



Garantía de Suministro 2023

Gerencia Técnica y Despacho Nacional de Cargas.

Versiones:

Fecha	Autores	Motivo
17/11/2022	Por UTE: Gabriela Gaggero, Hernán Rodrigo, Eduardo Penza de la unidad PEG de UTE-Melilla Por ADME: Ruben Chaer, Felipe Palacio, Maria Cristina Alvarez, Pablo Soubes, Eliana Cornalino.	Elaboración de las hipótesis del informe
26/01/2023	Felipe Palacio Maria Cristina Alvarez Pablo Soubes	Creación del informe.
17/02/2023	Felipe Palacio Maria Cristina Alvarez Pablo Soubes	Versión final del informe (v2).
28/02/2023	Felipe Palacio Maria Cristina Alvarez Pablo Soubes	Corrección fechas en la Tabla 12 (Informe GS2023 v3). Vista al Directorio.
01/03/2022	Felipe Palacio Maria Cristina Alvarez Pablo Soubes	V4: -Se aclara en la primera oración del Resumen Ejecutivo que se utiliza la demanda neta para el período firme. - En la Tabla 3 se muestra el plan de expansión utilizado hasta el año en el que el mismo fue optimizado (año 2040).
02/03/2023	Felipe Palacio Maria Cristina Alvarez Pablo Soubes	V5: se publica PFLP de las centrales hidroeléctricas por separado en la Tabla 11.





1. Resumen ejecutivo.

El presente informe analiza el balance de requerimientos y aportes a la Garantía de Suministro de acuerdo a lo previsto en el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, con algunas adaptaciones necesarias para su aplicación al Sistema actual (utilización de la demanda neta para el período firme).

Para la realización del estudio se consideran las hipótesis y sala SimSEE de la Programación Estacional Noviembre 2022 - Abril 2023 (PES), con las modificaciones que se detallan en el informe.

Se utiliza el plan de expansión de la generación elaborado por ADME, el cual incorpora generación eólica y solar a partir del año 2024 y turbinas de Gas Oil de 60 MW a partir del 2035. Se considera que salen de servicio las unidades de CTR el 1/1/2035, los moto-generadores de Central Batlle el 1/1/2031, PTA16 a partir del 1/1/2040 y los parques eólicos y solares luego de 20 años de funcionamiento.

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 no existen eventos de Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir en todo el período de estudio.

La potencia de Falla diaria en el Poste 1, la Falla promedio mensual en el 4.2% de las horas de mayor demanda y la Falla promedio mensual en el Período Firme no son significativas en todo el período en estudio.

2. Introducción.

Se presenta a continuación un resumen del objeto, alcance y contenido en relación al Informe de Garantía de Suministro según lo estipulado en la reglamentación vigente.

La Garantía de Suministro (GS) tiene por objeto asegurar a los Participantes Consumidores, la existencia de suficiente Potencia Firme con disponibilidad comprometida para cubrir su requerimiento de energía. Cada Participante Consumidor tiene la obligación de cubrir anticipadamente con Potencia Firme de Largo Plazo (PFLP), una parte de su requerimiento previsto de GS.

El requerimiento de GS de cada Participante Consumidor se mide como la potencia media de su consumo en el Período Firme más las pérdidas de transmisión asociadas. En este informe para la determinación del Período Firme se seleccionan el 75% de las horas de mayor demanda neta de cada mes.



La GS se obtiene comprando PFLP por contratos o en el Servicio de Reserva Nacional (SRN).

Para un Gran Consumidor, los requerimientos de GS que se indican a continuación se aplican:

- Al Distribuidor en relación con el usuario de sus servicios que es Gran Consumidor Potencial.
- Al Comercializador de Grandes Consumidores en relación con dichos Grandes Consumidores.
- Al propio Gran Consumidor cuando éste es Participante del Mercado y compra en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE) sin intermediación.

En este informe se presenta la información mensual que se indica a continuación para el período de 8 años a partir de enero 2023:

- Requerimiento previsto de Garantía de Suministro.
- Seguro de Garantía de Suministro.
- Requerimiento de contratar para el seguro de Garantía de Suministro.
- Cubrimiento previsto.
- Seguro de suministro sin cubrir.
- Contratos faltantes.

Se incluye también la PFLP de generación propia de cada Participante Productor para los 12 meses del año 2023.

3. Hipótesis

Las hipótesis que se utilizan en esta GS son las correspondientes a la elaboración de la Programación Estacional (PES) Noviembre 2022 – Abril 2023 junto con las modificaciones y agregados que se detallan en esta sección.

3.1. Demanda

En este estudio la demanda se refiere a la energía inyectada al SIN en bornes de transmisión.

En la Tabla 1 se muestran las demandas del informe PES proyectadas hasta el año 2052.

Se realizaron dos escenarios de demanda para este estudio: el escenario “Demanda Base”, en el que solo se considera la demanda vegetativa, y el escenario “Demanda Total” en el que se adiciona a la anterior la demanda de posibles nuevos proyectos. En las simulaciones de ambos escenarios no se observan eventos de Seguro de Garantía de Suministro sin cubrir en todo el período de estudio. En este informe solo se muestran los resultados del escenario “Demanda Total”.



AÑO	Demanda base [GWh]	Tasa Demanda Base	Demanda nuevos proyectos [GWh]	Demanda total [GWh]	Tasas Demanda Total
2020	10,969	-	0	10,969	-
2021	11,202	2.1%	0	11,202	2.1%
2022	11,523	2.9%	0	11,523	2.9%
2023	11,816	2.5%	339	12,154	5.5%
2024	12,108	2.5%	878	12,987	6.8%
2025	12,353	2.0%	1,314	13,667	5.2%
2026	12,629	2.2%	1,314	13,943	2.0%
2027	12,908	2.2%	1,314	14,222	2.0%
2028	13,140	1.8%	1,318	14,457	1.7%
2029	13,376	1.8%	1,314	14,690	1.6%
2030	13,617	1.8%	1,314	14,931	1.6%
2031	13,862	1.8%	1,314	15,176	1.6%
2032	14,112	1.8%	1,318	15,429	1.7%
2033	14,366	1.8%	1,314	15,680	1.6%
2034	14,624	1.8%	1,314	15,938	1.6%
2035	14,888	1.8%	1,314	16,202	1.7%
2036	15,156	1.8%	1,318	16,473	1.7%
2037	15,428	1.8%	1,314	16,742	1.6%
2038	15,706	1.8%	1,314	17,020	1.7%
2039	15,989	1.8%	1,314	17,303	1.7%
2040	16,277	1.8%	1,318	17,594	1.7%
2041	16,570	1.8%	1,314	17,884	1.6%
2042	16,868	1.8%	1,314	18,182	1.7%
2043	17,171	1.8%	1,314	18,485	1.7%
2044	17,481	1.8%	1,318	18,798	1.7%
2045	17,795	1.8%	1,314	19,109	1.7%
2046	18,116	1.8%	1,314	19,430	1.7%
2047	18,442	1.8%	1,314	19,756	1.7%
2048	18,774	1.8%	1,318	20,091	1.7%
2049	19,111	1.8%	1,314	20,425	1.7%
2050	19,456	1.8%	1,314	20,770	1.7%
2051	19,806	1.8%	1,314	21,120	1.7%
2052	20,162	1.8%	1,318	21,480	1.7%

Tabla 1: Demanda proyectada al 2052.

3.2. Participantes Consumidores

A los efectos de diferenciar entre Grandes Consumidores Potenciales y Consumidores Cautivos, se consideran como Grandes Consumidores Potenciales todos aquellos titulares de un suministro con potencia contratada igual o superior a 250kW. Adicionalmente, aplicando lo establecido en el Decreto 114 del año 2014 se consideran como Grandes Consumidores a los generadores que actúan como tales cuando retiran energía de la red para su consumo propio.

En la Tabla 2 se muestra la información actualizada a noviembre del 2022 y la proyección hasta 2033 de la participación de los Grandes Consumidores Potenciales, Grandes Consumidores (consumos propios de los Generadores) y Consumidores Cautivos en el total de la demanda.



Datos reales UTE/ Proyeccion	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 **	2023	2024	2025	2026
% Grandes Consumidores Potenciales	17.8%	18.7%	18.6%	18.1%	17.4%	18.1%	18.5%	17.8%	17.1%	16.5%	16.6%
% Grandes Consumidores (consumo propio Generadores)	1.1%	1.0%	1.1%	0.8%	0.8%	0.8%	1.5%	1.5%	0.7%	0.7%	0.7%
% Consumidores Cautivos	81.1%	80.3%	80.3%	81.1%	81.8%	81.0%	79.9%	80.7%	82.2%	82.8%	82.8%
Proyeccion	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033				
% Grandes Consumidores Potenciales	16.6%	16.6%	16.7%	16.7%	16.7%	16.7%	16.8%				
% Grandes Consumidores (consumo propio Generadores)	0.7%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%				
% Consumidores Cautivos	82.7%	82.7%	82.7%	82.7%	82.7%	82.7%	82.6%				

Tabla 2: Proyección Grandes Consumidores Potenciales , Grandes consumidores y Consumidores Cautivos como porcentaje de la energía inyectada al SIN en bornes de transmisión de la demanda total.

