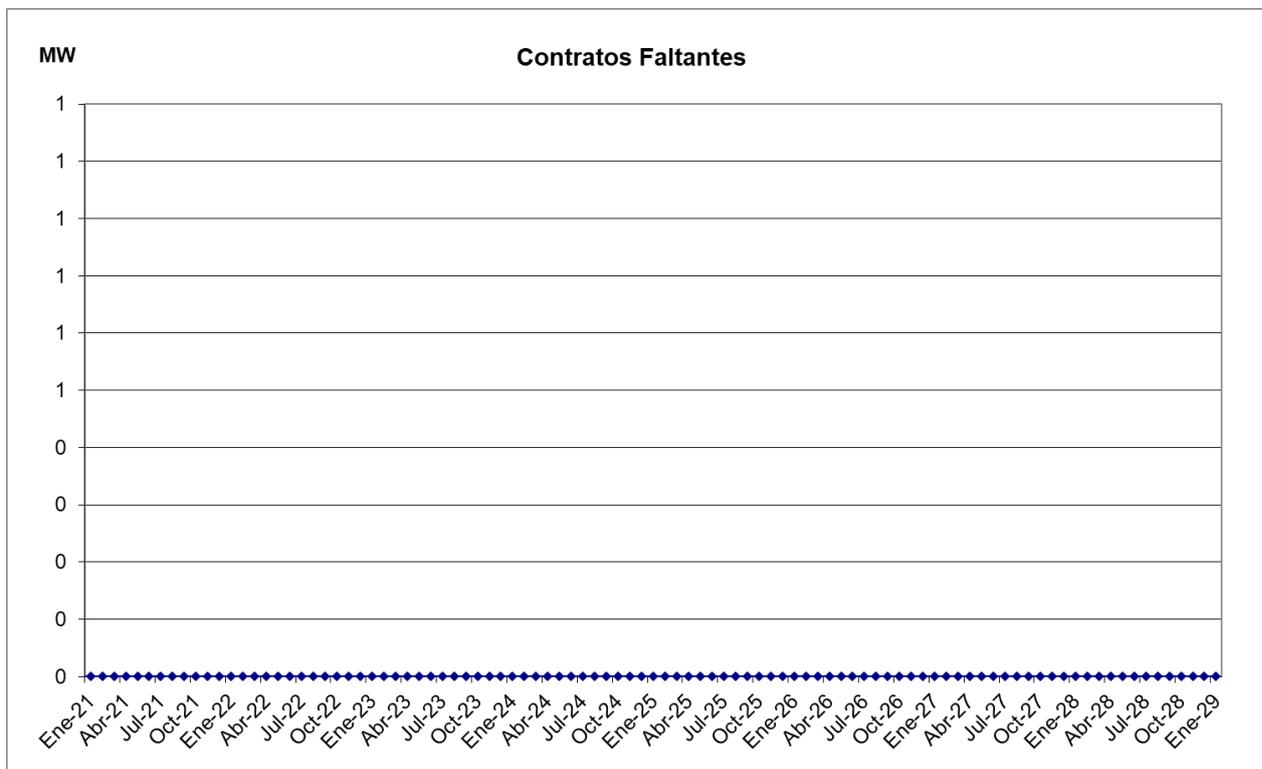


Fig. 8: Contratos Faltantes

2.7. PFLP de cada Participante Productor

En la Fig. 9 se muestra la PFLP de generación propia de cada Participante Productor para los 12 meses del año 2021.

