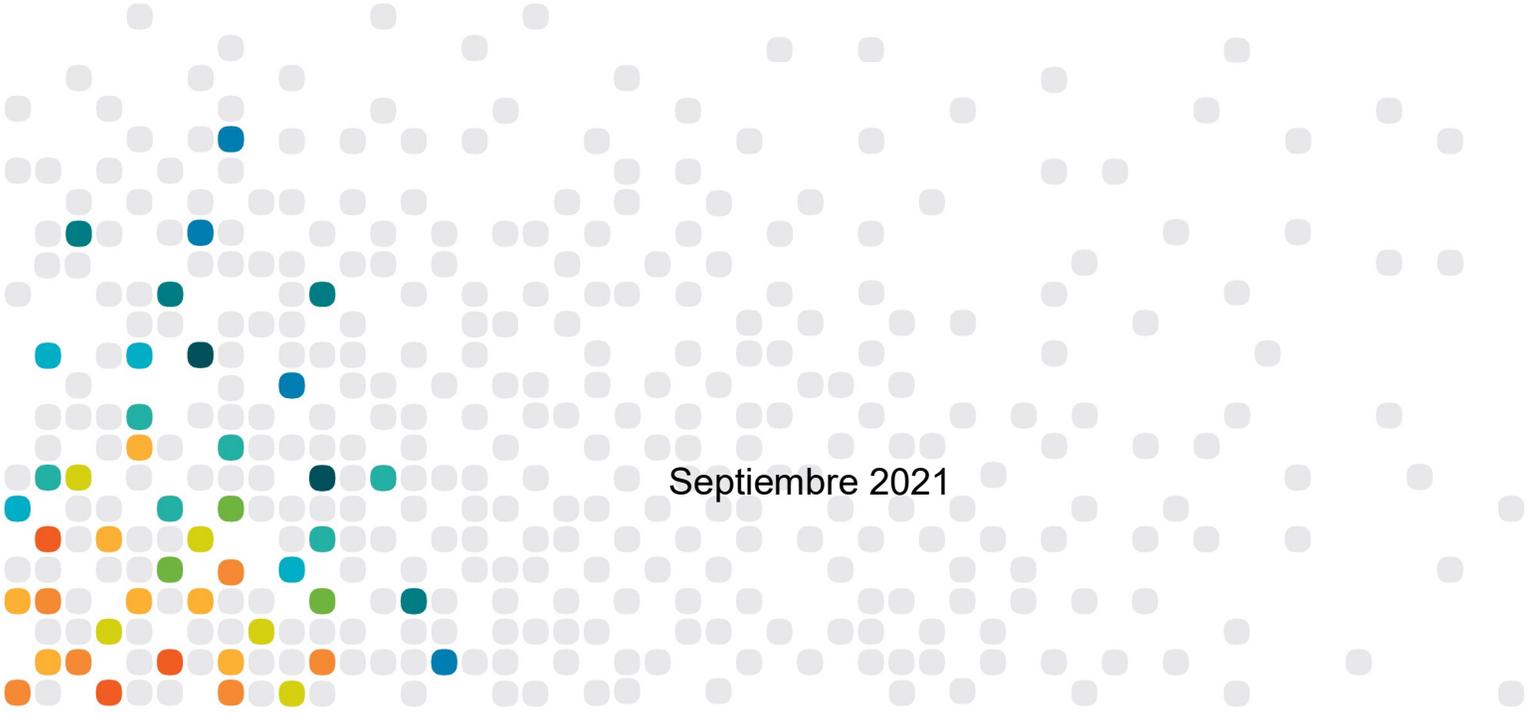


INFORME DETERMINACIÓN MONTOS DE GARANTÍAS Y RESULTADOS

Gerencia de Mercados



Septiembre 2021

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	3
2. METODOLOGÍA	4
2.0 SIMULACION DE LA OPERACIÓN	4
2.1 RETIROS	5
2.2 BALANCES DE INYECCION Y RETIRO	6
2.3 CONTRATOS COMPRA VENTA(QCV)	7
2.4 MONTOS DE GARANTIAS	7