** El aumento en el consumo propio de los generadores en el año 2022 se debe principalmente a la indisponibilidad de UPM que comenzó en agosto-22 y se espera continúe hasta setiembre-23 según información enviada por el generador.

3.3. Expansión de Generación

En la Tabla 3 se muestra el plan de expansión de la generación que se considera en este estudio, el cual fue realizado por ADME . La expansión se lleva a cabo en base a módulos de generación eólica y solar de 1 MW y turbinas de Gas Oil (TG) de 60 MW.

FECHA	MW Eólicos	MW SFV	MW TG60	MW TOTALES
1/1/2024	64	323	0	387
1/1/2025	164	503	0	667
1/1/2026	214	503	0	717
1/1/2027	264	503	0	767
1/1/2028	272	753	0	1025
1/1/2029	282	753	0	1035
1/1/2030	346	1053	0	1399
1/1/2031	696	1203	0	1899
1/1/2032	696	1603	0	2299
1/1/2033	718	1603	0	2321
1/1/2034	917	1603	0	2520
1/1/2035	1389	1653	60	3102
1/1/2036	1466	1731	60	3257
1/1/2037	2097	1735	180	4011
1/1/2038	2198	1943	180	4321
1/1/2039	2300	2043	180	4523
1/1/2040	2400	2043	300	4743

Tabla 3: Plan de expansión considerado

Se considera la salida de servicio de las unidades de CTR el 1/1/2035, de los moto-generadores de Central Batlle el 1/1/2031 y de PTA16 el 1/1/2040, por haber llegado dichas unidades al fin de su vida útil.

3.4. Factores de disponibilidades complejivas

En las Tabla 4 y 5 se muestran las disponibilidades complejivas consideradas para las unidades térmicas del SIN. Solo se muestran las disponibilidades de los generadores que enviaron la información solicitada para la GS 2023 o en caso de no haber recibido dicha información se considera la declaración realizada para estudios anteriores. Para el resto de los generadores térmicos no se consideran cambios con respecto a las hipótesis de la PES. La disponibilidad complejiva considerada comprende la disponibilidad fortuita e incluye las indisponibilidades por mantenimientos programados. A los efectos del modelado en SimSEE de los generadores térmicos se considera la disponibilidad complejiva mensual sin unidades en mantenimiento. Cada

disponibilidad complexiva mensual se considera con una periodicidad de un año a lo largo de los 8 años del estudio.

	Mes	Motores	CTR	PTA16	PTA78	CC TG 1 y 2	CC TV	CC TG 1 y 2 + TV
Disponibilidad	Ene-23	94.9%	98.0%	96.9%	96.9%	95.0%	85.0%	91.6%
	Feb-23	81.3%	97.8%	96.5%	96.5%	95.0%	85.0%	91.6%
	Mar-23	91.2%	98.0%	80.8%	80.8%	95.0%	85.0%	91.6%
	Abr-23	90.4%	72.9%	96.8%	96.8%	95.0%	85.0%	91.6%
	May-23	81.7%	49.0%	96.9%	96.9%	95.0%	85.0%	91.6%
	Jun-23	84.2%	84.6%	96.8%	96.8%	95.0%	85.0%	91.6%
	Jul-23	86.6%	98.0%	96.9%	96.9%	95.0%	85.0%	91.6%
	Ago-23	81.7%	98.0%	96.9%	96.9%	95.0%	85.0%	91.6%
	set-23	83.8%	97.9%	96.8%	96.8%	95.0%	85.0%	91.6%
	Oct-23	93.0%	93.1%	64.6%	96.9%	95.0%	85.0%	91.6%
	Nov-23	95.2%	49.0%	90.1%	45.1%	95.0%	85.0%	91.6%
	Dic-23	95.3%	98.0%	96.9%	96.9%	95.0%	85.0%	91.6%
	Promedio anual	88.3%	86.2%	92.2%	91.2%	95.0%	85.0%	91.6%
	PE [MW]	70.0	200.0	270.0	48.0	176.0	180.0	532.0

Tabla 4: Disponibilidad complexiva unidades térmicas a Gas Oil y Fuel Oil del SIN.

Para el Ciclo Combinado se considera una disponibilidad complexiva de 95 % para cada una de las dos Turbinas de gas y de 85 % para la Turbina de vapor, lo que implica una disponibilidad complexiva del 91.6 % para el Ciclo Combinado funcionando en ciclo cerrado.

En la Tabla 5 se muestran las potencias efectivas¹ y las disponibilidades complexivas mensuales que se consideran en el modelado de las centrales de fuente biomasa.

¹ La Potencia Efectiva es la potencia máxima que el generador puede entregar de forma estable en condiciones normales de operación, fuera de los mantenimientos. Este valor corresponde a lo sumo a su potencia nominal de chapa y debe ser inferior a la Potencia Autorizada a inyectar en la red.



	Bioener		Fenirol		Galofer		Lanas Trinidad		Montes del Plata		Dank		Uruply	
	PE [MW]	Disp.	PE [MW]	Disp.	PE [MW]	Disp.	PE [MW]	Disp.	PE [MW]	Disp.	PE [MW]	Disp.	PE [MW]	Disp.
Ene-23	10	79.5%	10	75.6%	10	88.6%	0.3	42.6%	100	74.2%	0.35	95.0%	1	80.0%
Feb-23	10	79.5%	10	90.1%	10	19.3%	0.3	42.6%	100	74.2%	0.35	95.0%	1	80.0%
Mar-23	10	79.5%	10	85.8%	10	88.6%	0.3	42.6%	100	74.2%	0.35	95.0%	1	80.0%
Abr-23	10	79.5%	10	90.1%	10	88.6%	0.3	42.6%	100	26.4%	0.35	95.0%	1	80.0%
May-23	10	79.5%	10	90.1%	10	88.6%	0.3	42.6%	100	73.8%	0.35	95.0%	0.8	80.0%
Jun-23	10	79.5%	10	85.6%	10	88.6%	0.3	42.6%	100	74.2%	0.35	95.0%	1	80.0%
Jul-23	10	79.5%	10	90.1%	10	88.6%	0.3	42.6%	100	74.2%	0.35	95.0%	1	80.0%
Ago-23	10	79.5%	10	90.1%	10	88.6%	0.3	42.6%	100	74.2%	0.35	95.0%	1	80.0%
Set-23	10	79.5%	10	69.1%	10	88.6%	0.3	42.6%	100	74.2%	0.35	95.0%	1	80.0%
Oct-23	10	79.5%	10	90.1%	10	38.5%	0.3	42.6%	100	74.2%	0.35	95.0%	0.8	80.0%
Nov-23	10	79.5%	10	90.1%	10	88.6%	0.3	42.6%	100	74.2%	0.35	95.0%	1	80.0%
Dic-23	10	79.5%	10	85.7%	10	88.6%	0.3	42.6%	100	74.2%	0.35	95.0%	1	80.0%

Tabla 5: Potencia efectiva (PE) y disponibilidad complejiva por central con fuente Biomasa

En la Tabla 6 se muestran las disponibilidades complejivas de las unidades hidráulicas del SIN.

	Mes	Bonete	Baygorria	Palmar	SGU
Disponibilidad	Ene-23	97.2%	96.9%	96.9%	92.9%
	Feb-23	97.1%	96.8%	96.8%	94.9%
	Mar-23	97.2%	96.9%	96.9%	92.9%
	Abr-23	80.5%	71.3%	96.9%	92.9%
	May-23	94.0%	96.9%	82.9%	94.0%
	Jun-23	97.2%	96.9%	96.9%	93.6%
	Jul-23	97.2%	96.9%	96.9%	93.3%
	Ago-23	97.2%	96.9%	96.9%	94.0%
	set-23	75.5%	82.4%	96.9%	94.0%
	Oct-23	73.0%	96.9%	96.9%	94.2%
	Nov-23	94.7%	96.9%	83.6%	97.4%
	Dic-23	97.2%	96.9%	96.9%	92.9%
	Promedio anual		91.5%	93.6%	94.6%
PE [MW]		152.0	108.0	333.0	945.0

Tabla 6: Disponibilidades complejivas unidades hidráulicas del SIN.



4. Modelo

4.1. Versión SimSEE

Se utiliza la versión iie101_243 de SimSEE.

4.2. Salas SimSEE

Para obtener los resultados requeridos por la GS se parte de la sala diaria de la Programación Estacional Noviembre 2022 – Abril 2023, con las modificaciones que se detallan en este informe.

4.3. Horizontes de tiempo

- Fecha de optimización: 01/01/2020 – 01/06/2033.
- Fecha de la simulación: 01/01/2020- 01/06/2031.
- Fecha guarda de simulación: 01/12/2022.

Se definen las fechas de inicio de optimización y simulación 3 años antes que la fecha de guarda de simulación para independizar los resultados de la condición inicial de los lagos en el período de simulación (Artículo 222 del RMMEE).