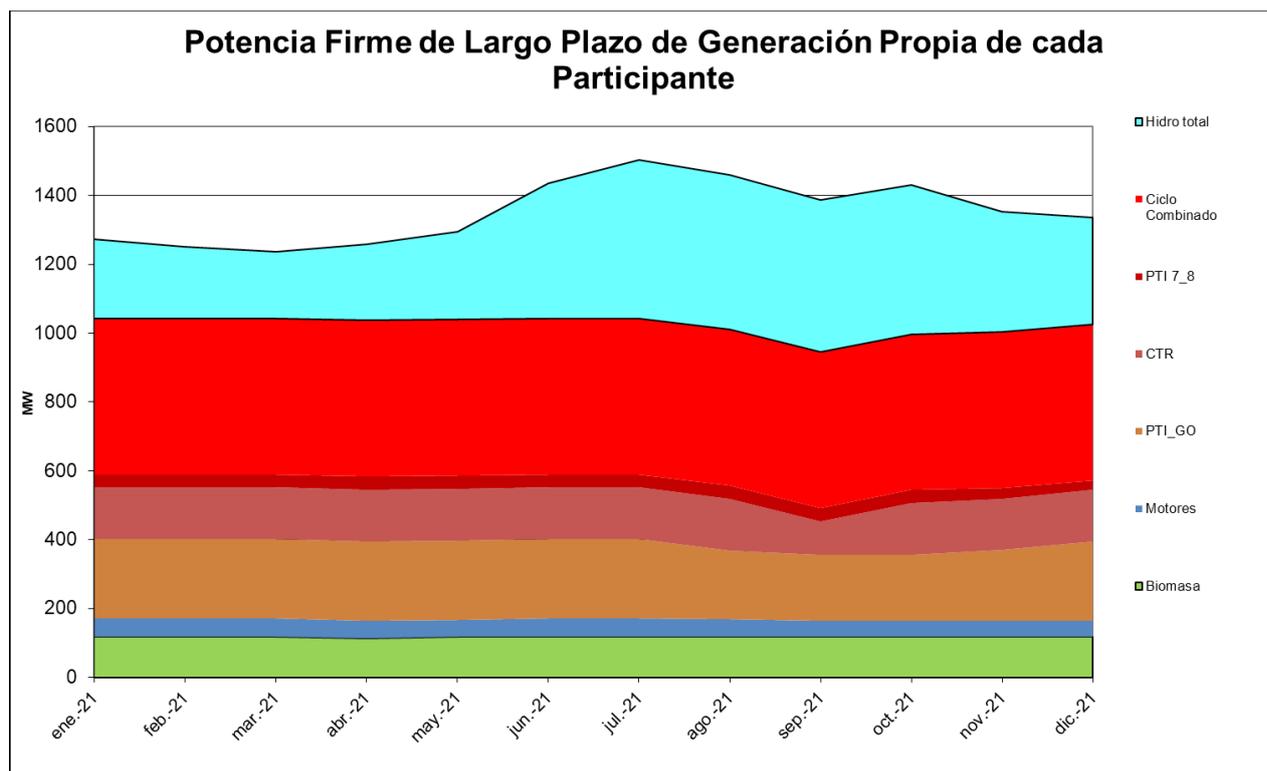


Fig. 9: Potencia Firme de Largo Plazo

2.8. Tablas de resultados

En las Tablas 1 a 4 se presentan los resultados principales. En la Tabla 5 y 6 se resume la PFLP para el conjunto hidráulico y por Central Generadora térmica para el año 2021.

Fecha	RPGS (MW)	SGS (MW)	Cubrimiento Previsto (MW)	5% de RPGS (MW)	Faltante RA (MW)	CF (MW)
Ene-21	1,361	1,175	1,275	68	0	0
Feb-21	1,341	1,157	1,251	67	0	0
Mar-21	1,208	1,043	1,234	60	0	0
Abr-21	1,165	1,006	1,258	58	0	0
May-21	1,339	1,155	1,297	67	0	0
Jun-21	1,536	1,326	1,439	77	0	0
Jul-21	1,617	1,395	1,506	81	0	0
Ago-21	1,428	1,232	1,460	71	0	0
set-21	1,326	1,145	1,390	66	0	0
Oct-21	1,144	987	1,432	57	0	0
Nov-21	1,151	993	1,352	58	0	0
Dic-21	1,337	1,154	1,336	67	0	0
Ene-22	1,381	1,192	1,286	69	0	0
Feb-22	1,369	1,181	1,249	68	0	0
Mar-22	1,243	1,073	1,253	62	0	0
Abr-22	1,170	1,009	1,209	59	0	0
May-22	1,369	1,181	1,089	68	92	0
Jun-22	1,564	1,349	1,336	78	13	0
Jul-22	1,630	1,406	1,504	81	0	0
Ago-22	1,463	1,262	1,407	73	0	0
set-22	1,349	1,163	1,394	67	0	0
Oct-22	1,165	1,005	1,451	58	0	0
Nov-22	1,181	1,019	1,411	59	0	0
Dic-22	1,368	1,180	1,404	68	0	0

Tabla 1: Resultados Principales 2021 – 2022.



