

EN LO PRINCIPAL: Formula observaciones en calidad de “interesado” respecto a la Discrepancia N° 16-2021, presentada por Colbún S.A. contra el Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional respecto del informe Cálculo Definitivo de Potencia año 2020, versión 2; **EN EL PRIMER OTROSÍ:** Acompaña documentos; **EN EL SEGUNDO OTROSÍ:** domicilio para notificaciones; **EN EL TERCER OTROSÍ:** personería; **EN EL CUARTO OTROSÍ:** patrocinio y poder

H. PANEL DE EXPERTOS DE LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS

Rodrigo Sáez Rojas, ingeniero, en representación de la Asociación Gremial de Pequeños y Medianos Generadores A.G. (GPM A.G.), Rol Único Tributario N° 12.621.820-6, ambos domiciliados para estos efectos en Enrique Foster 0115, comuna de Las Condes, Santiago, al Honorable Panel de Expertos digo:

Que en la representación que invisto y encontrándome dentro de plazo, de conformidad con lo establecido en el artículo 208 inciso segundo de la Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N°4 de 2006, en adelante e indistintamente la “LGSE” o la “Ley” y en el artículo 34° del Decreto Supremo N°44, de 2018, del Ministerio de Energía, que Aprueba Reglamento del Panel de Expertos (en adelante, el “Reglamento del Panel”), vengo en solicitar se considere a la Asociación Gremial de Pequeños y Medianos Generadores A.G. como parte interesada en la Discrepancia N° 16-2021, presentada por Colbún S.A. contra el Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional respecto del informe Cálculo Definitivo de Potencia año 2020, versión 2, y en consecuencia se tengan presente las observaciones que se formulan en esta presentación.

En particular y como se desarrollará a continuación, mi representada coincide en términos generales con la presentación realizada por Colbún S.A., toda vez que la interpretación realizada por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante “CEN”) no sólo contraviene el ordenamiento jurídico, sino que afecta el desarrollo del mercado de potencia de suficiencia con que cuenta nuestro país.

En consecuencia, a través del presente escrito, GPM A.G. solicita al H. Panel que acoja la discrepancia formulada por Colbún S.A. y en definitiva ordene al Coordinador corregir el Informe de Cálculo Definitivo de la potencia año 2020, versión 2.

1.1 Concepto de Potencia de Suficiencia en el Mercado Eléctrico Chileno

La confiabilidad de suministro de un sistema tiene dos principales atributos: seguridad de servicio y adecuación. El primer concepto se refiere a superar las perturbaciones de muy corto plazo que un sistema pudiese presentar, mientras que el segundo término está orientado al abastecimiento de demanda considerando las fluctuaciones de ésta misma y la capacidad de generación en el largo

plazo. En este contexto la potencia de suficiencia busca hacer frente al concepto de la adecuación, por lo tanto, centrada en el largo plazo.

En efecto, conforme el literal r) del art. 225 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), la “*Confiabilidad*” corresponde a la “*cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio*”. A su vez, el literal t) del mismo artículo señala que la “*Seguridad de Servicio*” corresponde a la “*capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios*”; y en cuanto a la suficiencia, está definida en el literal s) del señalado art. 225, como “*atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda*”.

Para responder a este “atributo” que requiere el sistema eléctrico, nuestro país contempla un mercado específico, llamado “Mercado de Potencia”. Como lo señala el profesor Mauricio Olivares, en este mercado “*no se consideran transferencias instantáneas, ya que tal variable corresponde a la energía, sino que se consideran aportes a la suficiencia del sistema en la demanda de punta. Es decir, se mide cuánto colabora cada unidad para mantener la suficiencia del sistema, de acuerdo a sus condiciones propias de generación, disponibilidad del insumo principal, probabilidades de fallas, mantenimientos y otras variables determinísticas que estén relacionadas.*”¹