4.4. Parámetros generales

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

4.5. Variables de estado del sistema

La sala de paso diario tiene las siguientes variables de estado:

- El volumen del embalse de la central hidroeléctrica Bonete, Palmar y SG.
- El estado hidrológico del río Negro y río Uruguay.
- Anomalía de la temperatura superficial del océano Pacífico en la región 3.4 (iN34).

4.6. Controles de cota y erogados mínimos de los embalses



Se considera una penalidad por incumplimiento en el erogado mínimo de 80 m³/s en Bonete de 0.5 MUSD/hm³ a partir de la entrada de UPM2 al sistema el 15/02/2023 y de 3.0 MUSD/hm³ para el año 2024.

5. Resultados

En esta sección se presenta la información mensual que se indica a continuación para el período de 8 años a partir de enero 2022:

- Requerimiento previsto de Garantía de Suministro (RPGS).
- Seguro de Garantía de Suministro (SGS).
- Requerimiento de contratar para el seguro de Garantía de Suministro (RC).
- Cubrimiento previsto (CP).
- Seguro de suministro sin cubrir y Reserva Anual (RA) (se incluye la Falla diaria en el poste 1 y la Falla promedio mensual en el 4.2% de las horas de mayor demanda para complementar el análisis).
- Contratos faltantes (CF).
- PFLP de generación propia de cada Participante Productor para los 12 meses del año 2023.

5.1. *Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro*

El RPGS se calcula como 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.

En la Fig. 1 se presenta el RPGS.

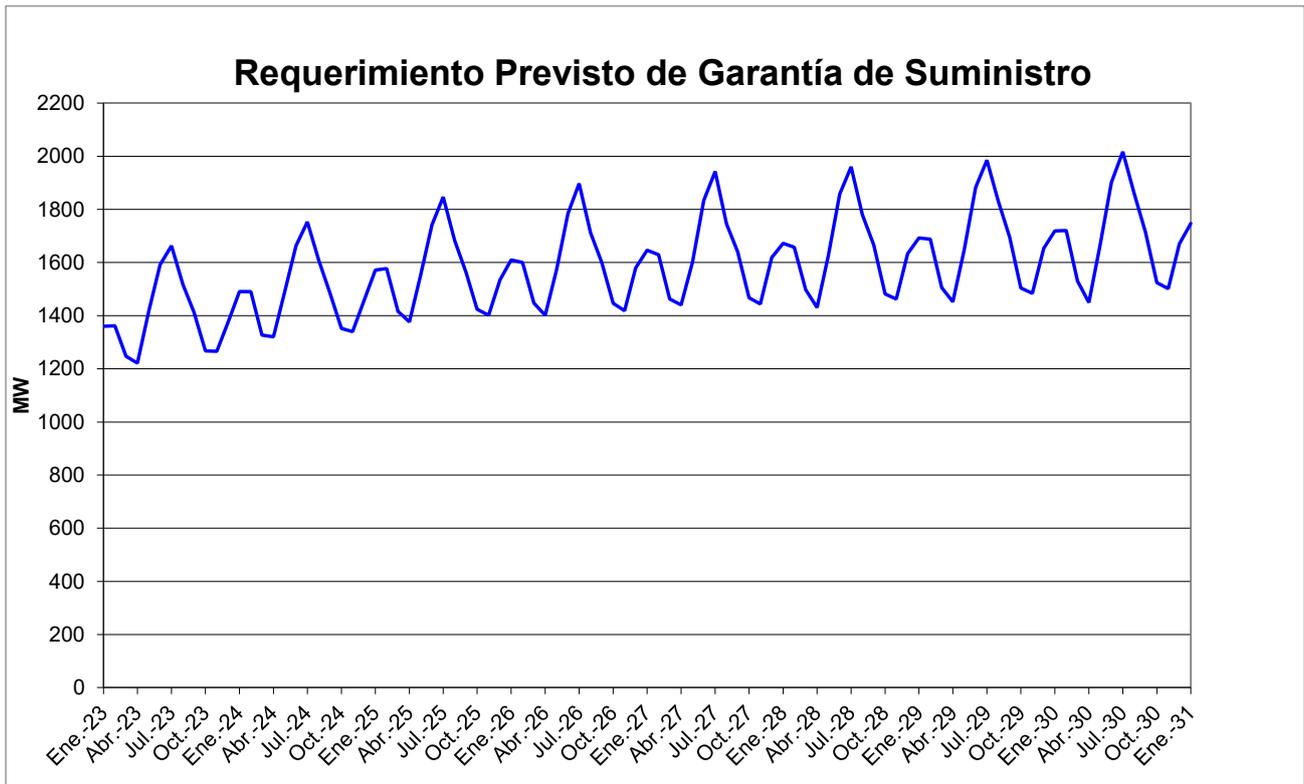


Fig. 1: Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro.

Se observa un crecimiento del RPGS conforme aumenta la demanda a lo largo del tiempo, alcanzando un máximo de 2016 MW en julio 2030.

5.2. Seguro para Garantía de Suministro

Con el objetivo de contar con respaldo de PFLP y proteger el sistema de riesgo de racionamiento, cada Distribuidor y Gran Consumidor, o su Comercializador deben aportar al 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 considera a 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).

En la Fig. 2 se muestran el SGS para los Consumidores Cautivos, Grandes Consumidores Potenciales y Grandes Consumidores.

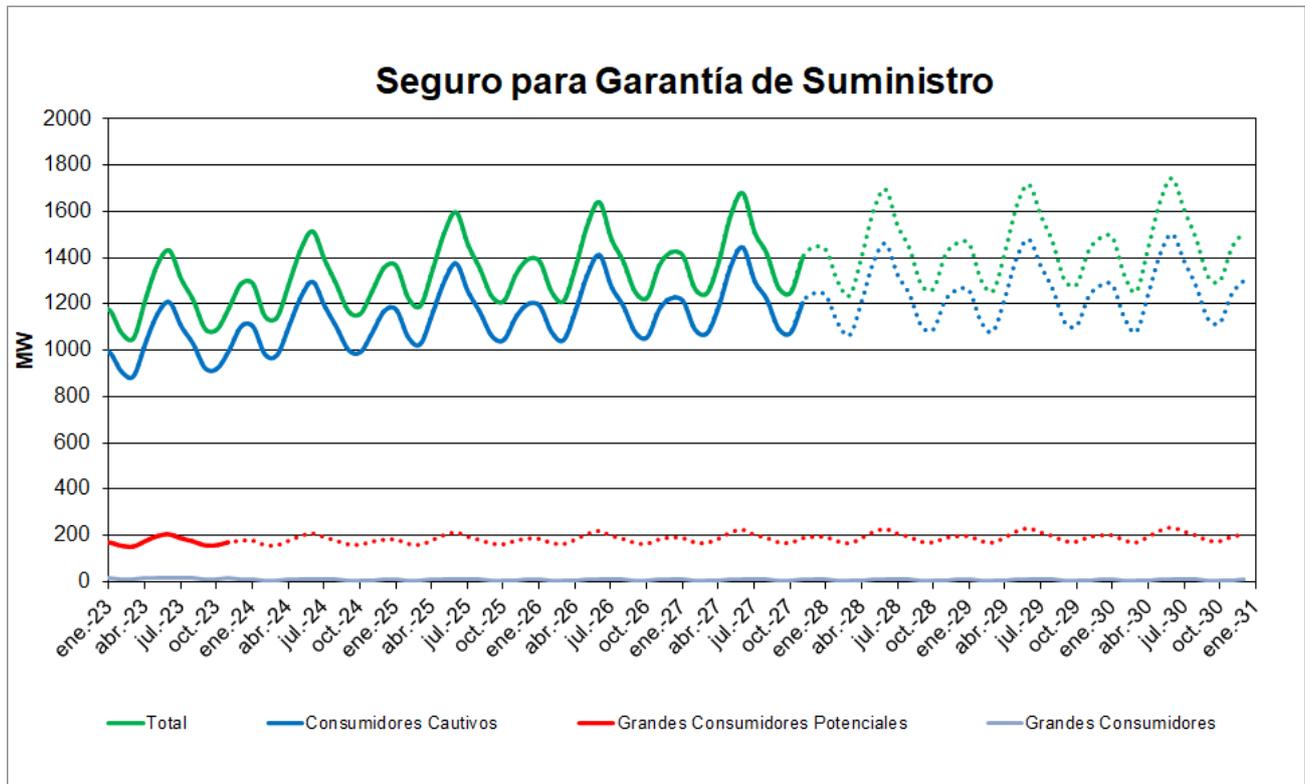


Fig. 2: Seguro de Garantía de Suministro.

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.

5.3. Requerimiento de Contratar

Cada Participante Consumidor aportará a la GS del sistema, cubriendo por lo menos una parte de su SGS con contratos. Del RC se descontará la PFLP que corresponde al Participante Consumidor en el 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 Grandes Consumidores (consumos propios de los generadores), el Distribuidor que los abastece deberá tener contratos por el 50% del RPGS, para el siguiente año.

La Fig. 3 muestra los valores resultantes para el RC.

