

PROCEDIMIENTO DETERMINACIÓN MONTOS DE GARANTÍAS 2022

Versión Preliminar



Marzo 2022

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	3
2. METODOLOGÍA	4
2.0 PROYECCIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SEN 2022	4
2.1 PROYECCIÓN DE RETIROS 2022	5
2.2 PROYECCIÓN DE COMPRA/VENTA DE ENERGÍA 2022	6
2.3 BALANCE DE INYECCIÓN, RETIROS Y COMPRA/VENTAS DE ENERGÍA	7
2.4 DETERMINACIÓN DE ESCENARIO HIDROLÓGICO DE MAYOR POSICIÓN DEFICITARIA	7
2.5 CÁLCULO DEL MONTO DE GARANTÍA	7
4. RESULTADOS	8
4.0 MONTO GARANTÍAS	8
4.1 RESULTADOS BALANCE PROYECTADO 2022	9
5. ANEXOS	10
5.1 ANEXO 1: RESULTADOS BALANCE, GARANTÍAS Y TABLAS INFORME	10
5.2 ANEXO 2: PROYECCIÓN RETIROS 2022	10
5.3 ANEXO 3: PROYECCIÓN COMPRA VENTAS 2022	10
5.4 ANEXO 4: DICCIONARIO EMPRESAS Y GENERADORES	10
5.5 ANEXO 5: INYECCIONES Y COSTOS MARGINALES - SALIDAS MODELO PLEXOS	10
5.6 ANEXO 6: BASES MODELO PLEXOS	10
5.7 ANEXO 7: BASES Y RESULTADOS PLP	10
5.8 ANEXO 8: PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR SEN	10