De esta manera, estos “aportes” se denominan “potencia de suficiencia” y son remunerados al precio de nudo de potencia de corto plazo. A diferencia de las señales de precio que entregan los mercados de energía (incorporación de generación de energía eficiente conforme el costo marginal esperado) y servicios complementarios (incorporación de tecnología para responder a la seguridad de corto plazo del sistema), la señal de precio que entrega este mercado en el sistema eléctrico chileno tiene que ver con dos objetivos:

- *“Reducción de la incertidumbre regulatoria en la determinación de los ingresos por capacidad, de forma tal que el mercado entregue las señales de inversión en unidades de respaldo y capacidad de generación de rápida instalación y respuesta;*
- *Estabilización de los ingresos por concepto de potencia para generadores existentes y futuros, ya que el mercado no responde a transferencias reales, sino a la prestación de la suficiencia. Por lo anterior, unidades de generación que tienen reducida o nula inyección de energía, perciben ingresos por este concepto de igual manera, separando este mercado del de energía.”*²

¹ Olivares Araya, Mauricio. Simetría, el mercado eléctrico nacional: historia, coordinación, regulación e institucionalidad. Editorial USACH, primera edición, enero 2020.

² Ibidem.

Lo anterior ha sido recogido en nuestro marco legal y regulatorio. La potencia de suficiencia está tratada fundamentalmente en los artículos 149º, 162º y 225º de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), el Decreto Supremo N°62 del 2006 del Ministerio de Energía (DS°62), modificado posteriormente por el Decreto Supremo N°42 del 2020, y la Norma Técnica 62 de 2016 (NT°62).

El artículo 13 del DS°62 describe la suficiencia de potencia como **“Capacidad de un sistema o subsistema para abastecer la Demanda de Punta, considerando para cada Unidad Generadora una oferta de potencia confiable en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del Insumo Principal y Alternativo, la indisponibilidad forzada de las unidades, y la indisponibilidad de las instalaciones que conectan la unidad al Sistema de Transmisión o Distribución. Se expresa como una probabilidad y es igual a uno menos LOLPdm”** (LOLPdm corresponde a la probabilidad de pérdida de carga de la demanda de punta). Por su parte, el mismo artículo define Demanda de Punta como **“Demanda promedio de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema”**. En ese sentido, la suficiencia de potencia está enfocada en un rango temporal acotado, bajo el supuesto de que, si el sistema puede cubrir los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual, entonces también podrá cubrir la carga el resto de las horas del año. De la misma manera, se puede comprender de nuestra regulación, que la potencia de suficiencia permite remunerar la capacidad instalada disponible para abastecer la demanda de punta, considerando las condiciones “más desfavorables” para ello.

De esta manera, de acuerdo con la regulación vigente, **la potencia de suficiencia consta de dos ejes principales**: uno correspondiente a **la disponibilidad del insumo de generación** (combustible, disponibilidad hídrica, sol, viento, etc.) y otro que corresponde al **funcionamiento de la máquina y las instalaciones de ésta**. Como se verá a continuación, **la metodología de cálculo recoge el “espíritu” de cuantificar el aporte de los generadores en consideración a estos dos ejes, lo que resulta esencial para la resolución de esta discrepancia.**

1.2 Metodología de Cálculo para determinar la potencia de suficiencia de cada central

El Decreto Supremo 62 Aprueba reglamento de transferencias de potencias entre empresas generadoras establecidas en la LGSE. En éste se establece la guía para la metodología de cálculo de Potencia de Suficiencia Definitiva para las unidades generadoras.

La potencia de cada unidad generadora se escala en base a distintos parámetros para obtener la Potencia de Suficiencia Definitiva. Para esto se pasa por las siguientes etapas:



A continuación, se detallan los aspectos más importantes para el cálculo de cada potencia (Inicial, Preliminar y Definitiva) que podrían verse afectados por la situación de indisponibilidad.