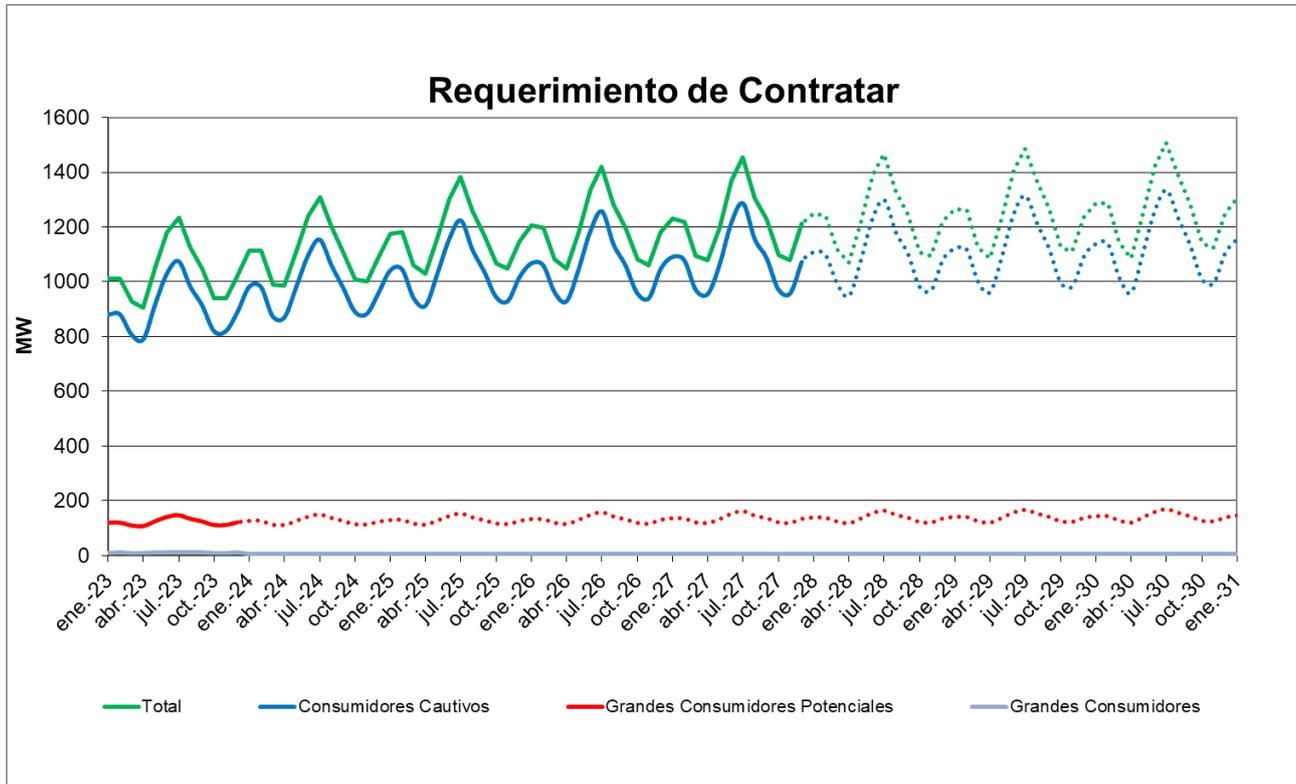


Fig. 3: Requerimiento de Contratar

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 1453 MW para el mes de julio de 2027.

5.4. 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 para el período de estudio. Para el cálculo del CP, de acuerdo a la reglamentación vigente, solo se considera el parque generador térmico e hidráulico (no se considera cubrimiento de las fuentes de origen eólico y solar).

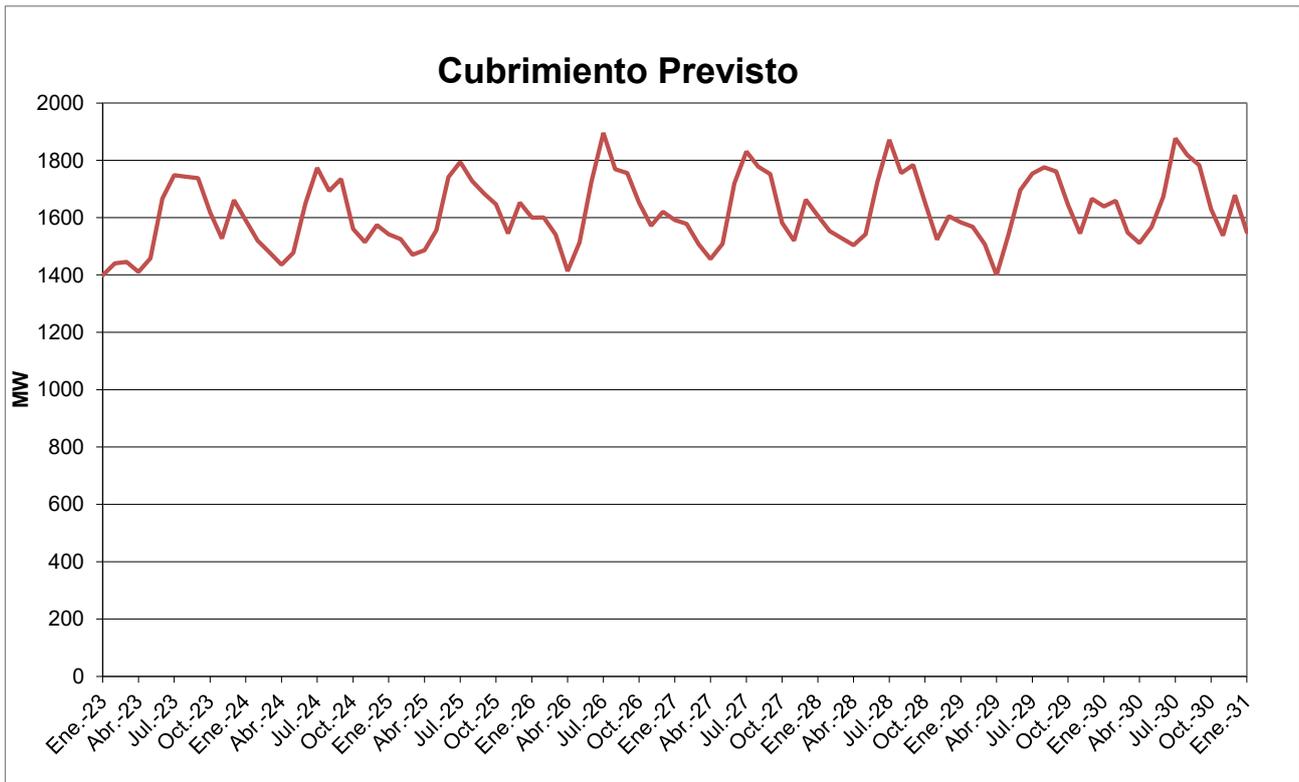


Fig. 4: Cubrimiento Previsto.

A grandes rasgos se observa en el CP una estacionalidad sin tendencias marcadas hasta el 2031.

5.5. SGS sin cubrir y Reserva Anual

El objetivo de la 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 Seguro de Suministro sin cubrir y el 5% del RPGS.

