



Garantía de Suministro 2018

Autores: Ing. María Cristina Alvarez, Ing. Lorena Di Chiara
Responsable: Ing. Ruben Chaer.

Administración del Mercado Eléctrico - ADME

1. Resumen Ejecutivo.

El Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (RMME) define el método de cálculo de la Potencia Firme de Largo Plazo (PFLP) para las centrales térmicas e hidroeléctricas exclusivamente. La generación de fuente eólica y solar fotovoltaica carece de una forma de cálculo de su PFLP.

También se prevé que se determine la PFLP de cada generador, discriminando entre la PFLP comprometida en contratos y la disponible para comercializar. A la fecha del presente informe no hay registros en ADM de acuerdos de comercialización de PFLP entre agentes por lo cual se calcula el total de PFLP sin discriminar como la cantidad afectada por contratos.

Respecto al seguimiento de la PFLP el RMME prevé que se realice un registro de la disponibilidad real. ADME no cuenta con el registro de declaraciones de disponibilidad de los generadores ni se realiza en forma metódica el despacho al azar para la verificación de las declaraciones. En su defecto, se utiliza tanto para la programación de la operación como para los objetivos de este informe la estimación de la disponibilidad en base a la respuesta a las convocatorias realizadas históricas. Si bien se considera que estas estimaciones resultan suficientes al objetivo de programación y de determinación de la seguridad de suministro, los valores así determinados no deben considerarse en ningún caso ni un reconocimiento ni una indicación del valor a reconocer a los generadores que no cuentan con reconocimiento explícito de PFLP.

Con las observaciones anteriores, de las simulaciones realizadas, se concluye que la capacidad de generación actualmente instalada en el sistema tiene una PFLP suficiente para cumplir con los requerimientos de contratar previstos en el reglamento. Solamente se detecta un faltante de PFLP en abril de 2018 asociado a la indisponibilidad programada de 300 MW de Punta Del Tigre para su conexión al sistema de 500 kV. Esta indisponibilidad es puntal y se están tomando los recaudos para minimizar o eliminar

su impacto pero sin lugar a duda no justifica (por ser un evento puntual) la instalación de nueva generación.

2. Introducción.

El RMMEE prevé el cálculo de PFLP sobre el Periodo Firme definido como las horas fuera de Valle de cada mes. Dada la alta incorporación de energías renovables variables los requerimientos de potencia gestionable no están directamente asociados a los requerimientos de potencia de la demanda sino a lo que se denomina Demanda Neta. La Demanda Neta es calculada como la diferencia entre la Demanda y la potencia de las energías no gestionables en

Fecha	SG (MWF)	RN (MWF)	Termica y Biomasa (MWF)	Total PFLP (MW)	RPGS (MW)	SGS sin cubrir (MW)	5% RPGS (MW)
Jan-18	128	180	907	1,214	1,331	0	67
Feb-18	135	210	907	1,252	1,388	0	69
Mar-18	145	91	890	1,126	1,184	0	59
Apr-18	142	83	719	944	1,219	108	61
May-18	182	171	856	1,209	1,433	28	72
Jun-18	275	180	903	1,358	1,530	0	76
Jul-18	372	187	905	1,464	1,509	0	75
Aug-18	340	158	884	1,381	1,388	0	69
Sep-18	376	151	829	1,356	1,340	0	67
Oct-18	437	79	845	1,362	1,206	0	60
Nov-18	326	87	850	1,263	1,197	0	60
Dec-18	162	120	971	1,253	1,316	0	66
Promedio	252	141	872	1,265	1,337	11	67

Tabla 1: PFLP (MWF) Metodología vigente con Demanda Neta.

cada hora. Por esta razón, en las simulaciones realizadas se utilizó el concepto de Demanda Neta y consecuentemente se redefine dinámicamente el Período Firme como las horas en cada paso de simulación quitando las horas de menor requerimiento de potencia.

En la Tabla 1 se presentan los resultados de la PFLP estimada para generadores hidráulicos y térmicos (incluyendo biomasa) y los requerimientos de la demanda de PFLP con la metodología de cálculo vigente con la modificación asociada a la utilización de la Demanda Neta para la definición del Período Firme referida en el párrafo anterior.

La columna "SGS sin cubrir (MW)" de la Tabla 1 muestra el Seguro de Garantía de Suministro sin Cubrir. El faltante de Abril

de 2018 está asociado al mantenimiento programado de 300 MW de Punta del Tigre para su conexión al sistema de 500 kV. Se trata de un evento puntual y se está trabajando para reducir su impacto. Por lo anterior se considera que el faltante de Reserva Anual es nulo. El eventual faltante deberá o bien ser eliminado por gestión del mantenimiento o contarse con respaldo adicional de los países vecinos, pero no es posible ni realizar licitaciones para la instalación de nuevas centrales ni la compra en el Servicio Mensual de Garantía de Suministro (si se produce el faltante no habrá ofertas en dicho servicio).

Si bien no es un requisito del RMMEE el análisis de la Energía de Falla para la Garantía de Suministro, considerando el alto porcentaje de energía eólica y en menor medida solar fotovoltaica, se decide incorporar este análisis. En la Fig. 6 y Fig. 7 se muestra la potencia de falla en el poste 1 y la potencia media firme semanal, se observa que no es necesaria la instalación de centrales que aporten PFLP adicional al Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el horizonte de análisis.

3. 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 periodo Noviembre 2017 - Abril 2018 (PESTNov2017Abr2018) hasta el año 2021 o a partir de ese año, las detalladas en el punto 3.9

3.1. 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

estudio el período firme corresponde a los tres primeros postes (tramos horarios) que corresponden a las 126 horas de mayor demanda neta de cada semana.