3. RESULTADOS	8
4. ANEXOS	10
4.1 ANEXO 1: ENTRADAS Y SALIDAS DEL MODELO MT Y MODELO ST	10

1. INTRODUCCIÓN

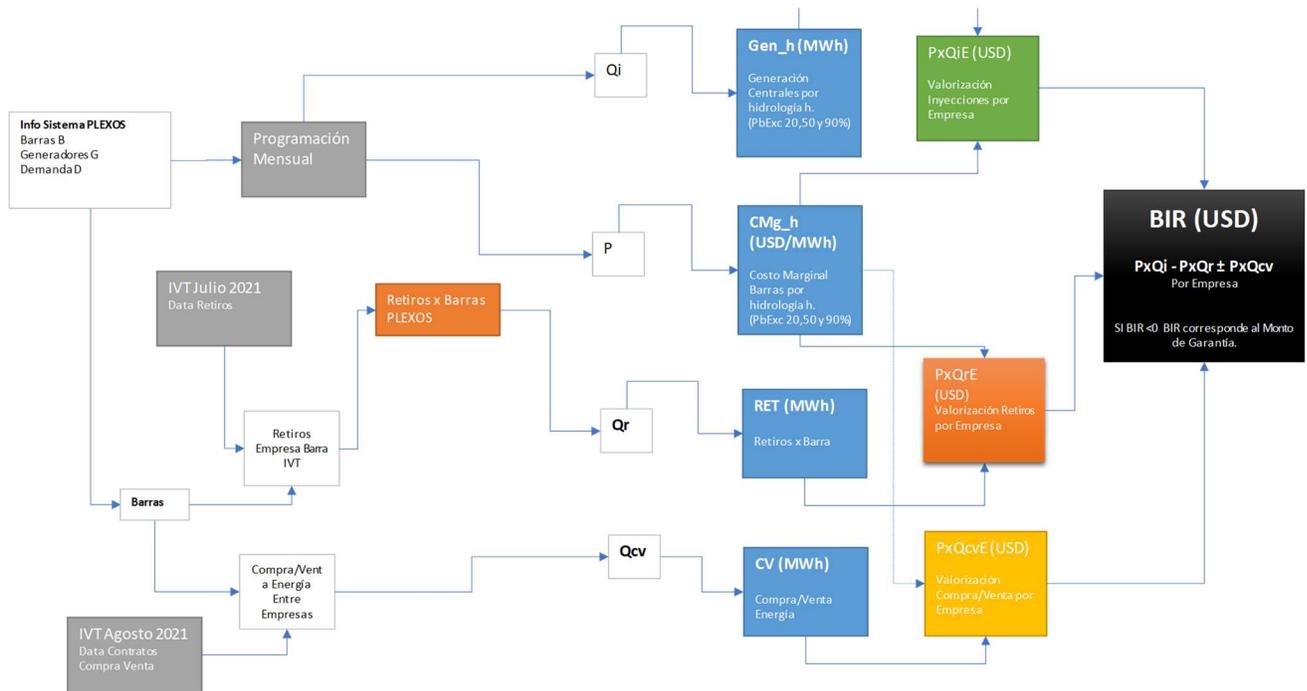
El siguiente informe tiene por objetivo describir la metodología mediante la cual se determinan los montos de garantías según lo estipulado en el Capítulo 3, Título 3-8 de la Norma Técnica de Coordinación y Operación, en adelante Norma Técnica o NT.

Se presenta la proyección de las principales variables que permiten determinar los Balances de Inyección y Retiros del Sistema Eléctrico Nacional mediante los resultados de Generación y Costos Marginales determinados a través del software Plexos®.

Cabe destacar que para esta versión preliminar se presentan los resultados correspondientes al período octubre 2021- diciembre 2021, según lo indicado en el Artículo Transitorio 4-3 de la Norma Técnica.

2. METODOLOGÍA

En el siguiente esquema se resume la metodología completa de cálculo de las garantías.



Una vez obtenido el valor de la garantía, esta se transforma en CLP utilizando el tipo de cambio respectivo.

2.0 SIMULACION DE LA OPERACIÓN

Para efectos de proyectar la operación futura del Sistema Eléctrico Nacional en el horizonte requerido de 3 meses (octubre -diciembre 2021), 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. 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: mínimos técnicos y granularidad de la demanda y generación de centrales solares y eólicas. Respecto a este último aspecto, se utilizaron al menos 10 bloques horarios por día.