Fecha	RPGS (MW)	SGS (MW)	Cubrimiento Previsto (MW)	5% de RPGS (MW)	Faltante RA (MW)	CF (MW)
Ene-23	1,424	1,228	1,379	71	0	0
Feb-23	1,417	1,222	1,390	71	0	0
Mar-23	1,266	1,092	1,351	63	0	0
Abr-23	1,186	1,023	1,369	59	0	0
May-23	1,398	1,206	1,444	70	0	0
Jun-23	1,591	1,373	1,568	80	0	0
Jul-23	1,664	1,435	1,625	83	0	0
Ago-23	1,494	1,289	1,553	75	0	0
set-23	1,373	1,184	1,558	69	0	0
Oct-23	1,187	1,024	1,539	59	0	0
Nov-23	1,201	1,036	1,478	60	0	0
Dic-23	1,384	1,194	1,459	69	0	0
Ene-24	1,451	1,252	1,267	73	0	0
Feb-24	1,437	1,240	1,267	72	0	0
Mar-24	1,259	1,086	1,263	63	0	0
Abr-24	1,241	1,071	1,183	62	0	0
May-24	1,421	1,225	1,298	71	0	0
Jun-24	1,610	1,389	1,368	81	21	0
Jul-24	1,706	1,472	1,541	85	0	0
Ago-24	1,534	1,323	1,414	77	0	0
set-24	1,390	1,199	1,433	70	0	0
Oct-24	1,213	1,047	1,433	61	0	0
Nov-24	1,214	1,047	1,370	61	0	0
Dic-24	1,411	1,217	1,362	71	0	0

Tabla 2: Resultados Principales 2023 - 2024



Fecha	RPGS (MW)	SGS (MW)	Cubrimiento Previsto (MW)	5% de RPGS (MW)	Faltante RA (MW)	CF (MW)
Ene-25	1,488	1,282	1,350	74	0	0
Feb-25	1,491	1,285	1,301	75	0	0
Mar-25	1,310	1,129	1,285	65	0	0
Abr-25	1,258	1,084	1,275	63	0	0
May-25	1,448	1,248	1,332	72	0	0
Jun-25	1,664	1,434	1,406	83	28	0
Jul-25	1,779	1,534	1,490	89	44	0
Ago-25	1,574	1,357	1,473	79	0	0
set-25	1,433	1,235	1,487	72	0	0
Oct-25	1,237	1,066	1,452	62	0	0
Nov-25	1,229	1,060	1,377	61	0	0
Dic-25	1,448	1,249	1,370	72	0	0
Ene-26	1,527	1,316	1,332	76	0	0
Feb-26	1,517	1,308	1,313	76	0	0
Mar-26	1,352	1,165	1,302	68	0	0
Abr-26	1,298	1,119	1,282	65	0	0
May-26	1,482	1,277	1,314	74	0	0
Jun-26	1,714	1,478	1,399	86	78	0
Jul-26	1,831	1,578	1,552	92	26	0
Ago-26	1,605	1,384	1,425	80	0	0
set-26	1,469	1,266	1,450	73	0	0
Oct-26	1,255	1,082	1,449	63	0	0
Nov-26	1,241	1,069	1,379	62	0	0
Dic-26	1,489	1,284	1,360	74	0	0

Tabla 3: Resultados Principales 2025 – 2026.



Fecha	RPGS (MW)	SGS (MW)	Cubrimiento Previsto (MW)	5% de RPGS (MW)	Faltante RA (MW)	CF (MW)
Ene-27	1,576	1,359	1,355	79	4	0
Feb-27	1,557	1,342	1,320	78	23	0
Mar-27	1,374	1,184	1,284	69	0	0
Abr-27	1,342	1,156	1,259	67	0	0
May-27	1,514	1,305	1,321	76	0	0
Jun-27	1,764	1,521	1,423	88	98	0
Jul-27	1,878	1,619	1,495	94	124	0
Ago-27	1,640	1,413	1,451	82	0	0
set-27	1,507	1,299	1,443	75	0	0
Oct-27	1,269	1,094	1,447	63	0	0
Nov-27	1,261	1,087	1,359	63	0	0
Dic-27	1,544	1,331	1,371	77	0	0
Ene-28	1,589	1,369	1,307	79	63	0
Feb-28	1,562	1,346	1,330	78	16	0
Mar-28	1,423	1,226	1,301	71	0	0
Abr-28	1,348	1,162	1,306	67	0	0
May-28	1,553	1,339	1,344	78	0	0
Jun-28	1,802	1,554	1,414	90	139	0
Jul-28	1,915	1,650	1,525	96	125	0
Ago-28	1,694	1,460	1,462	85	0	0
set-28	1,545	1,332	1,487	77	0	0
Oct-28	1,297	1,118	1,468	65	0	0
Nov-28	1,284	1,107	1,375	64	0	0
Dic-28	1,545	1,331	1,343	77	0	0

Tabla 4: Resultados Principales 2027 – 2028.