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

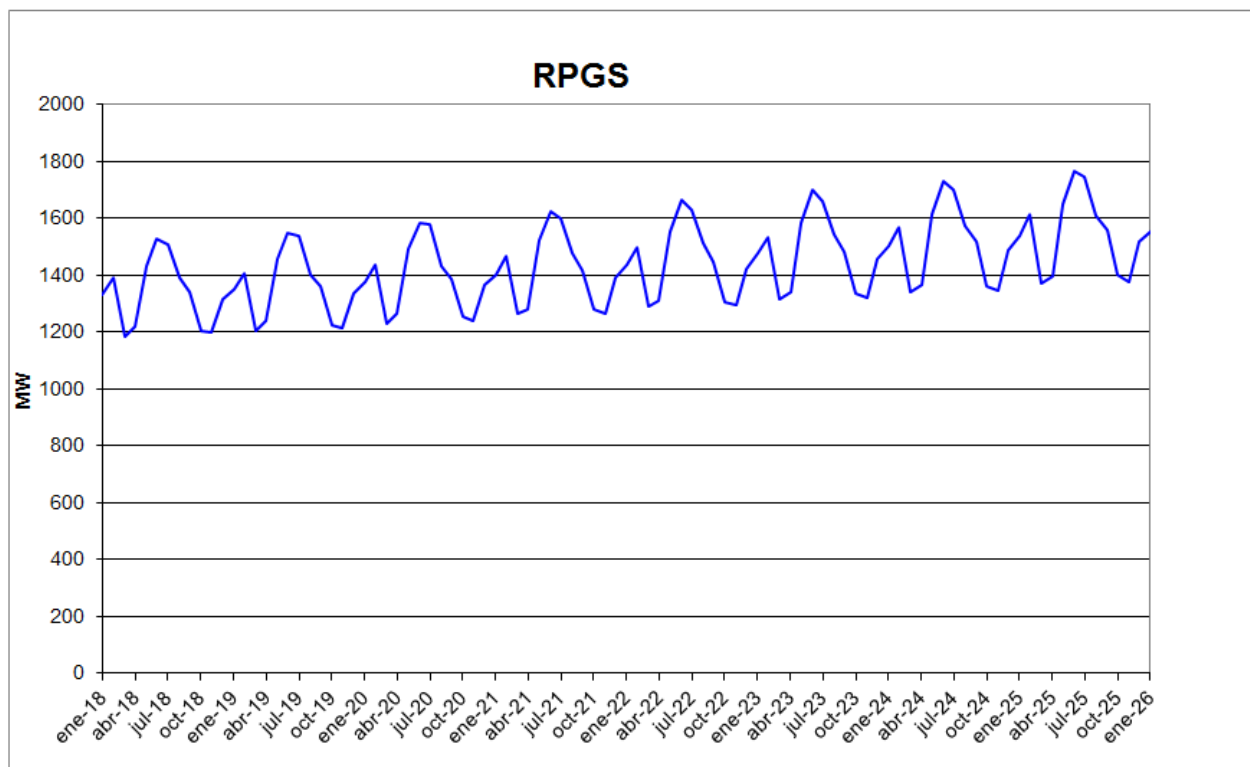


Fig. 1: Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro

Para el cálculo del RPGS se utilizaron las proyecciones de demanda de generación consideradas en la PESTNov2017Abr2018 hasta el año 2022 y a partir de 2022 se considera un crecimiento de 2,14 % anual.

3.2. Seguro para Garantía de Suministro

Con el objetivo de contar con respaldo de PFPL 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:

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. No existen Grandes Consumidores constituidos en Participantes del MMEE. Este requerimiento se aplica al Distribuidor o Comercializador que prevea abastecerlos o bien directamente al Gran Consumidor, si éste es Participante del MMEE.

Se presenta en la Fig. 2 el SGS para el período de estudio:

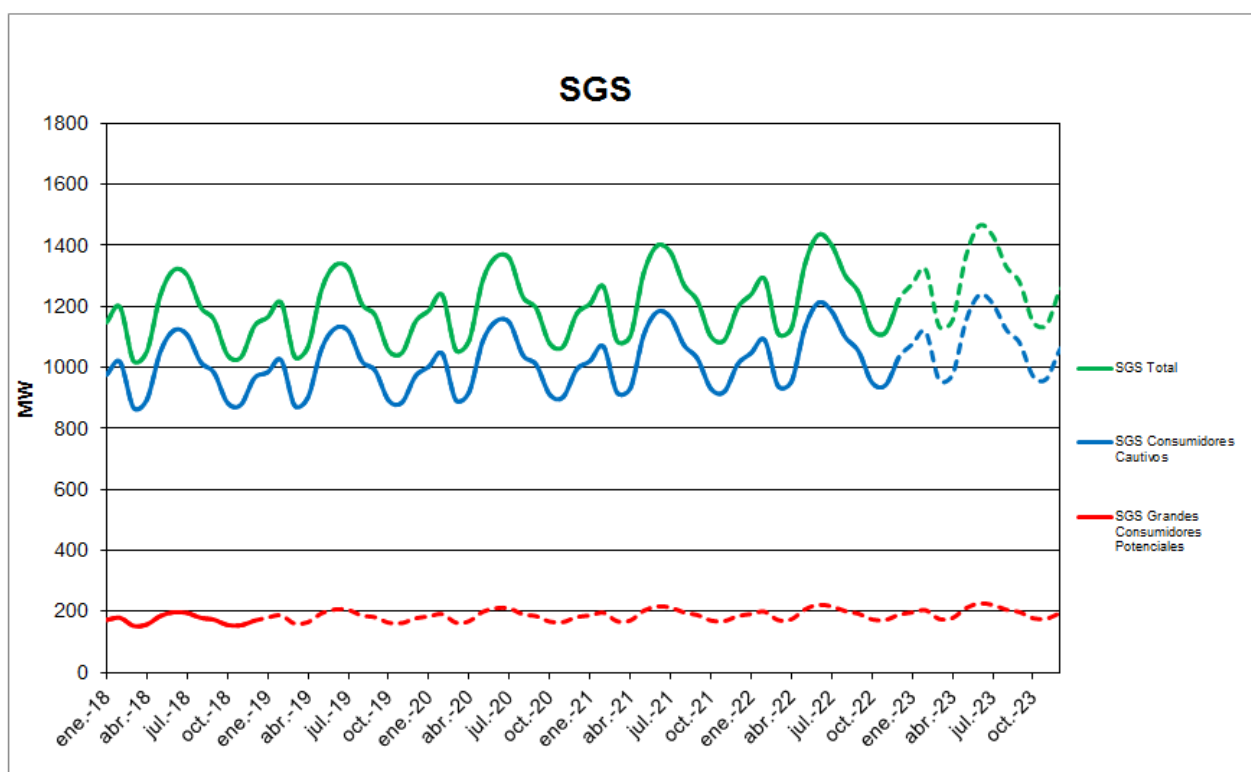


Fig. 2: Seguro de Garantía de Suministro

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.