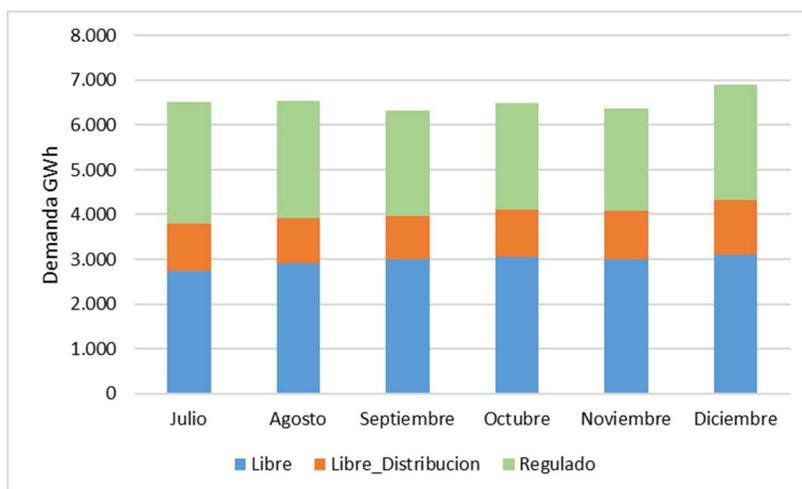
De la modelación MT-ST, se obtiene la Generación (Q_{i_h}) en MWh con resolución horaria, para todos los generadores y el Costo Marginal (P_h), en USD/MWh, en todas las barras modeladas en Plexos, para una hidrología específica h , tal como se indica en la siguiente figura:



Para mayores detalles de la modelación, ver Anexo 1: Entradas y salidas del modelo MT y modelo ST.

2.1 RETIROS

La previsión de la demanda mensual proyectada de Clientes Finales se realiza considerando un patrón histórico de la demanda, clasificado por tipo de cliente (libre, regulado y libre distribución, según Balance de Transferencias), perfil horario de cada tipo de cliente e información de los retiros de cada empresa que participa en el Balance de Transferencias. En la siguiente figura, se muestra la demanda real del sistema para el mes julio 2021 y la demanda proyectada para el resto de los meses del 2021, clasificado por tipo de cliente.



Los perfiles horarios para cada tipo de cliente se obtuvieron a partir de las medidas reales empleadas en los Balances de Transferencias de 2020-2021, con los cuales se estimó el comportamiento esperado de los consumos del 2021.

Finalmente, se utilizó la información del Balance de Transferencias del mes de julio 2021 para estimar el retiro por cada empresa (Q_r).

2.2 BALANCES DE INYECCION Y RETIRO

Luego de determinar las variables anteriormente descritas: Generación (Q_i), Costo Marginal (P) y Retiros (Q_r), estas ingresan al modelo de cálculo de Balances de Inyección y Retiros (BIR), se obtiene como resultados el Balance de Inyección y Retiro por Empresa según lo establecido en la Norma Técnica y así conocer el monto de garantía por cada empresa coordinada en el caso de estar en una condición deficitaria.

Para el horizonte de análisis (octubre -diciembre 2021) se determinan los BIR por cada escenario hidrológico h (con $h= 20\%, 50\%$ y 90% probabilidad de excedencia), según la metodología que se detalla a continuación.

2.2.1 Generación por Empresa (Q_i)

La salida entregada por Modelo ST corresponde a un archivo con la generación para todas las centrales definidas en el sistema por hidrología y por hora. El primer paso es generar una matriz por hidrología h : **Gen_h**. En particular las matrices que contienen la generación de las hidrologías que corresponden al 20% , 50% y 90% de probabilidad de excedencia son las matrices con índices 2, 4 y 7 respectivamente (**Gen_2**, **Gen_4** y **Gen_7**).

Adicionalmente se genera una matriz con las Empresas del sistema. Cada empresa tiene un índice $indE$ designado según esta tabla.

Adicionalmente se genera una tabla con las Barras del sistema, data que también esta designada por índices $indB$. El modelo tiene 217 barras, donde cada barra tiene un índice establecido.

La información respecto a Centrales, Barras y Empresas se encuentran detalladas en el archivo "**Datos Sistema**".

Conocido lo anterior, se generan dos archivos **NBarra_Gen** y **NEmp_Gen**, que corresponden a los índices de las barras y empresas establecidas según la data en **Gen_h**, de esta forma para cada central del sistema se conoce su Barra $indBI$ y su empresa $indEI$.

2.2.2 Retiro por Empresa (Q_r)

El primer tratamiento que se hace con los Retiros determinados según el capítulo anterior es simplificar la data. En particular, se genera una relación Barra IVT ("Informe de Valorización de Transferencias") vs Barra PLEXOS y se suman todos los retiros en las barras simplificadas por empresa. Es decir, Retiro/Empresa por Barra IVT se simplifica a Retiro/Empresa por Barra PLEXOS, reduciendo en un 90% la cantidad de datos. De esta forma se genera el archivo **Ret**.

Luego de la simplificación anterior, al igual que las inyecciones, se genera índices para las barras $indBR$ y Empresas $indER$ (archivos **NBarra_Ret** y **NEmp_Ret**).