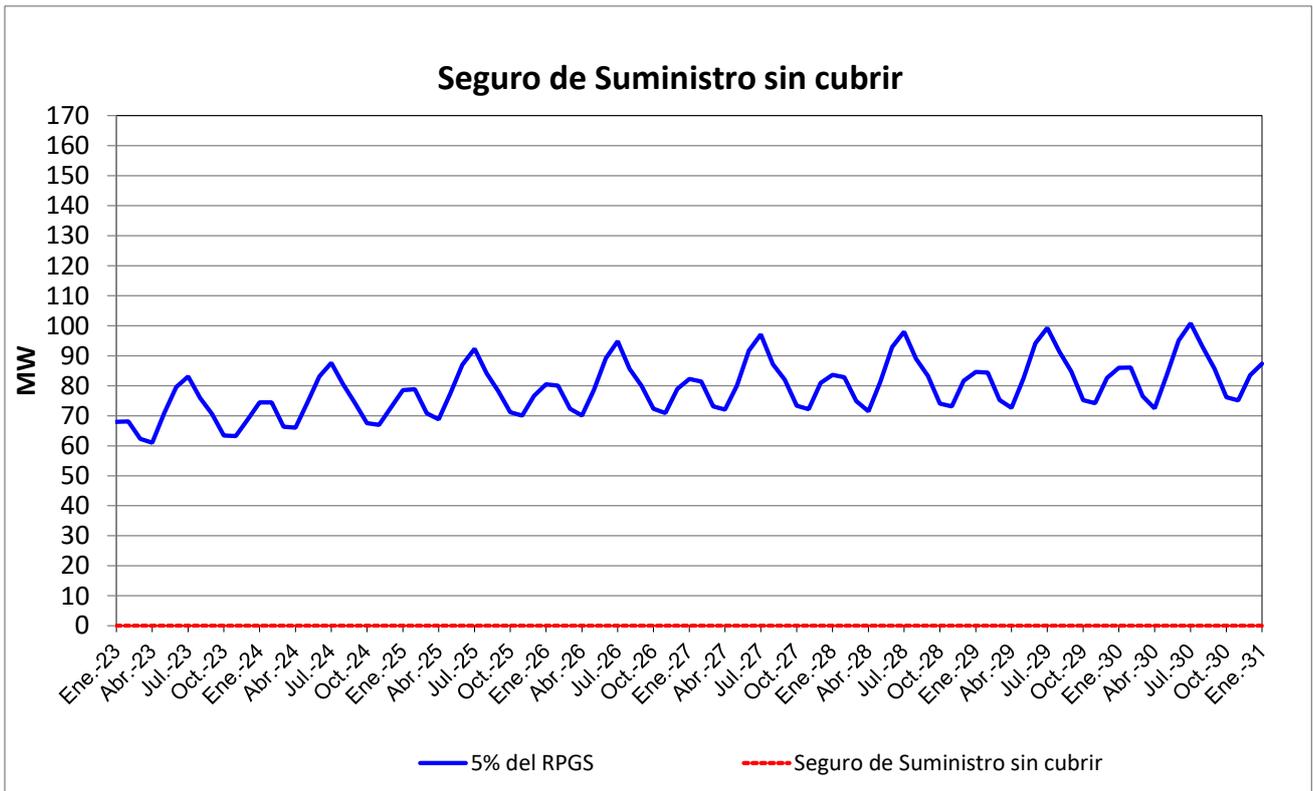


Fig. 5: SGS sin cubrir y límite del 5% del RPS

Los resultados muestran que no existen eventos de SGS sin cubrir en todo el período de estudio.

Para complementar este estudio, se analiza la Falla diaria en el Poste 1 (Fig. 6), la Falla promedio mensual en el 4.2% de las horas de mayor demanda neta (Fig. 7) y la Falla promedio mensual en el Período Firme (Fig. 8) .

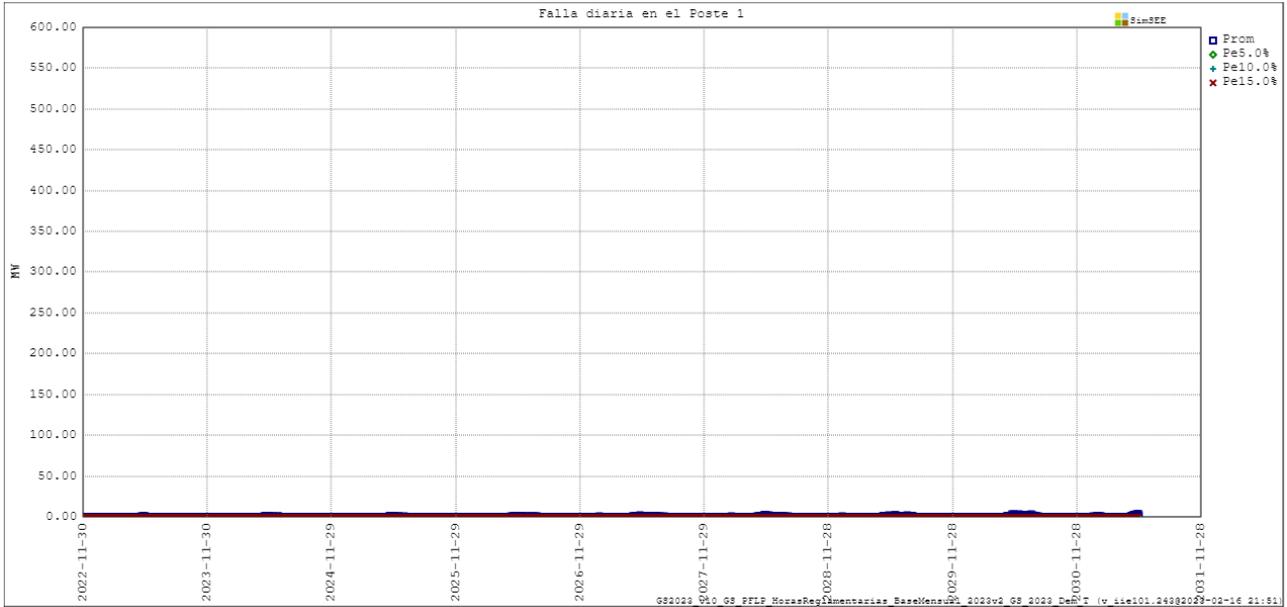


Fig. 6: Falla diaria en el Poste 1.

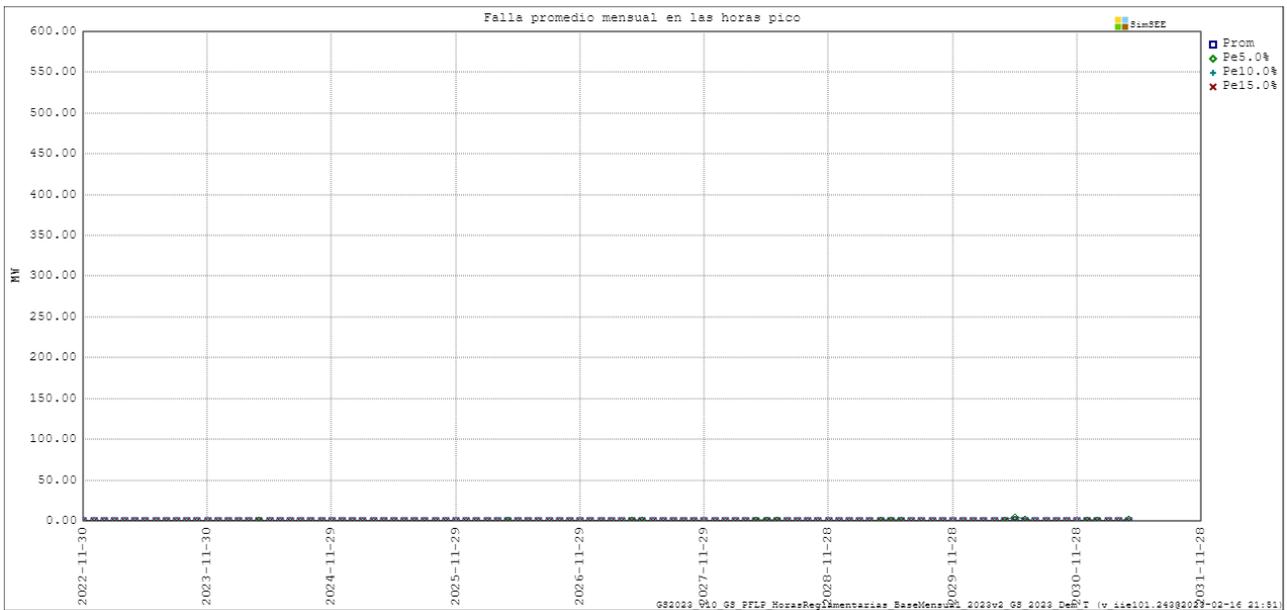


Fig. 7: Falla promedio mensual en el 4.2% de las horas de mayor demanda neta.

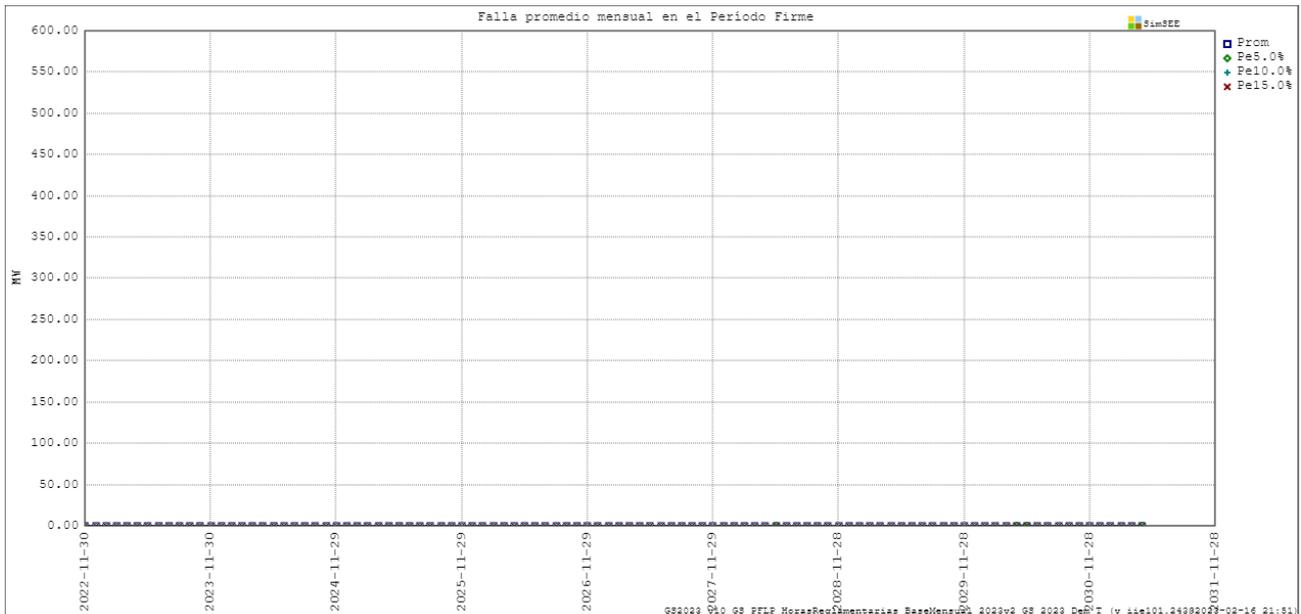


Fig. 8: Falla promedio mensual en el Periodo Firme.