Fecha	PFLP Hidroeléctrica (MWF)
Ene-21	231
Feb-21	207
Mar-21	189
Abr-21	219
May-21	256
Jun-21	394
Jul-21	460
Ago-21	446
set-21	442
Oct-21	433
Nov-21	347
Dic-21	310

Tabla 5: Potencia Firme de Largo Plazo (MWF) Generación hidroeléctrica Año 2021.

Fecha	PTA 78	Alur	Arboreto	Bioener	CTR	Ciclo Combinado	Feniro	Galofer	Las Ros	Liderdat	Montes del Plat	Motores	PTA 16	Ponlar	UPM 2	Urully	Zenda GN	CC180 (plan expans ion)	TG69 (plan expans ion)
Ene-21	38.4	3.1	0.3	8.6	150.0	453.5	9.0	10.3	0.2	2.0	68.0	52.5	230.4	3.3	12.5	0.0	1.2	0.0	0.0
Feb-21	38.4	3.1	0.3	8.6	150.0	453.5	9.0	10.3	0.2	2.0	68.0	52.5	230.4	3.3	12.5	0.0	1.2	0.0	0.0
Mar-21	38.4	3.1	0.3	8.6	150.0	453.5	9.0	10.3	0.2	2.0	68.0	52.5	230.4	3.3	12.5	0.0	1.2	0.0	0.0
Abr-21	38.4	3.1	0.3	8.6	150.0	453.5	9.0	10.3	0.2	2.0	68.0	50.8	230.4	3.3	7.9	0.0	1.2	0.0	0.0
May-21	38.4	3.1	0.3	8.6	150.0	453.5	9.0	10.3	0.2	2.0	68.0	49.1	230.4	3.3	12.5	0.0	1.2	0.0	0.0
Jun-21	38.4	3.1	0.3	8.6	150.0	453.5	9.0	10.3	0.2	2.0	68.0	52.5	230.4	3.3	12.5	0.0	1.2	0.0	0.0
Jul-21	38.4	3.1	0.3	8.6	150.0	453.5	9.0	10.3	0.2	2.0	68.0	52.5	230.4	3.3	12.5	0.0	1.2	0.0	0.0
Ago-21	38.4	3.1	0.3	8.6	150.0	453.5	9.0	10.3	0.2	2.0	68.0	50.8	199.4	3.3	12.5	0.0	1.2	0.0	0.0
set-21	38.4	3.1	0.3	8.6	97.5	453.5	9.0	10.3	0.2	2.0	68.0	45.8	192.0	3.3	12.5	0.0	1.2	0.0	0.0
Oct-21	38.4	3.1	0.3	8.6	150.0	453.5	9.0	10.3	0.2	2.0	68.0	45.0	192.0	3.3	12.5	0.0	1.2	0.0	0.0
Nov-21	31.4	3.1	0.3	8.6	150.0	453.5	9.0	10.3	0.2	2.0	68.0	45.0	206.0	3.3	12.5	0.0	1.2	0.0	0.0
Dic-21	27.9	3.1	0.3	8.6	150.0	453.5	9.0	10.3	0.2	2.0	68.0	45.0	230.4	3.3	12.5	0.0	1.2	0.0	0.0

Tabla 6: Potencia Firme de Largo Plazo (MWF) Generación Térmica y Biomasa Año 2021



2.9. Hipótesis utilizadas

Las hipótesis utilizadas hasta el año 2025 son las de la Programación Estacional Noviembre 2020 - Abril 2021 (PES).

- **Demanda**

Se considera las proyecciones de demanda de generación utilizadas en la PES hasta el año 2025 y a partir de 2026 se considera un crecimiento de 2,25 % anual.