3.3. 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, el Distribuidor que los abastece deberá tener contratos por el 50% del RPGS, para el siguiente año.

Se presenta en la Fig. 3 el RC para el período de estudio:

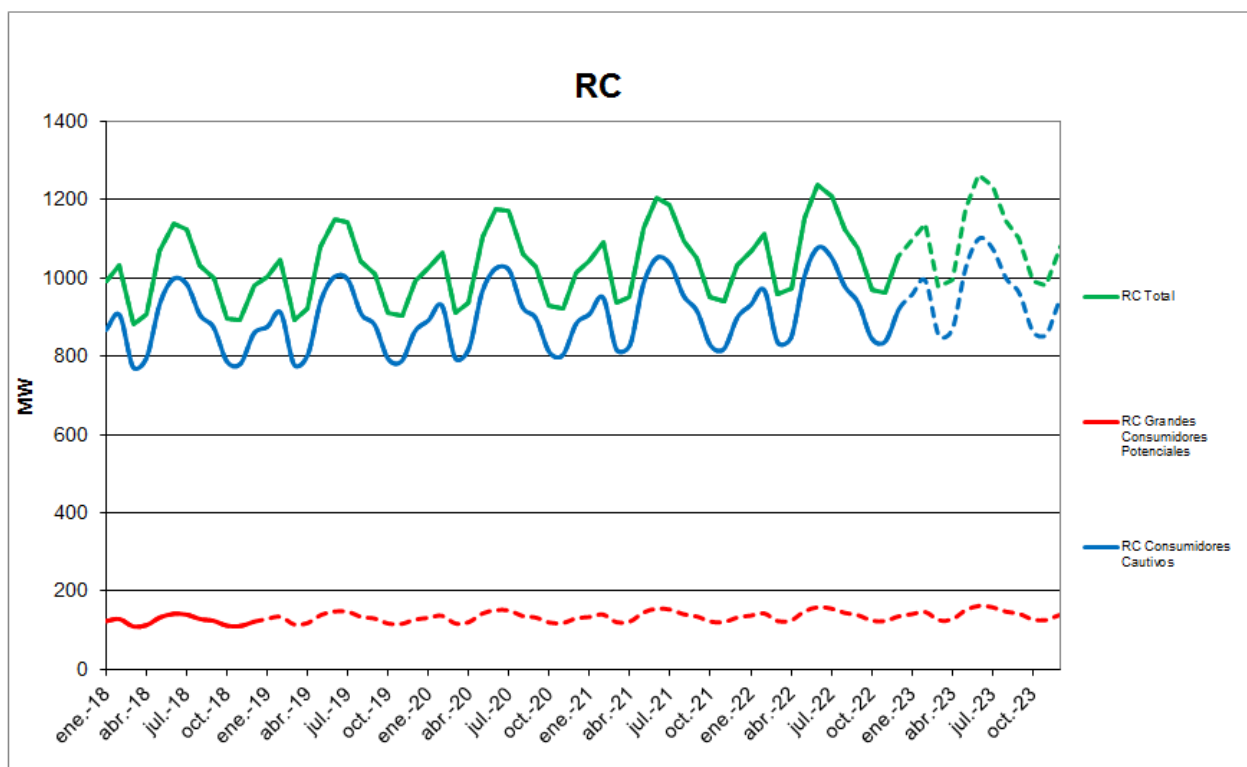


Fig. 3: Requerimiento de Contratar

El trazo continuo representa el 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 1,236 MW para el mes de junio de 2022.

3.4. Cubrimiento Previsto

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

Se presenta en la Fig. 4 el CP para el período de estudio:

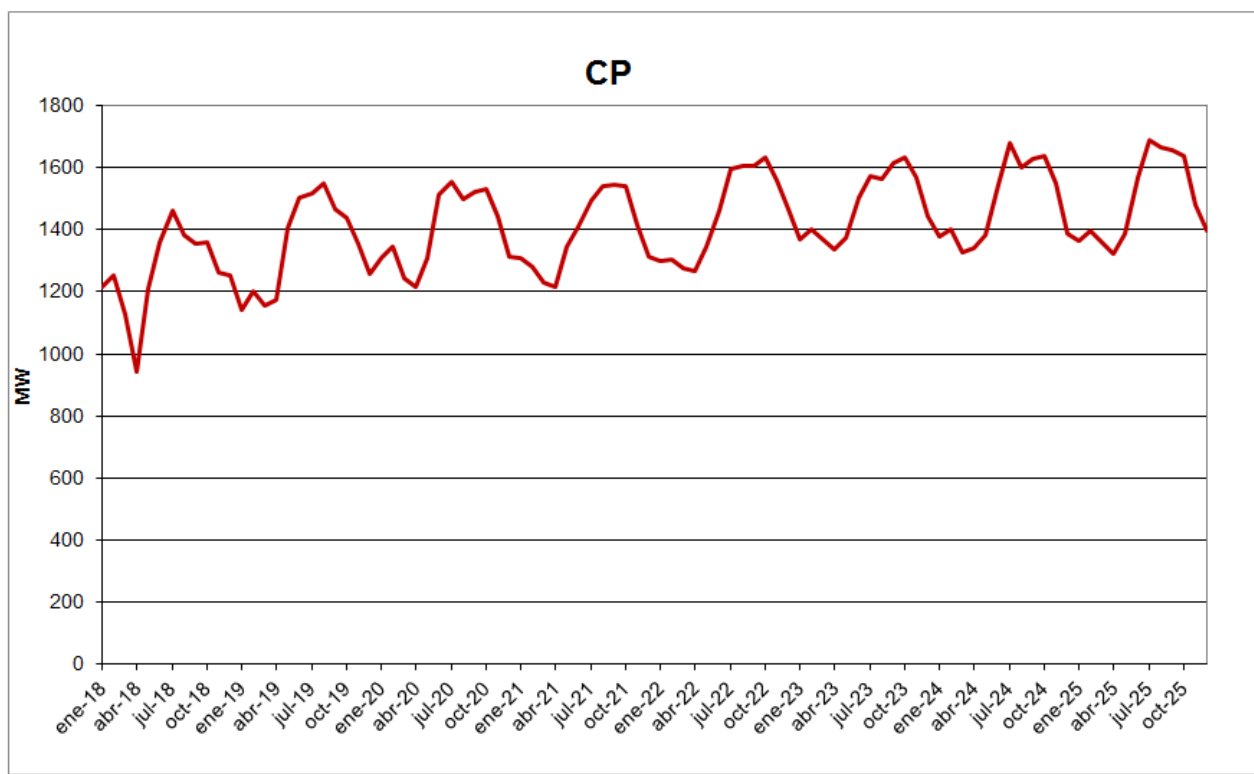


Fig. 4: Cubrimiento Previsto

La curva muestra el CP teniendo en cuenta el parque generador existente (térmico e hidráulico) y las próximas incorporaciones (incluyendo la instalación de UPM2), sin considerar la potencia de origen eólico ni solar.

3.5. 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 requeri-

miento 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:

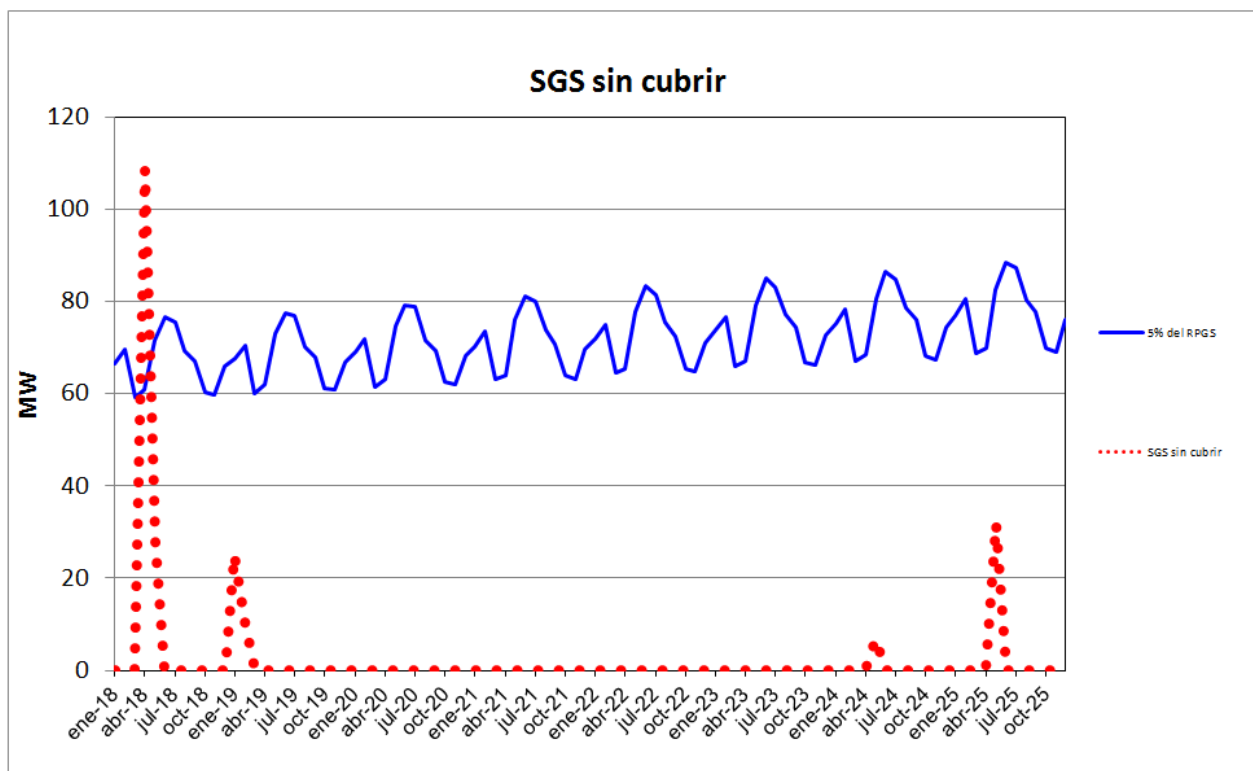


Fig. 5: SGS sin cubrir y límite del 5% del RPGS

Se observa que existe un faltante mayor al 5% del RPGS en abril - mayo del 2018 que corresponde al mantenimiento programado de 300 MW de Punta del Tigre.

Para complementar este estudio, se analiza la Falla en el poste 1 (Fig. 6) y la Falla semanal (Fig. 7) considerada en el periodo firme, no observándose prácticamente Falla.