La Falla diaria en el Poste 1, la Falla promedio mensual en el 4.2% de las horas de mayor demanda y la Falla promedio mensual en el Período Firme no son significativas en todo el período en estudio.

5.6. Contratos Faltantes

Los CF representan el faltante de respaldo de PFLP que no queda cubierto con contratos. Los CF se calculan como el RC menos el CP.

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

En la Fig. 9 se se presenta el (CF) para el período de estudio.

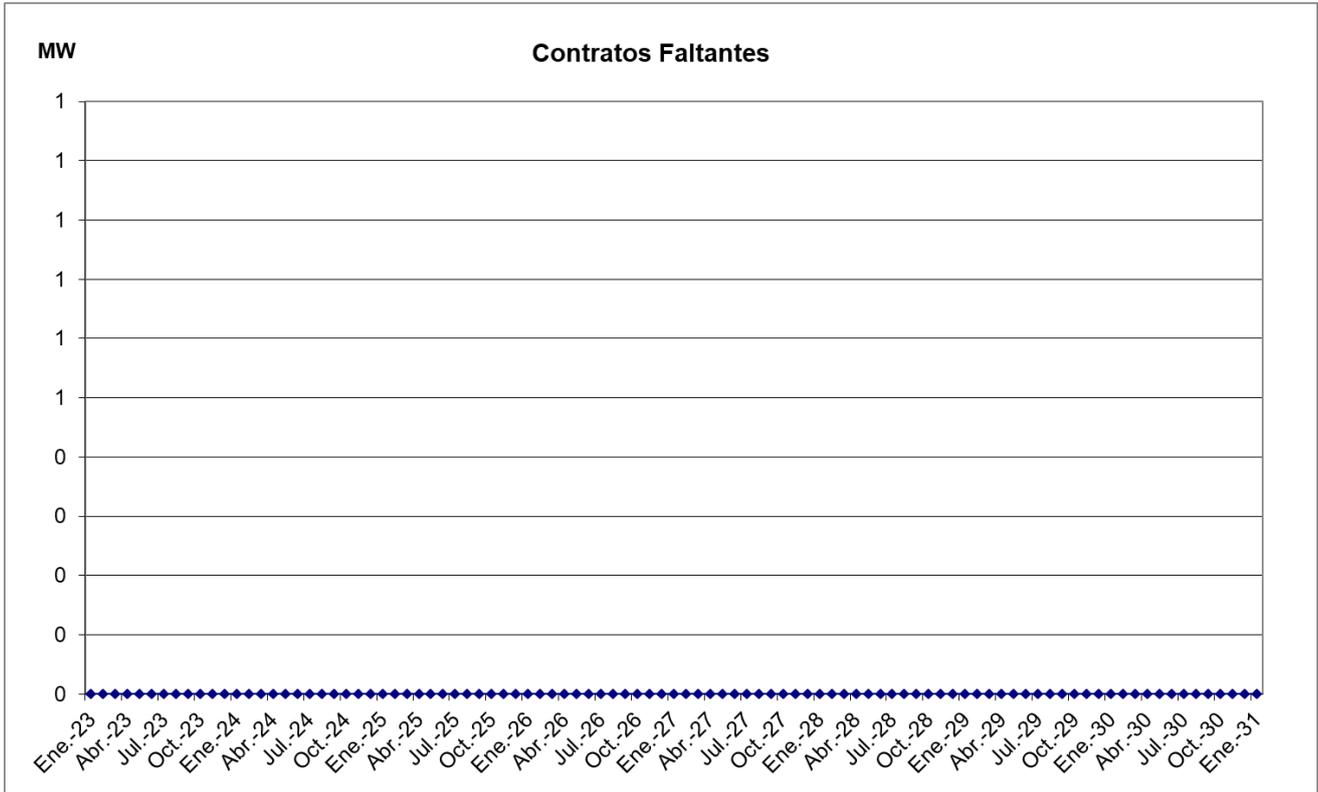


Fig. 9: Contratos Faltantes.

Se destaca que no se observan contratos faltantes en el período de estudio.

5.7. PFLP de cada Participante Productor

En la Fig. 10 se muestra la PFLP de generación propia de cada Participante Productor para los 12 meses del año 2023.

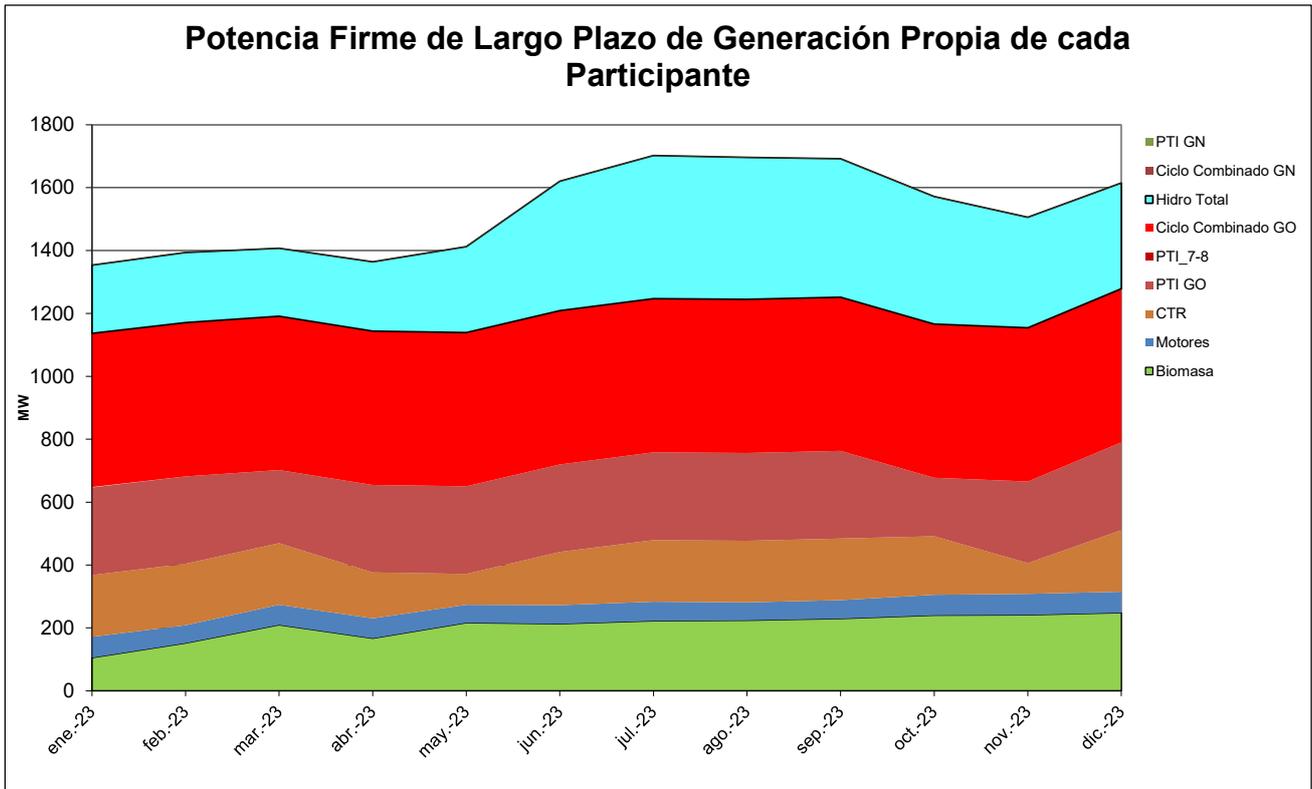


Fig. 10: Potencia Firme de Largo Plazo.

Se observa un comportamiento estacional en la PFLP de fuente hidroeléctrica ocasionado por el régimen de aportes a las represas y una disminución en la PFLP de origen térmico en otoño y primavera ocasionada por los mantenimientos de las unidades. En el caso de la PFLP térmica a Biomasa se puede observar un incremento significativo de febrero a marzo-23 por la entrada en servicio de UPM2.

5.8. Tablas de resultados

En las Tablas 7 a 10 se presentan los resultados principales. En la Tabla 11 y 12 se resume la PFLP para el conjunto hidráulico y por Central Generadora térmica para el año 2023.