- **Erogado mínimo en Salto Grande**

Se considera que el erogado mínimo por navegabilidad en Salto Grande es de 450 m³/s. En la PES vigente se consideró 600 m³/s valor que no refleja que es posible reducir a 450 m³/s el requerimiento en situaciones de bajos caudales de aportes. En reunión de trabajo mantenida con técnicos CTM el 15/03/2021 se informó por parte de CTM que cuando la central presenta aportes por debajo de 600 m³/s en general es posible bajar el requerimiento de erogado a 450 m³/s o eventualmente menos en condiciones excepcionales. Se acordó entonces que considerar un erogado mínimo de 450 m³/s refleja de mejor manera la operación de la central en condiciones de sequía; en condiciones normales de operación se asume que la central cumple con el erogado mínimo de 600 m³/s como resultado de la optimización del despacho.

- **Expansión de Generación**

Como en la Programación Estacional Noviembre 2020 - Abril 2021, se considera el modelado de UPM2 que se muestra en la Tabla 7.



		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 7: Modelado de UPM2

El plan de expansión de generación considerado en esta sala GS2021 es en base a turbinas de Gas Oil (TG) de 69 MW y de Ciclo Combinado de 180 MW, las fechas de ingreso al SIN se muestran en la Tabla 8.

Tipo	P (MW)	Cantidad de unidades	Fecha de entrada
Turbinas a Gas Oil	69	1	01/01/2033
		2	01/01/2036
		3	01/01/2037
		4	01/01/2038
Ciclo combinado	180	1	01/01/2035
		2	01/01/2036

Tabla 8: Plan de expansión considerado

- **Grandes Consumidores Potenciales y Participantes Consumidores**

A los efectos de diferenciar entre Grandes Consumidores Potenciales y Consumidores Cautivos, se consideraron como Grandes Consumidores Potenciales todos aquellos titulares de un suministro con potencia contratada igual o superior a 250kW.

Se solicitó a UTE la información relativa a los clientes titulares de uno o más suministros con dichas características, que constituyen los Grandes Consumidores Potenciales. A octubre 2020 la cantidad de clientes que pueden ser considerados como Grandes Consumidores Potenciales asciende a 998.

Adicionalmente aplicando lo establecido en el Decreto 114 del año 2014 se considera como Participantes Consumidores a los generadores que actúan como tales cuando retiran energía de la red para su consumo.

En la Tabla 9 se muestra la información a octubre del 2020 y la proyección hasta 2031 del porcentaje de la energía asociada a Grandes Consumidores Potenciales y los consumos propios de Generadores en el total de Consumidores Cautivos de UTE.

Datos UTE	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
% GC	17.8%	18.8%	18.7%	18.1%	17.1%	17.8%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%
% C. propios Generadores	1.1%	1.0%	1.1%	0.8%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%	1.0%	1.0%
Proyeccion	2027	2028	2029	2030	2031						
% GC	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%						
% C. propios Generadores	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%	1.0%						

Tabla 9: Proyección Grandes Consumidores Potenciales y consumos propios de Generadores

- **Modelo del sistema y política de operación**

Para representar el modelo del sistema electroenergético uruguayo se utiliza una sala SimSEE (GS2021) de paso de tiempo diario, la cual se engancha con una sala de largo plazo (2020 - 2043), de paso de tiempo semanal "Exp_Gen_v122019_A_Tend_150_semanal"¹.

- Otros parámetros del modelo

La fecha guarda simulación considerada es el 01/12/2020. Dicha fecha es la fecha de inicio de observación para independizar los resultados de la condición inicial de los lagos en el Período de Simulación.

Las Cotas de inicio consideradas son 78,38 m para Bonete, 36,84 m para Palmar y 32,2 m para Salto Grande Uruguay.

Los Aportes y cmo iniciales se obtuvieron graficando a 3 años la cegh de aportes y tomando el último valor del valor esperado: Palmar = 138 m³/s; Bonete = 336 m³/s; SGU = 1687 m³/s; cmo1 = 1.55; cmo3 = 1.63. El indice iN34 se inicializa en cero para no considerar pronósticos.

1 Por mas detalles de la sala de largo plazo utilizada ver en: https://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_1280/Propuesta_PES_Nov20A_br21_v8.pdf



El período de Optimización considerado: 01/01/2018 - 01/06/2031.

El período de Simulación considerado: 01/01/2018 - 01/06/2029.

Versión de Programa SimSEE utilizado es el v_iie 52.211.