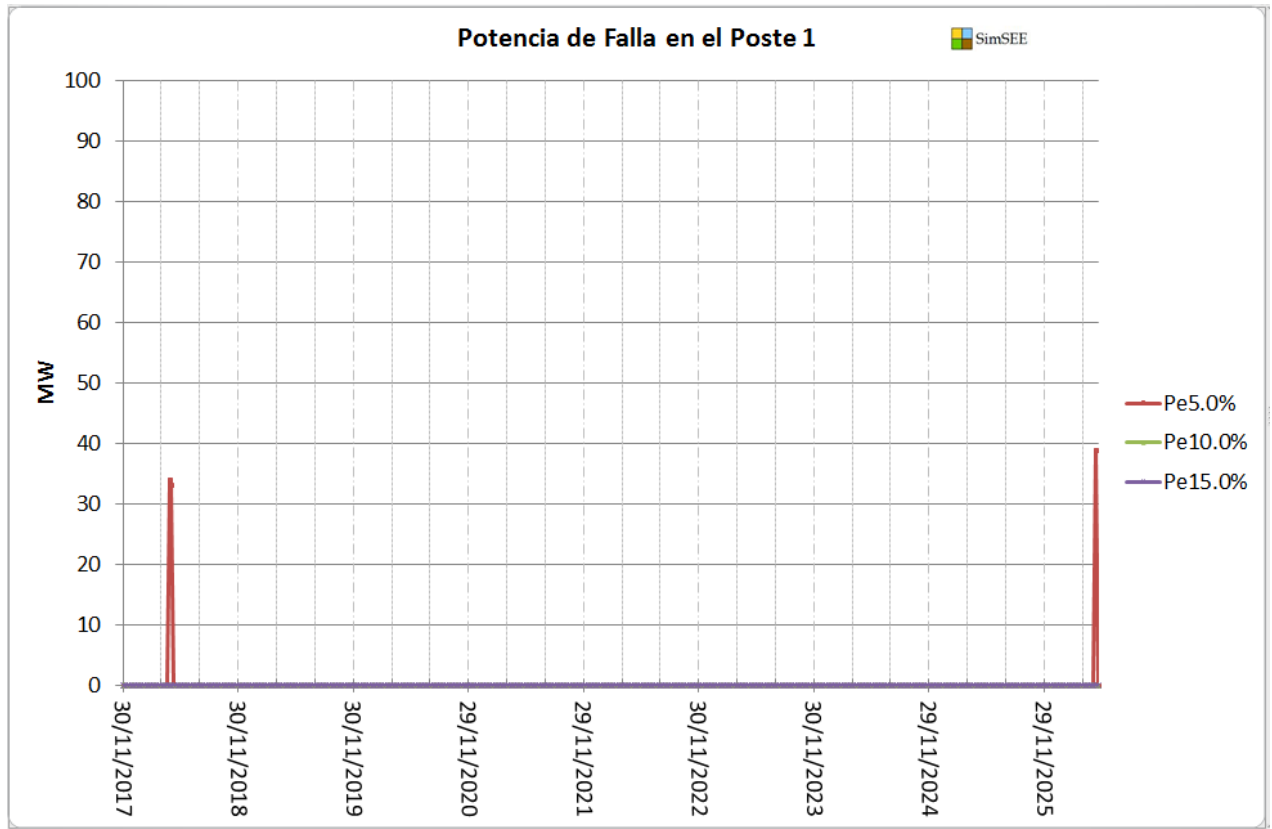


Fig. 6: Falla en el Poste 1

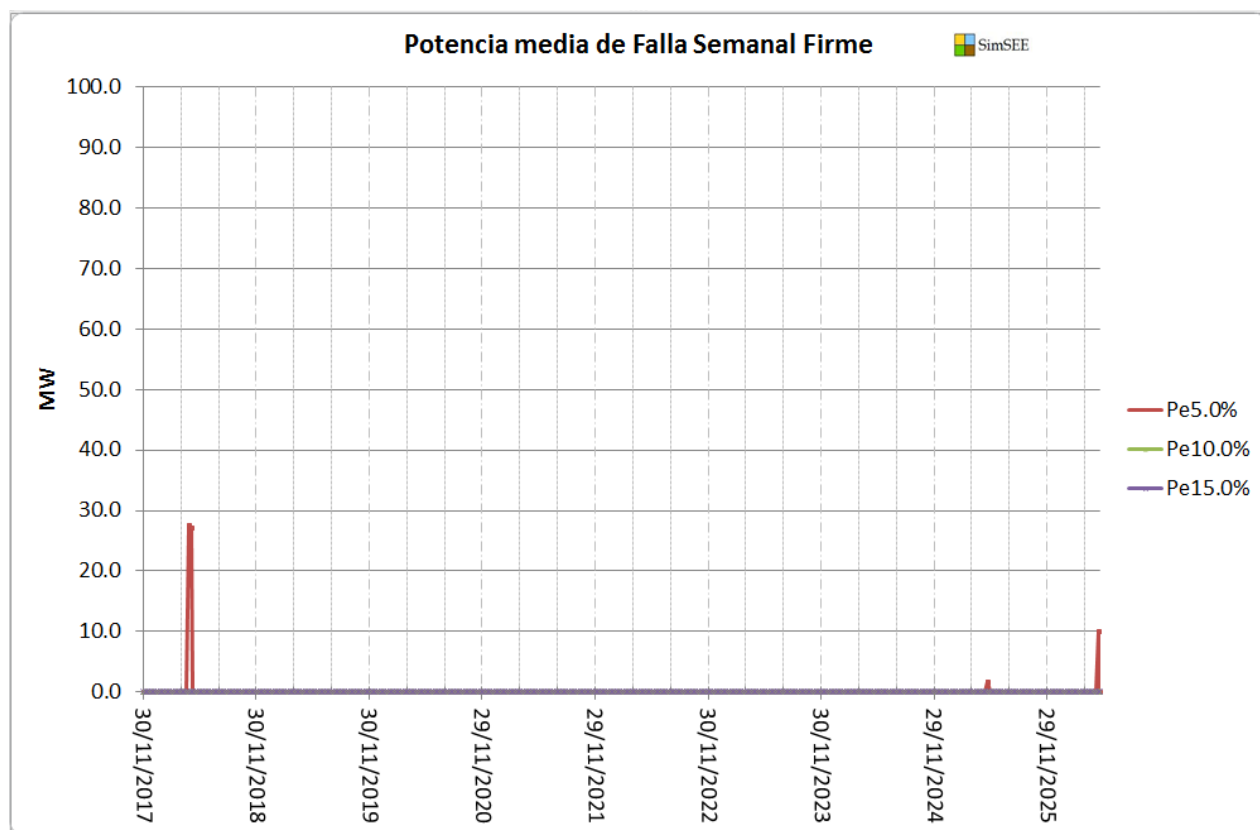


Fig. 7: Falla media semanal en el período firme

En conclusión, si bien existe un SGS sin cubrir, debido al mantenimiento programado de 300 MW de la central Punta del Tigre en los meses de abril y mayo del 2018, las posibilidades de déficit energético son casi nulas.

3.6. 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 los calculo se supone que toda la generación de UTE y Salto Grande está contratada por UTE Distribuidor aunque formalmente estos contratos no se hayan realizado.