1.2.1 Asignación Potencia Inicial

La asignación de potencia inicial para cada tecnología se desarrolla en el DS°62. En el Decreto se define la metodología de cálculo (que luego se complementa en la NT°62) para un grupo acotado de tecnologías, pero que representan prácticamente la totalidad del sistema.

El cálculo de Potencia Inicial **depende directamente de la potencia máxima y la disponibilidad del Insumo Principal y Alternativo de generación** de cada unidad. Se debe entender como insumo de generación a la fuente primaria de energía, la cual es posteriormente transformada en energía eléctrica. Esto viene siendo un combustible para centrales térmicas, disponibilidad hídrica en el caso de hidroeléctricas, el sol en centrales solares FV o CSP, o viento para las turbinas eólicas. Dependiendo del insumo de generación, y otras características adicionales, es como se fija la metodología para el cálculo de Potencia Inicial.

El cálculo de la Potencia Inicial usa como base información estadística correspondiente a la disponibilidad del insumo de generación. En el caso de centrales térmicas corresponde a la menor disponibilidad de combustible anual de los últimos cinco años. Para centrales solares o eólicas se utiliza el mínimo entre el peor factor de planta anual de los últimos 5 años o el factor de planta promedio de las 52 horas de máxima demanda del año anterior al año de cálculo. Con respecto a centrales hidroeléctricas se utilizará la información correspondiente a los dos peores años hidrológicos de menor energía afluente en la estadística disponible.

En otras palabras, **en la asignación de potencia inicial se contempla el “primer eje” que hemos señalado como parte del “espíritu” normativo, la disponibilidad del insumo de generación (combustible, disponibilidad hídrica, sol, viento, etc.).**

1.2.2 Asignación Potencia Preliminar

De acuerdo con el Artículo 49 de DS°62, Para el cálculo de la Potencia de Suficiencia preliminar se deberá utilizar la metodología que determine el Coordinador, la cual deberá considerar para cada unidad generadora, su Potencia Inicial, indisponibilidad, periodo de mantenimiento y consumos

propios. Es decir, en esta etapa se integran los parámetros propios de la máquina, el “segundo eje”.

La Potencia Inicial utilizada para el cálculo de la Potencia Preliminar corresponderá al mínimo entre la Potencia Inicial descrita en la sección 1.2.1 y la Potencia Equivalente, la cual se especifica en la NT°62 y se calcula en base a los estados deteriorados de la unidad.

1.2.2.1 Consumos Propios

Estos deben ser notificados por cada Coordinado, los consumos propios corresponden a la porción de su potencia bruta utilizada para el abastecimiento exclusivo de sus servicios auxiliares. Este factor no debiese variar drásticamente en el tiempo dado que depende principalmente del tipo de instalaciones que al estado de las mismas.

1.2.2.2 Mantenimientos Mayores

Los mantenimientos mayores, sean éstos parciales o totales, podrán realizarse en cualquier periodo del año y no afectarán la indisponibilidad forzada de la Unidad Generadora, siempre y cuando se realicen dentro de los plazos establecidos en el programa de mantenimiento mayor vigente. Si los mantenimientos se efectúan durante un tiempo mayor al programado, este exceso deberá ser considerado en el índice de indisponibilidad forzada. Es decir, el factor de mantenimiento mayor sólo contabiliza el periodo de mantenimiento programado.

1.2.2.3 Indisponibilidad Forzada (IFOR)

De acuerdo con el Artículo 52 del DS°62, “La indisponibilidad forzada será calculada en base al tiempo en que la unidad generadora estuvo en operación y el tiempo en que la unidad generadora estuvo indisponible, para una ventana móvil de 5 años consecutivos, durante todas las horas de cada año.”

El parámetro de Indisponibilidad Forzada, o IFOR, es calculado en base a una serie de Estados Operativos (EOs), los cuales se definen en detalle en la NT°62. De manera más general el IFOR se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$IFOR = \frac{T_{OFF}}{T_{ON} - T_{OFF}}$$

Donde,

- *IFOR*: Corresponde a la Indisponibilidad forzada.
- *T_{OFF}*: Es el tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra indisponible, ya sea por desconexión forzada o programada para una ventana móvil de 5 años. Considera el tiempo acumulado en los periodos de mantenimiento que excedan al periodo definido en el programa de mantenimiento mayor vigente.