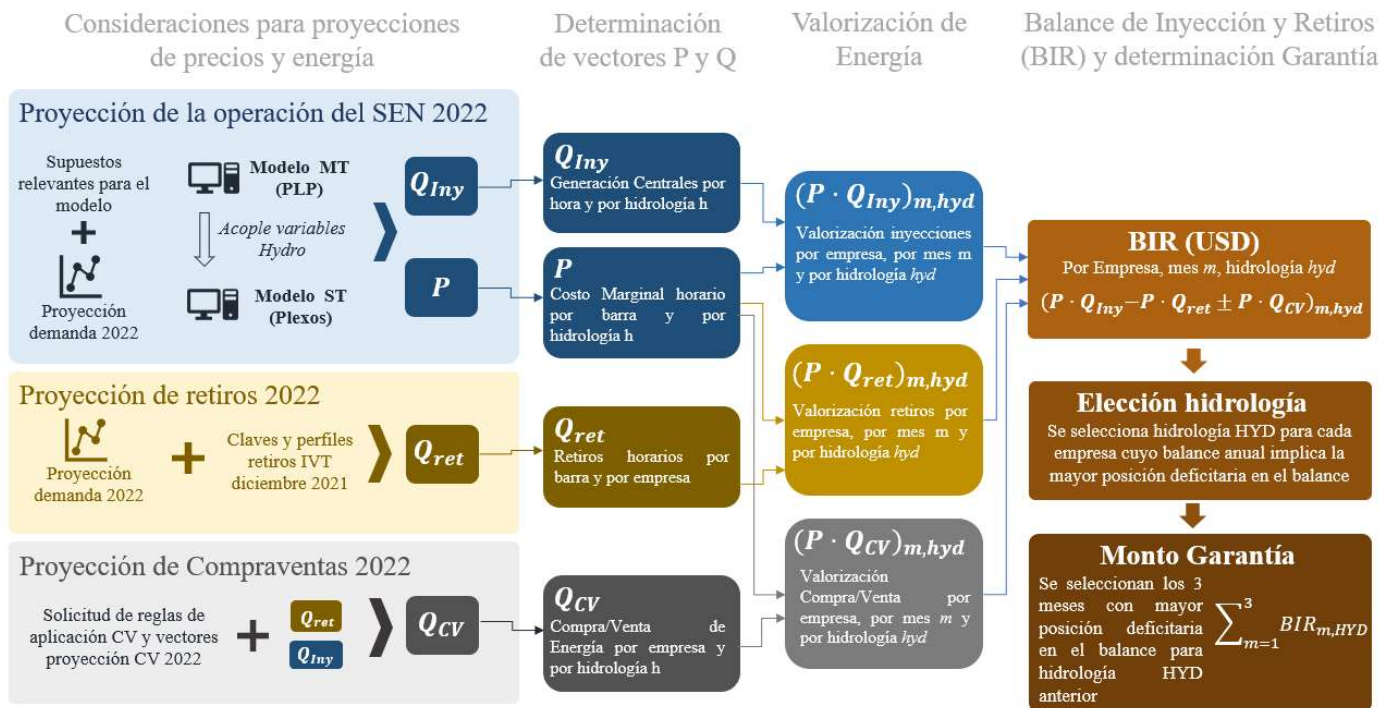
1. INTRODUCCIÓN

El siguiente informe tiene por objetivo describir la metodología, los antecedentes y supuestos mediante los cuales se determinan los Montos de Garantías según lo estipulado en el Capítulo 3, Título 3-8 de la Norma Técnica de Coordinación y Operación, en adelante Norma Técnica o NT. Se presentan las proyecciones de las principales variables que permiten determinar los Balances de Inyección y Retiros del Sistema Eléctrico Nacional, incluyendo los contratos de Compraventa Físicos de Energía.

Se presentan los resultados correspondientes al período enero 2022- diciembre 2022, según lo indicado en el inciso 3 del Artículo Transitorio 4-3 de la Norma Técnica.

2. METODOLOGÍA

La determinación de los montos de Garantías se basa en lo dispuesto en el Capítulo 3, Título 3-8 de la Norma Técnica. En el siguiente esquema se resume la metodología para dar cumplimiento a la referida disposición normativa:



2.0 Proyección de la operación del SEN 2022

Para efectos de proyectar la operación futura del Sistema Eléctrico Nacional en el horizonte requerido de 12 meses (enero - diciembre 2022), se utiliza un modelo MT (mediano plazo) y un modelo ST (corto plazo), los cuales se encuentran acoplados mediante el costo futuro del agua embalsada.

El modelo MT utiliza el software PLP, el cual permite resolver el problema de minimizar el costo de operación de sistemas hidrotérmicos, con capacidad de representación multinodal del sistema de transmisión y el factor de carga del consumo semanal. En el modelo MT la demanda del sistema se representa mediante 5 bloques de consumo por semana. El primer bloque de cada semana corresponde a las demandas agregadas de las horas de medianoche, el segundo corresponde a la agregación de las horas de madrugada, el tercero corresponde a la agregación de las horas de mañana, el cuarto corresponde a la agregación de las horas de tarde y el quinto corresponden a la agregación de las horas de noche.

Por otro lado, para el modelo ST se utiliza el software PLEXOS, el cual permite modelar o representar de manera aproximada las restricciones operativas de las centrales, en particular, algunas de las ventajas que otorga el uso de este modelo son las siguientes:

- Representación de mínimos técnicos para satisfacer requerimientos mínimos de inercia.
- Aumento de granularidad temporal (al menos 10 bloques horarios por día) para representar de mejor manera la generación de recursos variables.
- Mayor detalle en la modelación de recursos intra-semanales gestionables, como los embalses de menor regulación y los volúmenes de gas semanales sometidos a restricciones diarias.

Los insumos del modelo ST son los mismos que se utilizan para el modelo MT, y las extracciones para riego son obtenidas de los resultados de la simulación del modelo MT.

En una primera etapa se consideran los resultados del modelo MT para 3 hidrologías en específico, estas corresponden a las probabilidades de excedencia 20%, 50% y 90%. En una segunda etapa, se empalma el final de cada semana de simulación en el modelo ST, con los valores del agua obtenidos desde la función de costo futuro del modelo MT, para cada una de las 3 hidrologías anteriormente mencionadas. Esto implica que en la práctica se ejecutan secuencialmente simulaciones semanales a través de todo el horizonte de estudio traspasándose volúmenes de embalses y gas entre ellas.

De la modelación MT-ST, se obtiene la energía generada en MWh con resolución horaria, para todos los generadores (Q_{iny}) y el Costo Marginal, en USD/MWh, en todas las barras modeladas en Plexos (P), para cada hidrología especificada anteriormente.

Para mayores detalles de la modelación MT y ST, ver Anexo 6: Bases modelo Plexos y Anexo 7: Bases y Resultados PLP respectivamente.

2.1 Proyección de Retiros 2022

Para la proyección de los retiros 2022, se utilizaron las claves y los perfiles horarios de los retiros según los antecedentes de cálculo para las transferencias económicas, específicamente se utilizó la información de la reliquidación IVT diciembre 2021. A partir de esta información, se crean perfiles tipo por hora del día y día tipo, para cada una de las claves existentes en la base de datos utilizada.