Fecha	RPGS Cautivos [MW]	RPGS Pot. Libres [MW]	RPGS Libres (c. propios gen.) [MW]	RPGS Total [MW]	SGS Cautivos [MW]	SGS Pot. Libres [MW]	SGS Libres (c. propios gen.) [MW]	SGS Total [MW]	Cubrimiento Previsto [MW]	5% de RPGS [MW]	SGS sin cubrir [MW]	CF [MW]
Ene-23	1,098	242	20	1,360	988	169	14	1,172	1,399	68	0	0
Feb-23	1,100	242	20	1,362	990	170	14	1,173	1,440	68	0	0
Mar-23	1,007	222	18	1,247	906	155	13	1,074	1,446	62	0	0
Abr-23	986	217	18	1,221	887	152	13	1,052	1,410	61	0	0
May-23	1,144	252	21	1,417	1,030	176	15	1,221	1,459	71	0	0
Jun-23	1,285	283	23	1,592	1,157	198	16	1,371	1,667	80	0	0
Jul-23	1,342	296	24	1,663	1,208	207	17	1,432	1,749	83	0	0
Ago-23	1,226	270	22	1,518	1,103	189	16	1,308	1,743	76	0	0
Set-23	1,140	251	21	1,412	1,026	176	15	1,217	1,738	71	0	0
Oct-23	1,024	225	19	1,268	921	158	13	1,092	1,618	63	0	0
Nov-23	1,022	225	19	1,266	920	158	13	1,090	1,528	63	0	0
Dic-23	1,110	245	20	1,375	999	171	14	1,184	1,661	69	0	0
Ene-24	1,225	254	11	1,490	1,103	178	8	1,288	1,590	75	0	0
Feb-24	1,225	254	11	1,490	1,103	178	8	1,288	1,520	75	0	0
Mar-24	1,091	226	10	1,326	982	158	7	1,147	1,479	66	0	0
Abr-24	1,086	225	10	1,320	977	158	7	1,141	1,436	66	0	0
May-24	1,224	254	11	1,488	1,101	178	8	1,286	1,477	74	0	0
Jun-24	1,367	284	12	1,663	1,230	199	8	1,437	1,649	83	0	0
Jul-24	1,441	299	13	1,753	1,297	209	9	1,515	1,774	88	0	0
Ago-24	1,324	275	12	1,610	1,191	192	8	1,392	1,693	80	0	0
Set-24	1,220	253	11	1,484	1,098	177	7	1,283	1,735	74	0	0
Oct-24	1,111	231	10	1,352	1,000	161	7	1,168	1,560	68	0	0
Nov-24	1,102	229	10	1,340	992	160	7	1,158	1,515	67	0	0
Dic-24	1,197	248	10	1,456	1,077	174	7	1,258	1,574	73	0	0

Tabla 7: Resultados Principales 2023 – 2024.

Fecha	RPGS Cautivos[MW]	RPGS Pot. Libres[MW]	RPGS Libres (c. propios gen.) [MW]	RPGS Total [MW]	SGS Cautivos[MW]	SGS Pot. Libres[MW]	SGS Libres (c. propios gen.) [MW]	SGS [MW]	Cubrimiento Previsto [MW]	5% de RPGS [MW]	SGS sin cubrir [MW]	CF [MW]
Ene-25	1,301	260	11	1,571	1,171	182	8	1,360	1,542	79	0	0
Feb-25	1,306	261	11	1,577	1,175	183	8	1,365	1,525	79	0	0
Mar-25	1,172	234	10	1,416	1,055	164	7	1,226	1,471	71	0	0
Abr-25	1,140	228	9	1,377	1,026	159	7	1,192	1,486	69	0	0
May-25	1,284	257	11	1,551	1,156	180	7	1,343	1,556	78	0	0
Jun-25	1,441	288	12	1,741	1,297	202	8	1,507	1,741	87	0	0
Jul-25	1,529	305	13	1,847	1,376	214	9	1,599	1,794	92	0	0
Ago-25	1,394	278	12	1,684	1,254	195	8	1,457	1,728	84	0	0
Set-25	1,294	259	11	1,564	1,165	181	7	1,353	1,684	78	0	0
Oct-25	1,179	235	10	1,424	1,061	165	7	1,232	1,647	71	0	0
Nov-25	1,160	232	10	1,402	1,044	162	7	1,213	1,545	70	0	0
Dic-25	1,270	254	11	1,534	1,143	178	7	1,328	1,653	77	0	0
Ene-26	1,333	267	11	1,610	1,199	187	8	1,394	1,600	81	0	0
Feb-26	1,324	265	11	1,600	1,192	186	8	1,385	1,601	80	0	0
Mar-26	1,198	240	10	1,447	1,078	168	7	1,253	1,541	72	0	0
Abr-26	1,160	232	9	1,402	1,044	163	7	1,213	1,414	70	0	0
May-26	1,302	261	11	1,573	1,172	182	7	1,361	1,514	79	0	0
Jun-26	1,477	296	12	1,784	1,329	207	8	1,544	1,724	89	0	0
Jul-26	1,570	314	13	1,897	1,413	220	9	1,642	1,896	95	0	0
Ago-26	1,417	284	12	1,713	1,276	199	8	1,482	1,769	86	0	0
Set-26	1,324	265	11	1,600	1,192	186	8	1,385	1,756	80	0	0
Oct-26	1,197	240	10	1,446	1,077	168	7	1,252	1,652	72	0	0
Nov-26	1,174	235	10	1,418	1,056	165	7	1,228	1,571	71	0	0
Dic-26	1,307	262	11	1,579	1,176	183	7	1,367	1,621	79	0	0

Tabla 8: Resultados Principales 2025 – 2026.



Fecha	RPGS Cautivos[MW]	RPGS Pot. Libres[MW]	RPGS Libres (c. propios gen.)[MW]	RPGS Total [MW]	SGS Cautivos[MW]	SGS Pot. Libres[MW]	SGS Libres (c. propios gen.)[MW]	SGS [MW]	Cubrimiento Previsto [MW]	5% de RPGS [MW]	SGS sin cubrir [MW]	CF [MW]
Ene-27	1,362	273	11	1,646	1,226	191	8	1,425	1,591	82	0	0
Feb-27	1,348	270	11	1,629	1,213	189	8	1,410	1,579	81	0	0
Mar-27	1,210	243	10	1,462	1,089	170	7	1,266	1,507	73	0	0
Abr-27	1,192	239	9	1,441	1,073	168	7	1,247	1,456	72	0	0
May-27	1,325	266	11	1,601	1,192	186	7	1,386	1,509	80	0	0
Jun-27	1,517	304	12	1,833	1,365	213	8	1,587	1,720	92	0	0
Jul-27	1,607	323	13	1,942	1,446	226	9	1,681	1,831	97	0	0
Ago-27	1,443	290	11	1,745	1,299	203	8	1,510	1,778	87	0	0
Set-27	1,357	272	11	1,640	1,221	191	8	1,420	1,752	82	0	0
Oct-27	1,214	244	10	1,467	1,093	171	7	1,270	1,582	73	0	0
Nov-27	1,195	240	10	1,444	1,075	168	7	1,250	1,520	72	0	0
Dic-27	1,339	269	11	1,619	1,205	188	7	1,401	1,663	81	0	0
Ene-28	1,383	278	11	1,672	1,245	195	8	1,447	1,606	84	0	0
Feb-28	1,371	276	11	1,657	1,234	193	8	1,434	1,553	83	0	0
Mar-28	1,239	249	10	1,498	1,115	174	7	1,296	1,528	75	0	0
Abr-28	1,183	238	9	1,430	1,065	166	6	1,238	1,504	72	0	0
May-28	1,345	270	11	1,626	1,211	189	7	1,407	1,542	81	0	0
Jun-28	1,537	309	12	1,858	1,383	216	8	1,608	1,724	93	0	0
Jul-28	1,622	326	13	1,960	1,459	228	9	1,697	1,871	98	0	0
Ago-28	1,472	296	12	1,780	1,325	207	8	1,540	1,756	89	0	0
Set-28	1,378	277	11	1,666	1,240	194	8	1,442	1,784	83	0	0
Oct-28	1,226	246	10	1,482	1,103	172	7	1,282	1,653	74	0	0
Nov-28	1,210	243	9	1,462	1,089	170	7	1,266	1,523	73	0	0
Dic-28	1,351	272	11	1,633	1,216	190	7	1,413	1,605	82	0	0

Tabla 9: Resultados Principales 2027 – 2028.