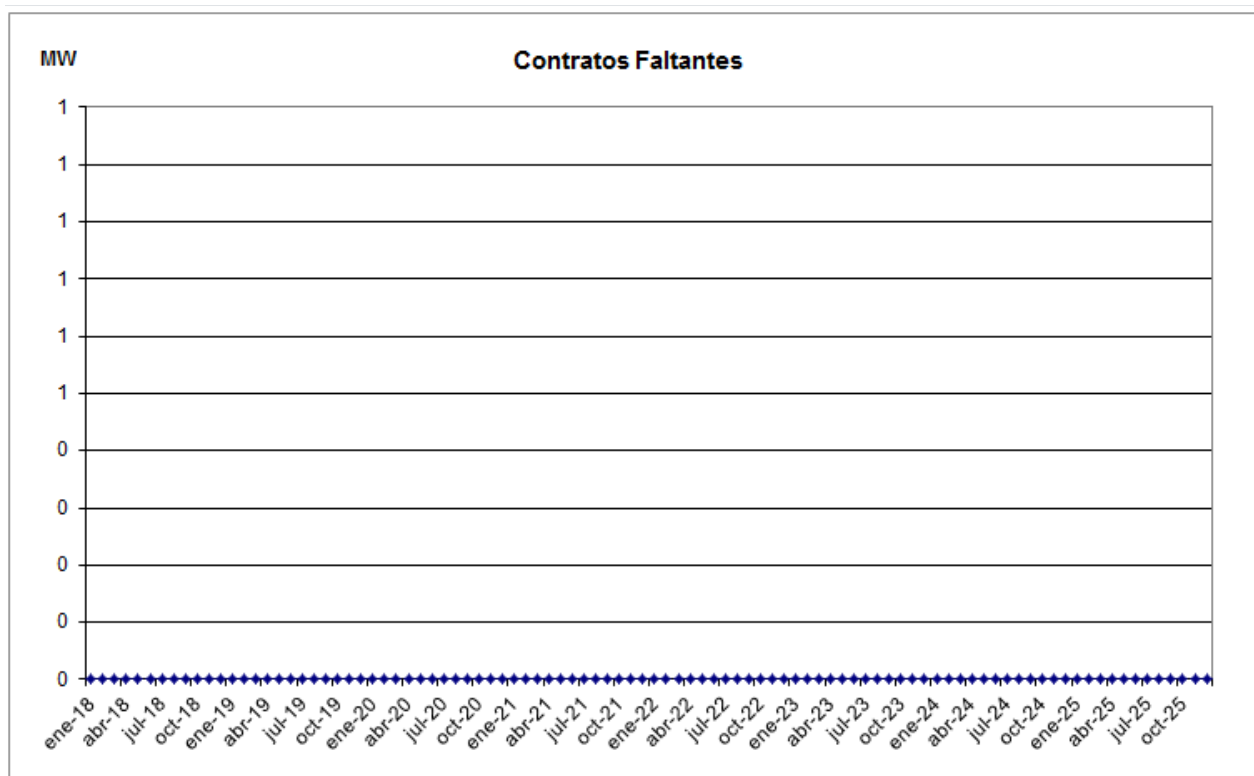


Fig. 8: Contratos Faltantes

3.7. PFLP de cada Participante Productor y Comercializador

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

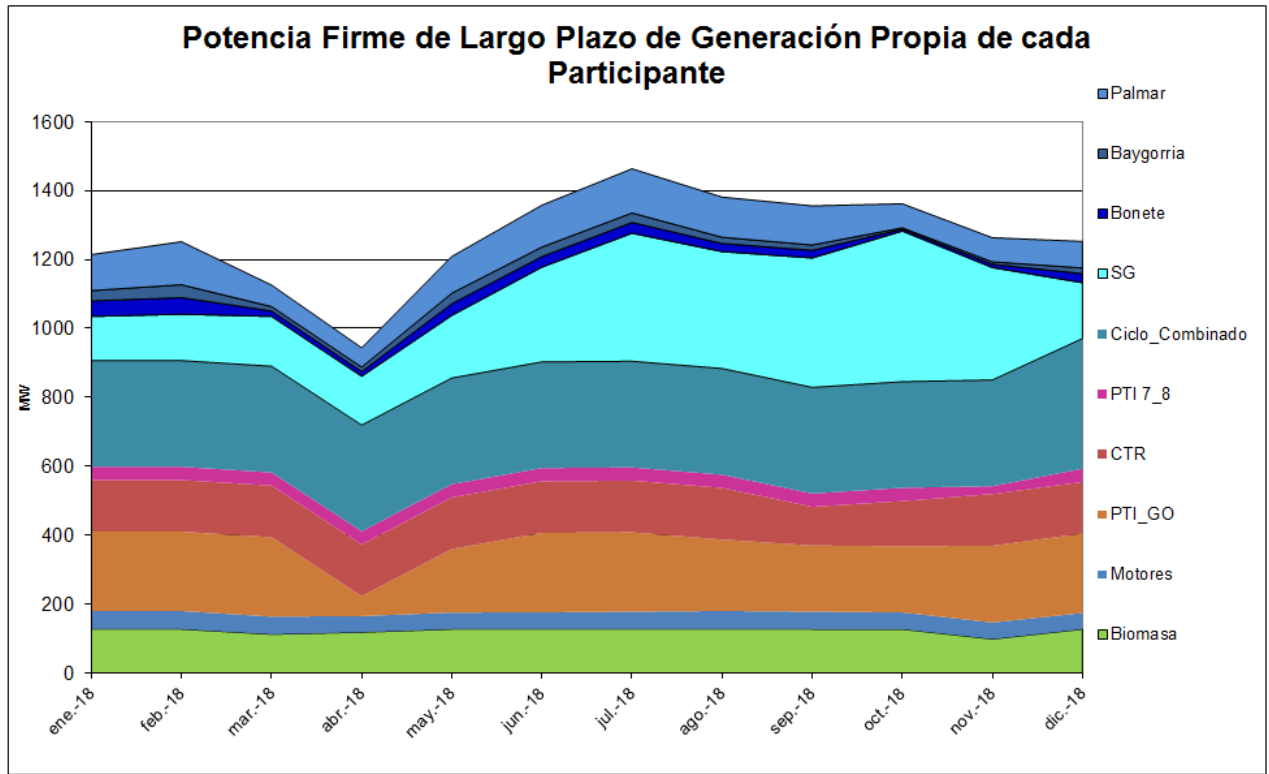


Fig. 9: Potencia Firme de Largo Plazo

3.8. Tablas de resultados

En las Tablas 2, 4, 3 y 5 se presentan los resultados principales. La Tabla 6 y la Tabla 7 resumen la PFLP por Central Generadora para el año 2018.