Los perfiles para cada uno de los retiros se calculan según lo siguiente:

$$\text{Perfil Retiro } A_{H,DT} = \overline{\text{Medida IVT } A_{H,DT}}$$

Donde:

- $\text{Perfil Retiro } A_{H,DT}$: Corresponde al perfil del retiro A , para cada hora H y para cada día tipo DT .
- $\overline{\text{Medida IVT } A_{H,DT}}$: Corresponde al promedio de las medidas IVT para el retiro A , considerando todas las horas H y para todos los días tipo D que se encuentren en la base de datos IVT.
- H : Corresponde a la hora del día, la cual va desde las 1 a las 24 horas.
- DT : Corresponde al día tipo, el cual corresponde a lunes, trabajo (martes a viernes), sábado y domingo (domingos y festivos).

Según la proyección de demanda 2022, se calculan factores de crecimiento por hora del día, día tipo y tipo de cliente, los cuales se aplican a los perfiles de retiro obtenidos desde la información IVT, obteniendo finalmente el vector de retiro para el año 2022:

$$\text{Perfil Retiro } A_{2022, \text{horar}} = \text{Factor Retiro}_{\text{horario,DT,TC}} \cdot \text{Perfil Retiro } A_{H,DT}$$

Donde:

- $\text{Factor Retiro}_{\text{horario,DT,TC}}$: Corresponde al ponderador que ajusta la tasa de crecimiento del Retiro, según el tipo de cliente TC, de acuerdo con las tasas de crecimiento de demanda utilizadas en las bases de PLEXOS.
- TC : Corresponde al Tipo de Cliente, el cual puede ser Regulado (R), Libre (L) y Libre en zona de Distribución (L_D).

A partir de la metodología anteriormente descrita, se obtienen las proyecciones de retiros (Q_{ret}), de forma horaria y para cada una de las claves de retiros existentes.

2.2 Proyección de Compra/Venta de energía 2022

Para efectos de proyectar las Compra/Ventas de energía para el año 2022, se considera la información solicitada a las Empresas Generadoras mediante carta DE00401-22, de fecha 24 de enero 2022, en la cual se solicitaron antecedentes asociados a Contratos de Compraventas Físicas de Energía entre Empresas Generadoras. En la referida solicitud, se adjuntaron formatos para informar tanto las reglas de asignación comercial, como los vectores horarios de Compra/Venta de energía para el año 2022 (en caso de no contar con reglas de asignación comercial).

Adicionalmente, en el contexto del envío de Compra/Ventas de energía con reglas de asignación comercial, se consideran para el cálculo, las proyecciones de inyecciones de los generadores (Q_{iny}) y las proyecciones de retiros (Q_{ret}) descritas en las secciones 2.0 y 2.1 respectivamente.

Finalmente se obtienen las proyecciones de Compra/Ventas de energía (Q_{CV}), de forma horaria y para cada contrato informado que cumpla con los formatos y exigencias de la carta DE00401-22.

2.3 Balance de Inyección, Retiros y Compra/Ventas de energía

El balance se calcula de forma mensual para cada empresa y para cada una de las hidrologías, considerando los Q valorizados según el P de la barra correspondiente:

$$BIR = P \cdot Q_{iny} - P \cdot Q_{ret} \pm P \cdot Q_{CV}$$

2.4 Determinación de escenario hidrológico de mayor posición deficitaria

De acuerdo con las disposiciones del artículo 3-65 de la Norma Técnica, el monto de Garantía se calcula para el escenario hidrológico en que la empresa se encuentre con mayor déficit según la valorización descrita en sección 2.3. Para tales efectos, se debe realizar el cálculo del BIR anual, y verificar cual de las 3 hidrologías consideradas según lo dispuesto en el artículo 3-66 de la Norma Técnica, produce el mayor déficit. Para efectos lo anterior y de este informe, para cada empresa se denominará a esta hidrología como la “hidrología desfavorable”.

2.5 Cálculo del monto de Garantía

El monto de la Garantía según lo dispuesto en artículo 3-65 de la Norma Técnica, se calcula como la suma de los balances determinados de acuerdo con sección 2.3, para los 3 meses en que la empresa se encuentre con mayor déficit para la hidrología desfavorable determinada según sección 2.4

4. RESULTADOS

En el presente capítulo se presentan los montos de las Garantías, aplicando la metodología, los antecedentes y los supuestos detallados en los capítulos anteriores.

4.0 Monto Garantías

A continuación, se entregan los montos de las garantías en CLP y en USD, utilizando el valor Dólar Observado al 01 de marzo de 2022, el cual equivale a 798,01. Adicionalmente, se indica la hidrología que entrega la mayor posición deficitaria en el balance anual 2022 para cada empresa.