- T_{ON} : Es el tiempo medio acumulado en que la unidad generadora se encuentra en operación, independiente del nivel de despacho, para una ventana móvil de 5 años.

Dentro de este análisis es importante citar el Artículo 54 del DS°62 el cual establece que:

*“La indisponibilidad forzada de una unidad generadora incorporará todos aquellos eventos en que la unidad generadora no esté disponible debido a la indisponibilidad de las instalaciones que la conectan al Sistema de Transmisión o Distribución, según corresponda. Del mismo modo, la indisponibilidad técnica de las instalaciones dedicadas al abastecimiento del Insumo Principal o Alternativo, internas o externas a las instalaciones de cada unidad generadora, así como la indisponibilidad de las instalaciones hidráulicas, se imputarán a la indisponibilidad forzada de la unidad generadora. En virtud de lo anterior, las instalaciones antes mencionadas deberán entenderse parte integral de la unidad generadora para efectos de computar la indisponibilidad forzada. **Aquellos eventos o contingencias externas que se produzcan en instalaciones de generación, transmisión o distribución que no estén asociadas a la Unidad Generadora, no se computarán con cargo a la indisponibilidad forzada de la unidad.**”*

Se puede observar que en el Artículo 54 se establece claramente que **los eventos o contingencias que no se asocien a la unidad generadora**, como una parte integral de ésta, no tendrán un efecto sobre el cálculo del IFOR.

Lo anterior resulta acertado, toda vez que debemos recalcar que la metodología se debe adecuar a los aspectos que este mercado de potencia de suficiencia tiene como objeto remunerar. En otras palabras, este “segundo eje” que recoge la metodología tiene que ver con las características propias de “la máquina”, no con factores externos a ella y que no pueden ser previstos por el titular de la central respectiva. Recordemos que el objetivo de este mercado es entregar una señal de precio para que se generen inversiones, reduciendo *“la incertidumbre regulatoria en la determinación de los ingresos por capacidad, de forma tal que el mercado entregue las señales de inversión en unidades de respaldo y capacidad de generación de rápida instalación y respuesta”*.

Si llegase a concluirse que **TODA indisponibilidad de la central respectiva**, sea caso fortuito o fuerza mayor, actos de autoridad o mandatos de la ley, huelgas legales, restricciones ambientales o cualquier otra, **sea considerada en el IFOR**, independiente de si ésta depende de la fiabilidad de la máquina respectiva, **llevaría a una incertidumbre en la posibilidad que tendría cualquier inversionista para analizar el negocio correspondiente**. En el caso que nos ocupa en esta discrepancia, de acogerse el criterio del Coordinador en cuanto a que los eventos que no se encuentren precisamente señalados en otros estados operativos, debiesen ser considerados como “desconexión forzada” por ser una norma de clausura, contraviene precisamente el espíritu de cómo se ha estructurado el mercado de potencia en nuestro país, ya que introduce un elemento de riesgo que impide proyectar un flujo estable y seguro de ingresos, que viabilizan una inversión que permita hacer frente a las necesidades de suficiencia del sistema.

De esta manera, la interpretación que realiza el Coordinador de los Estados Operativos definidos en la Norma Técnica 62 (NT 62), no pueden considerarse aislados del mandato legal y reglamentario bajo el cual se han definido, obedeciendo a un “diseño de mercado” con características propias y que debe generar señales de estabilidad para responder a los desafíos de la suficiencia del sistema.