Fecha	RPGS Cautivos[MW]	RPGS Pot. Libres[MW]	RPGS Libres (c. propios gen.)[MW]	RPGS Total [MW]	SGS Cautivos[MW]	SGS Pot. Libres[MW]	SGS Libres (c. propios gen.)[MW]	SGS [MW]	Cubrimiento Previsto [MW]	5% de RPGS [MW]	SGS sin cubrir [MW]	CF [MW]
Ene-29	1,400	282	11	1,692	1,260	197	8	1,465	1,583	85	0	0
Feb-29	1,396	281	11	1,688	1,256	197	8	1,461	1,568	84	0	0
Mar-29	1,245	251	10	1,506	1,121	176	7	1,303	1,507	75	0	0
Abr-29	1,201	242	9	1,452	1,081	169	6	1,257	1,400	73	0	0
May-29	1,363	275	11	1,648	1,227	192	7	1,426	1,541	82	0	0
Jun-29	1,557	314	12	1,883	1,401	220	8	1,629	1,696	94	0	0
Jul-29	1,642	331	13	1,985	1,477	231	9	1,718	1,754	99	0	0
Ago-29	1,513	305	12	1,830	1,362	213	8	1,584	1,776	92	0	0
Set-29	1,402	282	11	1,695	1,262	198	8	1,467	1,760	85	0	0
Oct-29	1,244	251	10	1,504	1,120	175	7	1,302	1,645	75	0	0
Nov-29	1,227	247	9	1,484	1,105	173	7	1,284	1,545	74	0	0
Dic-29	1,367	275	11	1,653	1,230	193	7	1,431	1,666	83	0	0
Ene-30	1,421	287	11	1,719	1,279	201	8	1,488	1,639	86	0	0
Feb-30	1,423	287	11	1,721	1,281	201	8	1,489	1,660	86	0	0
Mar-30	1,265	255	10	1,530	1,139	179	7	1,324	1,548	77	0	0
Abr-30	1,199	242	9	1,450	1,079	169	6	1,255	1,511	72	0	0
May-30	1,381	279	10	1,670	1,242	195	7	1,445	1,568	83	0	0
Jun-30	1,573	317	12	1,902	1,415	222	8	1,646	1,673	95	0	0
Jul-30	1,667	336	13	2,016	1,501	236	9	1,745	1,877	101	0	0
Ago-30	1,537	310	12	1,859	1,384	217	8	1,609	1,819	93	0	0
Set-30	1,418	286	11	1,714	1,276	200	8	1,484	1,783	86	0	0
Oct-30	1,260	254	10	1,524	1,134	178	7	1,319	1,630	76	0	0
Nov-30	1,242	251	9	1,502	1,118	175	7	1,300	1,538	75	0	0
Dic-30	1,381	279	10	1,670	1,243	195	7	1,445	1,679	84	0	0

Tabla 10: Resultados Principales 2029 – 2030.

Fecha	SG [MWF]	Bonete [MWF]	Baygorria [MWF]	Palmar [MWF]
Ene-23	107	33	23	55
Feb-23	118	29	21	56
Mar-23	119	24	18	55
Abr-23	122	20	14	64
May-23	159	23	17	75
Jun-23	242	36	29	104
Jul-23	266	37	30	123
Ago-23	271	39	29	112
Set-23	324	21	15	81
Oct-23	325	20	13	48
Nov-23	234	29	17	71
Dic-23	148	54	31	103

Tabla 11: Potencia Firme de Largo Plazo (MWF) Generación hidroeléctrica Año 2023.



Fecha	Alur	Lanas Trinidad	Bioener	CTR	Ciclo Combinado GO	Ciclo Combinado GN	Fenirol	Galofer	Las Rosas	Liderdat	Montes del Plata	Motores	PTI GO	PTI GN	PTI_7-8	Dank (ex Ponlar)	TG60	UPM	UPM2	Lumin (ex. Uruply)
Ene-23	3.1	0.1	8.0	196.0	487.4	0.0	7.6	8.9	0.2	2.0	74.2	66.4	261.6	0.0	46.5	0.3	0.0	0.0	0.0	0.8
Feb-23	3.1	0.1	8.0	195.5	487.4	0.0	9.0	1.9	0.2	2.0	74.2	56.9	260.7	0.0	46.3	0.3	0.0	0.0	51.7	0.8
Mar-23	3.1	0.1	8.0	196.0	487.4	0.0	8.6	8.9	0.2	2.0	74.2	63.8	218.0	0.0	38.8	0.3	0.0	0.0	103.4	0.8
Abr-23	3.1	0.1	8.0	145.8	487.4	0.0	9.0	8.9	0.2	2.0	26.4	63.3	261.3	0.0	46.5	0.3	0.0	0.0	108.1	0.8
May-23	3.1	0.1	8.0	98.0	487.4	0.0	9.0	8.9	0.2	2.0	73.8	57.2	261.6	0.0	46.5	0.3	0.0	0.0	110.1	0.6
Jun-23	3.1	0.1	8.0	169.2	487.4	0.0	8.6	8.9	0.2	2.0	74.2	59.0	261.3	0.0	46.5	0.3	0.0	0.0	106.9	0.8
Jul-23	3.1	0.1	8.0	196.0	487.4	0.0	9.0	8.9	0.2	2.0	74.2	60.6	261.6	0.0	46.5	0.3	0.0	0.0	116.2	0.8
Ago-23	3.1	0.1	8.0	196.0	487.4	0.0	9.0	8.9	0.2	2.0	74.2	57.2	261.6	0.0	46.5	0.3	0.0	0.0	117.7	0.8
set-23	3.1	0.1	8.0	195.8	487.4	0.0	6.9	8.9	0.2	2.0	74.2	58.6	261.3	0.0	46.5	0.3	0.0	2.0	123.1	0.8
Oct-23	3.1	0.1	8.0	186.3	487.4	0.0	9.0	3.9	0.2	2.0	74.2	65.1	174.5	0.0	46.5	0.3	0.0	7.5	131.2	0.6
Nov-23	3.1	0.1	8.0	97.9	487.4	0.0	9.0	8.9	0.2	2.0	74.2	66.6	243.3	0.0	21.7	0.3	0.0	7.5	127.3	0.8
Dic-23	3.1	0.1	8.0	196.0	487.4	0.0	8.6	8.9	0.2	2.0	74.2	66.7	261.6	0.0	46.5	0.3	0.0	7.5	134.3	0.8

Tabla 12: Potencia Firme de Largo Plazo (MWF) Generación Térmica y Biomasa Año 2023.



6. Conclusiones

A partir de los resultados se concluye que existe suficiente PFLP para cubrir los requerimientos de potencia del sistema en el escenario de mayor demanda proyectada.



7. Glosario

Consumidores Cautivos: Son aquellos consumidores que solo pueden comprar su suministro a un Distribuidor.

Costo Futuro: Refiere al valor esperado del costo de futuro de operar el sistema.

Disponibilidad fortuita: Probabilidad de que un generador se encuentre disponible considerando exclusivamente las roturas fortuitas.

Disponibilidad complexiva: Probabilidad de que un generador se encuentre disponible considerando las roturas fortuitas y los mantenimientos programados.

Falla media: Potencia de falla promedio en un período de tiempo determinado.

Garantía de suministro: Es el cubrimiento de las necesidades de abastecimiento de los Participantes Consumidores, y se obtiene mediante el Seguro de Garantía de Suministro.

Grandes Consumidores: Son los consumidores con calidad de clientes libres en cuanto cumplen con los requisitos de potencia, energía y demás parámetros técnicos establecidos en la reglamentación, y están conectados directamente al sistema de transmisión o, estando conectados a la red de distribución han optado por comprar su energía en el MMEE.

Grandes Consumidores Potenciales: Son los consumidores finales que por sus características pueden acceder a la condición de Gran Consumidor, pero han optado por ser clientes del Distribuidor en carácter de suscriptores.

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.

Servicio de Reserva Nacional: Es el que tiene por objeto comprometer Potencia Firme nacional adicional cuando la Potencia Firme nacional comprometida en contratos, excluyendo exportación, es insuficiente para totalizar el respaldo nacional requerido para la Garantía de Suministro.

Sistema Interconectado Nacional (SIN): Es el conjunto de instalaciones de generación y transmisión interconectadas dentro del territorio nacional en un solo sistema.

Período Firme: Son el 75% de las horas de mayor demanda neta de cada mes.

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.

Potencia Efectiva: Potencia máxima que el generador puede entregar de forma estable en condiciones normales de operación, fuera de los mantenimientos. Este valor corresponde a lo sumo a su potencia nominal de chapa y debe ser inferior a la Potencia Autorizada a inyectar en la red.



Programación Estacional de Largo Plazo: Es la planificación semestral para la operación del sistema que realiza el DNC.

Sumario

1. Resumen ejecutivo.....	3
2. Introducción.....	3
3. Hipótesis.....	4
3.1. Demanda.....	4
3.2. Participantes Consumidores.....	5
3.3. Expansión de Generación.....	6
3.4. Factores de disponibilidades complejivas.....	7
4. Modelo.....	9
4.1. Versión SimSEE.....	9
4.2. Salas SimSEE.....	9
4.3. Horizontes de tiempo.....	9
4.4. Parámetros generales.....	9
4.5. Variables de estado del sistema.....	9
4.6. Controles de cota y erogados mínimos de los embalses.....	10
5. Resultados.....	10
5.1. Requerimiento Previsto de Garantía de Suministro.....	10
5.2. Seguro para Garantía de Suministro.....	11
5.3. Requerimiento de Contratar.....	12
5.4. Cubrimiento Previsto.....	13
5.5. SGS sin cubrir y Reserva Anual.....	14
5.6. Contratos Faltantes.....	17
5.7. PFLP de cada Participante Productor.....	18
5.8. Tablas de resultados.....	19
6. Conclusiones.....	24
7. Glosario.....	25