2.2.3 Costo Marginal por Barra (P)

La salida entregada por PLEXOS corresponde a un archivo con los costos marginales para todas las barras definidas en el sistema por hidrología y por hora. El primer paso es generar una matriz por hidrología h: **Cmg_h**. Siguiendo la misma nomenclatura utilizada para la generación, utilizada en el título 2.2.1, se crean las matrices Cmg_2, Cmg_4 y Cmg_7, que representan los valores de costo marginal para las probabilidades de excedencia 20%, 50% y 90% respectivamente.

Para cada central y retiro del Balance se busca el precio de valorización según lo establecido en indBI para Qi e indBR para Qr.

Conocidos Qi, Qr y P se determina el BIR para cada empresa. Es decir, **PxQi** y **PxQr** por empresa.

2.3 CONTRATOS COMPRA VENTA(Qcv)

Luego de conocer el BIR por empresa, se debe considerar los contratos físicos de compra venta entre empresas, según lo establecidos en la Norma. En este caso, se ha considerado los valores físicos, data real como referencia para un mes (agosto 2021) y es proyectada para los meses de octubre a diciembre del mismo año.

En este caso, al igual que Qi y Qr se determina la data Qcv (Archivo "**CV**") y se generan índices de barras y empresas indBcv e indEcv (archivos **NBarra_CV** y **NEmp_CV**), de tal manera que se genera resultados independientes para los contratos. De esta manera se obtiene los Contratos de Compra Venta valorizados **PxQcv**.

2.4 MONTOS DE GARANTIAS

El monto de la garantía se determina como la suma de los tres meses del escenario hidrológico en que la empresa se encuentre con mayor déficit coincidente entre la valorización a costo marginal de su generación y los retiros esperados destinados a abastecer a sus contratos de suministro incluidos los contratos de compraventa antes señalados.

Para la empresa E y la hidrología h (con h= 20%,50% y 90% probabilidad de excedencia), se determina de forma mensual para el período ti-tf (octubre 2021- diciembre 2021) el Balance Final (BIRF), considerando el Balance de Inyección (PxQi) y Retiro (PxQr) más los Contratos de Compra Venta (PxQcv) en el caso de que corresponda.

$$BIRF_E(h) = \sum_{T=ti}^{tf} (PxQ_Ei(h, T) - PxQr(h, T) \pm PxQ_Ecv(h, T))$$

SI $BIRF_E > 0$, la empresa se encuentra en una condición excedentaria por lo que queda excluida de entregar boletas de garantías.

SI $BIRF_E < 0$, la empresa debe entregar una boleta de garantía por el monto equivalente a $BIRF_E$.

3. RESULTADOS

Para el ejercicio actual, se muestra en la siguiente tabla los resultados obtenidos según la metodología detallada en los capítulos anteriores. Los resultados son en CLP y se utilizó el Dólar Observado al 28 de septiembre de 2021 (795,48 CLP/USD).

EMPRESA	Monto CLP
ENEL_GENERACION	156.437.136.586
COLBUN	61.524.679.094
ENGIE	44.248.260.101
TAMAKAYA_ENERGIA	36.340.509.211
HUEMUL_ENERGIA	20.696.822.496
CERRO_DOMINADOR_CSP	18.226.159.460
AES_GENER	13.307.914.551
EGP_CHILE	11.778.555.639
WPD_MALLECO	9.582.375.666
CONDOR_ENERGIA	8.630.177.181
RUCATAYO	5.058.049.605
CABO_LEONES_II	3.705.161.201
CONEJO_SOLAR	3.418.441.142
HORNITOS	3.209.582.737
ATRIA_ENERGIA	2.454.074.502
DUQUECO	2.383.486.836
SONNEDIX_ENERGY	2.379.423.365
MARIA_ELENA_SOLAR	2.155.844.380
MONTE REDONDO	2.127.210.242
PV_SALVADOR	1.051.806.009
GEOTERMICA_DEL_NORTE	762.957.962
GR Power Chile SpA	630.987.432
LUZ_DEL_NORTE	472.280.286
KDM_ENERGIA	447.868.222
JAVIERA	404.917.131
ON GROUP	341.205.825
ENERGIA_LEON	338.393.581
TECNORED	213.899.863

ALLIPEN	212.606.158
POZO_ALMONTE_SOLAR_3	144.165.795
SAFIRA_ENERGIA_CHILE	121.757.728
TACORA_ENERGY	93.623.271
POZO_ALMONTE_SOLAR_2	80.716.027
ECOM_GENERACION	79.012.602
PARQUE_EOLICO_LEBU	74.709.572
LOS_LOROS	63.965.493
AASA_ENERGIA	47.398.358
ERSA	26.365.588
AGSA	23.978.345
GAS SUR	14.274.920

4. ANEXOS

4.1 Anexo 1: Entradas y salidas del modelo MT y modelo ST

En Carpeta Anexos