Como bien lo sabe el H. Panel, en la NT°62 se definen 21 estados operativos (EO) posibles, en donde cada uno tiene ciertos requisitos para que una unidad pueda ser catalogada dentro del estado en cuestión. A continuación, se presentan los EOs definidos y una descripción general, se encuentran con mayor detalle en el Artículo 5-2 de la NT°62. En adelante cuando se refiera a la unidad se está refiriendo a una unidad generadora.

1. **Conectada Normal (N):** Unidad en servicio y en condiciones de cumplir las instrucciones de la DO y CDC.
 2. **Limitación Programada (LP):** Unidad en servicio, con potencia máxima limitada por cualquier motivo exceptuando restricciones de suministro de combustible o restricciones determinadas por la DO y fue programada por la DO.
 3. **Limitación Forzada (LF):** Unidad en servicio, con potencia máxima limitada por cualquier motivo exceptuando restricciones de suministro de combustible o restricciones determinadas por la DO y no fue programada por la DO.
 4. **Limitación de Combustible (LC):** Unidad en servicio, con potencia máxima limitada debido a restricciones de suministro de combustible.
 5. **Limitación de Combustible por Instalaciones (LCI):** Unidad en servicio, con potencia máxima limitada debido a la indisponibilidad técnica de las instalaciones dedicadas al abastecimiento del Insumo Principal o Alternativo, internas o externas.
 6. **Prueba Operacional (PO):** Unidad en servicio, consignada a cumplir con un nivel o programa de generación requerido por la Empresa Generadora respectiva, independientemente de su costo variable.
 7. **Prueba DO (PDO):** Unidad en servicio, consignada a cumplir con un nivel o programa de generación en cumplimiento de una instrucción emitida por la DO.
 8. **Prueba en Mantenimiento Mayor (PMM):** Unidad en servicio, consignada a cumplir con un nivel o programa de generación requerido por la Empresa Generadora respectiva, independientemente de su costo variable, y se encuentra realizando un mantenimiento dentro del período de Mantenimiento Mayor correspondiente.
 9. **Restricción Operativa (RO):** Unidad en servicio, no cumple con alguna de las especificaciones técnicas, y no puede ser clasificada en los estados anteriores (2-8).
-

-
10. **Desconectada Normal (DN):** Unidad fuera de servicio, y en caso de ser requerida cumple con condiciones e instrucciones necesarias por parte de la DO y CDC.
 11. **Desconectada con Limitación Programada (DLP):** Unidad fuera de servicio, con potencia máxima limitada por cualquier motivo exceptuando restricciones de suministro de combustible o restricciones determinadas por la DO y fue programada por la DO.
 12. **Desconectada con Limitación Forzada (DLF):** Unidad fuera de servicio, con potencia máxima limitada por cualquier motivo exceptuando restricciones de suministro de combustible o restricciones determinadas por la DO y no fue programada por la DO.
 13. **Desconectada con Limitación de Combustible (DLC):** Unidad fuera de servicio, con potencia máxima limitada debido a restricciones de suministro de combustible.
 14. **Desconectada con Limitación de Combustible por Instalaciones (DLCI):** Unidad fuera de servicio, con potencia máxima limitada debido a la indisponibilidad técnica de las instalaciones dedicadas al abastecimiento del Insumo Principal o Alternativo, internas o externas.
 15. **Mantenimiento Mayor (MM):** Unidad fuera de servicio, realizando mantenciones que se encuentren dentro del período de mantenimiento, ha sido incluida en el programa de la DO, ha sido programada por la DO y ha sido considerado en la programación de corto plazo.
 16. **Desconexión Programada (DP):** Unidad fuera de servicio, realizando un mantenimiento que fue programado por la DO, que fue considerado en la programación de corto plazo, y que no corresponde a un Mantenimiento Mayor.
 17. **Desconexión Forzada (DF):** Unidad fuera de servicio, producto de una falla, mantenimiento que no corresponde a MM ni DP, indisponibilidad de instalaciones que conectan con el sistema de transmisión u otro motivo que implique indisponibilidad no **atribuible a una falla externa**.
 18. **Falla Externa (FE):** Unidad fuera de servicio, producto de una falla de una instalación del SI que no pertenece al conjunto de instalaciones propias de la unidad, siempre y cuando, la falla no provoque desperfectos en las instalaciones propias de la unidad y la unidad se encuentre impedida de operar debido a la falla externa.
 19. **Desconectada con Restricción Operativa (DRO):** Unidad fuera de servicio, **que no cumple con alguna de las especificaciones técnicas contenidas en la Información Técnica de las Instalaciones del sistema** y no puede ser clasificada en algún otro estado de unidad desconectada (DLP, DLF, DLC, DLCI, DF, DP, FE, MM).
-