Los detalles de modelado de las centrales térmicas y en particular Biomasa se presentan en el Capítulo 4. Los valores de disponibilidad considerados en este estudio son estimaciones y en su mayoría no corresponden a declaraciones de disponibilidad de los generadores.

Fecha	RPGS (MW)	SGS (MW)	Cubrimient o Previsto (MW)	5% de RPGS (MW)	Faltante RA (MW)	CF (MW)
ene-18	1,331	1,149	1,214	67	0	0
feb-18	1,388	1,198	1,252	69	0	0
mar-18	1,184	1,022	1,126	59	0	0
abr-18	1,219	1,052	944	61	108	0
may-18	1,433	1,237	1,209	72	28	0
jun-18	1,530	1,320	1,358	76	0	0
jul-18	1,509	1,303	1,464	75	0	0
ago-18	1,388	1,198	1,381	69	0	0
set-18	1,340	1,156	1,356	67	0	0
oct-18	1,206	1,041	1,362	60	0	0
nov-18	1,197	1,033	1,263	60	0	0
dic-18	1,316	1,136	1,253	66	0	0
ene-19	1,352	1,165	1,140	68	25	0
feb-19	1,407	1,212	1,202	70	11	0
mar-19	1,202	1,036	1,154	60	0	0
abr-19	1,239	1,068	1,176	62	0	0
may-19	1,456	1,255	1,408	73	0	0
jun-19	1,549	1,335	1,502	77	0	0
jul-19	1,538	1,326	1,516	77	0	0
ago-19	1,402	1,209	1,551	70	0	0
set-19	1,359	1,171	1,466	68	0	0
oct-19	1,225	1,056	1,438	61	0	0
nov-19	1,216	1,048	1,354	61	0	0
dic-19	1,335	1,150	1,259	67	0	0

Tabla 2: Resultados Principales 2018 - 2019



Fecha	RPGS (MW)	SGS (MW)	Cubrimiento Previsto (MW)	5% de RPGS (MW)	Faltante RA (MW)	CF (MW)
ene-22	1,439	1,240	1,300	72	0	0
feb-22	1,498	1,291	1,302	75	0	0
mar-22	1,290	1,112	1,278	65	0	0
abr-22	1,309	1,128	1,268	65	0	0
may-22	1,552	1,338	1,347	78	0	0
jun-22	1,665	1,435	1,461	83	0	0
jul-22	1,626	1,401	1,597	81	0	0
ago-22	1,511	1,302	1,606	76	0	0
set-22	1,446	1,247	1,607	72	0	0
oct-22	1,306	1,125	1,633	65	0	0
nov-22	1,293	1,115	1,560	65	0	0
dic-22	1,420	1,223	1,466	71	0	0
ene-23	1,478	1,274	1,370	74	0	0
feb-23	1,533	1,322	1,401	77	0	0
mar-23	1,317	1,135	1,367	66	0	0
abr-23	1,340	1,155	1,335	67	0	0
may-23	1,584	1,365	1,376	79	0	0
jun-23	1,700	1,465	1,502	85	0	0
jul-23	1,661	1,432	1,573	83	0	0
ago-23	1,544	1,331	1,566	77	0	0
set-23	1,484	1,279	1,614	74	0	0
oct-23	1,334	1,150	1,634	67	0	0
nov-23	1,322	1,139	1,570	66	0	0
dic-23	1,454	1,253	1,444	73	0	0

Tabla 3: Resultados Principales 2022 - 2023

Fecha	RPGS (MW)	SGS (MW)	Cubrimient o Previsto (MW)	5% de RPGS (MW)	Faltante RA (MW)	CF (MW)
ene-24	1,503	1,296	1,377	75	0	0
feb-24	1,566	1,350	1,403	78	0	0
mar-24	1,341	1,156	1,326	67	0	0
abr-24	1,368	1,179	1,342	68	0	0
may-24	1,612	1,389	1,383	81	7	0
jun-24	1,728	1,490	1,544	86	0	0
jul-24	1,697	1,462	1,679	85	0	0
ago-24	1,571	1,354	1,603	79	0	0
set-24	1,518	1,308	1,627	76	0	0
oct-24	1,361	1,173	1,636	68	0	0
nov-24	1,347	1,161	1,550	67	0	0
dic-24	1,486	1,281	1,385	74	0	0
ene-25	1,535	1,323	1,362	77	0	0
feb-25	1,612	1,389	1,396	81	0	0
mar-25	1,372	1,182	1,361	69	0	0
abr-25	1,396	1,203	1,323	70	0	0
may-25	1,649	1,421	1,390	82	32	0
jun-25	1,767	1,522	1,569	88	0	0
jul-25	1,747	1,505	1,688	87	0	0
ago-25	1,606	1,384	1,665	80	0	0
set-25	1,556	1,341	1,654	78	0	0
oct-25	1,399	1,206	1,636	70	0	0
nov-25	1,377	1,187	1,480	69	0	0
dic-25	1,518	1,308	1,399	76	0	0

Tabla 5: Resultados Principales 2024 - 2025

Fecha	SG (MWF)	Bonete (MWF)	Baygorria (MWF)	Palmar (MWF)
ene-18	128	45	30	105
feb-18	135	48	37	125
mar-18	145	16	13	62
abr-18	142	14	13	56
may-18	182	34	30	107
jun-18	275	31	28	122
jul-18	372	31	27	128
ago-18	340	24	18	117
set-18	376	22	15	114
oct-18	437	6	4	70
nov-18	326	10	7	70
dic-18	162	26	16	77