Empresa	Monto USD	Monto CLP	Hidrología desfavorable
ENEL_GENERACION	220,590,441	176,033,377,583	Seca
TAMAKAYA_ENERGIA	87,051,428	69,467,910,186	Seca
ENGIE	63,365,754	50,566,505,078	Seca
GM_HOLDINGS	58,874,957	46,982,804,204	Seca
HORNITOS	36,785,396	29,355,113,631	Media
AELA_GENERACION	28,857,126	23,028,275,462	Media
HUEMUL_ENERGIA	26,671,461	21,284,092,768	Seca
CONDOR_ENERGIA	19,610,819	15,649,629,638	Seca
CERRO_DOMINADOR_CSP	11,612,059	9,266,539,490	Seca
IMELSA_ENERGIA	9,928,663	7,923,172,488	Seca
ANDINA	9,821,418	7,837,590,002	Húmeda
GMETROPOLITANA	8,892,454	7,096,267,123	Húmeda
SAN_JUAN_LAP	8,568,114	6,837,440,525	Seca
RUCATAYO	7,838,188	6,254,952,073	Seca
ERSA	7,499,126	5,984,377,174	Seca
NUEVA_ATACAMA	6,423,728	5,126,198,947	Seca
CONEJO_SOLAR	3,286,632	2,622,765,127	Seca
MARIA_ELENA_SOLAR	3,272,310	2,611,336,181	Seca
ATRIA_ENERGIA	3,174,055	2,532,927,957	Seca
EMELDA	3,014,085	2,405,269,863	Seca
EL_PELICANO	2,933,593	2,341,036,381	Seca
MONTE REDONDO	2,654,230	2,118,102,375	Seca
JAVIERA	2,393,840	1,910,308,371	Seca
SGA	2,162,033	1,725,323,679	Media
WPD_MALLECO	2,125,893	1,696,484,023	Húmeda
POZO_ALMONTE_SOLAR_3	1,812,536	1,446,422,236	Seca
POZO_ALMONTE_SOLAR_2	1,075,470	858,235,573	Seca
LA_LEONERA	992,079	791,688,780	Media
PV_SALVADOR	976,391	779,169,422	Seca
AGUAS DEL MELADO	889,213	709,601,011	Seca

SONNEDIX_ENERGY	801,878	639,906,768	Seca
TECNORED	758,766	605,502,717	Seca
ON GROUP	557,845	445,165,732	Seca
KDM_ENERGIA	414,229	330,559,234	Seca
CUMBRES	409,921	327,120,902	Seca
ALLIPEN	358,556	286,130,956	Seca
RAKI	341,668	272,654,444	Seca
HUAJACHE	273,533	218,282,276	Seca
ENERGIA_LEON	205,518	164,005,124	Seca
WPD_DUQUECO	179,022	142,861,466	Seca
CH_CONVENTO_VIEJO	90,695	72,375,607	Húmeda
TACORA_ENERGY	84,691	67,583,953	Seca
AASA_ENERGIA	75,815	60,501,184	Seca
PARQUE_EOLICO_LEBU	42,271	33,732,852	Seca
ECOM_GENERACION	35,189	28,080,941	Húmeda
CGE_C	32,689	26,086,527	Seca
GAS SUR	29,815	23,792,306	Seca
LOS_CURUROS	13,024	10,393,080	Seca
GEOTERMICA_DEL_NORTE	1,292	1,031,203	Media

4.1 Resultados Balance proyectado 2022

Para efectos de reproducir los montos de garantías 2022, se entregan los siguientes antecedentes:

- Valorizaciones mensuales, por hidrología y por empresa para las inyecciones.
- Valorizaciones mensuales, por hidrología y por empresa para los retiros.
- Valorizaciones mensuales, por hidrología y por empresa para las Compra/Venta de energía.
- Balance mensual por empresa y por hidrología.
- Balance anual por hidrología
- Identificación de hidrología que produce la mayor posición deficitaria en el balance para cada empresa.
- Monto de Garantía

Estos antecedentes se detallan en Anexo 1: Resultados Balance, Garantías y Tablas Informe.

5. ANEXOS

5.1 Anexo 1: Resultados Balance, Garantías y Tablas Informe

En Archivo Adjunto Anexos.rar

5.2 Anexo 2: Proyección Retiros 2022

En Archivo Adjunto Anexos.rar

5.3 Anexo 3: Proyección Compra Ventas 2022

En Archivo Adjunto Anexos.rar

5.4 Anexo 4: Diccionario Empresas y Generadores

En Archivo Adjunto Anexos.rar

5.5 Anexo 5: Inyecciones y Costos Marginales - Salidas Modelo Plexos

En Archivo Adjunto Anexos.rar

5.6 Anexo 6: Bases modelo Plexos

En Archivo Adjunto Anexos.rar

5.7 Anexo 7: Bases y Resultados PLP

En Archivo Adjunto Anexos.rar

5.8 Anexo 8: Programa de Mantenimiento Mayor SEN

En Archivo Adjunto Anexos.rar