-
20. **Prueba de Puesta en Servicio (P):** Unidad se encuentra en el período que comprende la energización de las instalaciones, sus pruebas y hasta el total cumplimiento de los requerimientos técnicos establecidos.
 21. **Conectada a Sistema Externo (CSE):** La unidad se encuentre desconectada del sistema y convocada para generar en otro sistema.

Del análisis de todos los EO, se puede observar que éstos son de carácter técnico y apuntan al estado de la unidad, primero haciendo distinción de si ésta se encuentra en servicio o no y luego especificando algún aspecto adicional (falla externa, mantención, etc.).

Desde esta perspectiva, **la pregunta esencial de esta discrepancia tiene relación con la calificación que debemos realizar por una “paralización no técnica” de las unidades de generación**, esto es situaciones de hecho, que no tienen relación alguna con la capacidad de la respectiva máquina de inyectar potencia y energía al sistema, sino que con circunstancias ajenas a su disponibilidad técnica.

En el caso que se nos presenta, el Coordinador declaró que el EO de una unidad que no puede funcionar producto del ejercicio del derecho a huelga legal de los trabajadores, correspondería ser enmarcado en el EO de “Desconexión Forzada” para los días en que la huelga estuvo vigente, afectando el IFOR de la unidad de la discrepante. El argumento principal presentado por el Coordinador habría sido que *“la letra d) del número 17 del artículo 5-2 de la Norma Técnica, era la regla subsidiaria o de clausura para los eventos de indisponibilidad”*.

Estimamos que esta interpretación del Coordinador contraviene de manera evidente la configuración del mercado de potencia de suficiencia, la que de mantenerse podría generar señales de incerteza regulatoria y débil estabilidad en la proyección de ingresos, que contrarían el diseño de este mercado.

En términos regulatorios, la función que busca cumplir el estado operativo DF como elemento que alimenta el factor T_{OFF} comprendido en el IFOR, tiene que ver con el “segundo eje” que hemos mencionado como elemento determinante de la remuneración de la potencia de suficiencia, ya que este factor se relaciona con la probabilidad de falla técnica e intempestiva de una unidad de generación. En caso de que el factor también se alimentara con otro tipo de indisponibilidades, independientes de la fiabilidad de la unidad generadora, nos encontraríamos ante un cambio en las reglas de remuneración de la potencia de suficiencia, la cual impediría proyectar los ingresos de la inversión de manera estable. Dicha interpretación, **tampoco contribuiría a que el titular desarrolle las inversiones necesarias para mejorar la confiabilidad de la máquina, ya que la indisponibilidad no tiene que ver con ésta.**

En otras palabras, no es correcto incorporar en el factor T_{OFF} , por la vía de la declaración del EO de DF, situaciones de hecho externas a la unidad generadora, que no tienen relación con la confiabilidad de una unidad de generación.

1.2.3 Asignación Potencia Definitiva

La Potencia de Suficiencia Definitiva se calcula en base a la Potencia Preliminar y un factor de ajuste a la demanda, único para cada subsistema. El factor de ajuste dependerá únicamente de la demanda máxima de cada subsistema y de la Potencia Preliminar total de este.