Tabla 6: Potencia Firme de Largo Plazo (MWF) Generación hidráulica Año 2018



Fecha	PTI 7 8	Alur	Arboreto	Bioener	CTR	Ciclo_com binado	Fenirof	Galofer	Las_Rosas	Liderdat	Montes_del Plata	Motores	PTI GO	Ponlar	UPM	UPM2	Weyerhaeuser	Zenda_GN
ene-18	38.4	3.1	0.3	9.0	150.0	308.2	9.0	8.9	0.2	2.0	72.0	52.5	230.4	3.4	18.0	0.0	1.2	0.0
feb-18	38.4	3.1	0.3	9.0	150.0	308.2	9.0	8.9	0.2	2.0	72.0	52.5	230.4	3.4	18.0	0.0	1.2	0.0
mar-18	38.4	3.1	0.3	9.0	150.0	308.2	9.0	8.9	0.2	2.0	57.6	51.0	230.4	3.4	18.0	0.0	0.7	0.0
abr-18	38.4	3.1	0.3	9.0	150.0	308.2	9.0	8.9	0.2	2.0	72.0	46.9	57.6	3.4	9.0	0.0	1.2	0.0
may-18	38.4	3.1	0.3	9.0	150.0	308.2	9.0	8.9	0.2	2.0	72.0	48.0	184.3	3.4	18.0	0.0	1.2	0.0
jun-18	38.4	3.1	0.3	9.0	150.0	308.2	9.0	8.9	0.2	2.0	72.0	48.8	230.4	3.4	18.0	0.0	1.2	0.0
jul-18	38.4	3.1	0.3	9.0	150.0	308.2	9.0	8.9	0.2	2.0	72.0	50.6	230.4	3.4	18.0	0.0	1.2	0.0
ago-18	38.4	3.1	0.3	9.0	150.0	308.2	9.0	8.9	0.2	2.0	72.0	52.5	207.4	3.4	18.0	0.0	1.2	0.0
set-18	38.4	3.1	0.3	9.0	112.5	308.2	9.0	8.9	0.2	2.0	72.0	50.6	192.0	3.4	18.0	0.0	1.2	0.0
oct-18	38.4	3.1	0.3	9.0	131.3	308.2	9.0	8.9	0.2	2.0	72.0	48.8	192.0	3.4	18.0	0.0	0.9	0.0
nov-18	23.0	3.1	0.3	9.0	150.0	308.2	9.0	8.9	0.2	2.0	43.2	48.0	222.7	3.4	18.0	0.0	1.2	0.0
dic-18	38.4	3.1	0.3	9.0	150.0	378.0	9.0	8.9	0.2	2.0	72.0	46.9	230.4	3.4	18.0	0.0	1.2	0.0

Tabla 7: Potencia Firme de Largo Plazo (MWF) Generación Térmica y Biomasa Año 2018

Nota: UPM2 comienza a instalarse en el año 2022.

3.9. Hipótesis utilizadas

Las hipótesis utilizadas hasta el año 2021 son las de la Programación Estacional Noviembre 2017 - Abril 2018

(http://www.adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_902/PES_NOV_ABR_2018_v4.pdf)

- **Demanda considerada**

Se considera las proyecciones de demanda de generación consideradas en la PESTNov2017Abr2018 hasta el año 2022 y a partir de 2022 se considera un crecimiento de 2,14 % anual.

- **Postes horarios considerados en la sala SimSEE**

En la sala se consideran los postes mostrados en la

Número de Postes:	5	<input checked="" type="checkbox"/> Postes Monotonos?			
Poste N°	1	2	3	4	5
Duración	5	30	91	28	14

Tabla 8: Postes horarios de la sala de Garantía de Suministro de SimSEE

Los resultados mostrados en este informe corresponden a los postes 1, 2 y 3 de la demanda neta.

- **Grandes Consumidores Potenciales**

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 250 kW.



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 2017 la cantidad de clientes que pueden ser considerados como Grandes Consumidores Potenciales asciende a 1061.

En la Tabla 9 se muestra la información a octubre del 2017 y la proyección hasta 2026 del porcentaje de la energía asociada a Grandes Consumidores Potenciales en el total de Consumidores Cautivos de UTE.

Datos UTE	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
% GC	18.7%	18.4%	19.6%	19.3%	19.5%	19.7%	19.5%	18.9%	19.3%	19.0%	18.3%
Proyeccion	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
% GC	19.4%	18.5%	19.1%	19.1%	19.1%	19.1%	19.1%	19.1%	19.1%	19.1%	

Tabla 9: Proyección Grandes Consumidores Potenciales

- **Cronograma considerado para UPM2**

En la Tabla 10 se muestra el cronograma considerado para UPM2.

Fecha de entrada	Potencia UPM2 (MW)
01/01/2022	50
01/01/2023	120
01/01/2024	130
01/01/2025	140
01/01/2026	150

Tabla 10: Cronograma considerado para la entrada de UPM2 al SIN

- **Estado Inicial del Sistema**

Fecha guarda simulación: 01/12/2017. (Fecha de inicio de observación para independizar los resultados de la condición inicial de los lagos en el Período de Simulación)

Cota de inicio Terra: 80,28 m

Período de Optimización: 01/01/2015 - 01/06/2028.

Período de Simulación: 01/01/2015 - 01/06/2026.

Versión de Programa SimSEE: 169

4. Anexo I Modelado de las centrales de Biomasa

Los valores de la Tabla 11 corresponden a una aproximación en base a los últimos 12 meses de 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 la generación entregada a la red durante el 2016 (excluyendo los períodos de mantenimiento declarados). Para los generadores Ponlar y Liderdat la potencia disponible, queda determinada por los valores calculados en estudios previos. Los valores considerados en las simulaciones son los que se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11: Parámetros considerados para los generadores en base a biomasa.

	Potencia Efectiva (MW)	f.d. (p.u.) fortuita	TMR (horas)	cv (USD/MWh)
Weyerhaeuser	1.2	1	0	0
UPM	20	0.9	72	0
Fenirol	10	0.9	72	30
Bioener	10	0.9	72	30
Montes del Plata	80	0.9	72	0
Galofer	8.9	1	0	0
Ponlar	4.4	0.78	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	165