1.3 La interpretación del CEN afecta la configuración del mercado de potencia

El mercado eléctrico chileno cuenta con un mercado de potencia de suficiencia cuyo objetivo es darle confiabilidad al suministro eléctrico. La señal económica que entrega busca contar con unidades que respondan a la suficiencia del sistema en la demanda de punta.

Para ello, el reglamento y la norma técnica correspondiente desarrollan una metodología que tiene por objeto “medir” cuánto colabora cada unidad para mantener la suficiencia del sistema, de acuerdo con sus condiciones propias de generación, disponibilidad del insumo principal, probabilidades de fallas, mantenimientos y otras variables que estén relacionadas.

El precio que se determina para este mercado, entrega las señales de inversión en unidades de respaldo y capacidad de generación de rápida instalación y respuesta, con baja incertidumbre regulatoria en la determinación de los ingresos por capacidad.

De esta manera, la regulación pertinente se conforma con este marco técnico, económico y jurídico. Es así como el artículo 13 del DS 62, Reglamento de Potencia, describe potencia de suficiencia como **“Capacidad de un sistema o subsistema para abastecer la Demanda de Punta, considerando para cada Unidad Generadora una oferta de potencia confiable en función de la incertidumbre asociada a la *disponibilidad del Insumo Principal y Alternativo*, la *indisponibilidad forzada de las unidades*, y la *indisponibilidad de las instalaciones que conectan la unidad al Sistema de Transmisión o Distribución*.”**

Al establecer la norma reglamentaria el carácter de **“oferta confiable”**, implica que la metodología que se desarrolla para determinar el aporte de cada una de las unidades del parque a la suficiencia, se enmarca en características propias de esa oferta relacionados con **la disponibilidad del insumo de generación y el funcionamiento (confiabilidad) de la máquina y las instalaciones de ésta**. De esta manera, la regulación **desarrolla un modelo “probabilístico” de la confiabilidad de las unidades, para lo cual se utiliza información histórica para su cálculo.**

En este punto, cabe preguntarse si aspectos ajenos a la “máquina”, no técnicos, como el desarrollo de una huelga legal, corresponden a elementos que pueden dar cuenta de lo que será el futuro desempeño de la unidad y su aporte a la suficiencia del sistema.

A nuestro entender estos elementos no pueden ser considerados en la metodología de cálculo del aporte de cualquier unidad para la suficiencia del sistema. Indudablemente si por razones externas y no técnicas, ésta no pudo aportar con energía y potencia en algunas horas o días al sistema eléctrico, no corresponde que se le remunere por esas horas aporte de potencia alguno. Pero distinto es que se utilicen estos hechos para determinar que, a futuro, la unidad podría tener el mismo comportamiento.

Por ello hemos señalado que **la metodología de cálculo que establece el Reglamento y la NT de Potencia recogen el “espíritu” de cuantificar el aporte de los generadores en consideración a estos dos ejes (insumo y confiabilidad de la máquina), lo que resulta esencial para la resolución de esta discrepancia.**

En efecto, **los EOs definidos por la NT son de carácter técnico/económico, es decir, estos permiten utilizar variables de tipo técnico de la operación de cada unidad, para el cálculo de un aspecto económico que viene siendo la remuneración por potencia de estas unidades.** Dentro de este aspecto, los EOs no consideran excepcionalidades externas a la operación de la máquina, es decir sólo consideran aspectos técnicos. Sin embargo, **el Coordinador debe categorizar en todo momento a las unidades bajo algún Estado Operativo. Esto puede hacer incurrir en una distorsión en donde se clasifica una contingencia de tipo no técnico, dentro de un estado operativo que consiste en una contingencia técnica,** con el fin de categorizarla como un evento de indisponibilidad o reducción de disponibilidad.

De esta manera, se produce una distorsión en el mercado, ya que una errónea interpretación de los EO lleva a una decisión que no es económicamente óptima, debido a que se penaliza el desempeño de una unidad en base a un factor exógeno que se escapa del propio funcionamiento de ésta. La definición que hizo el CEN afecta la remuneración de potencia de las unidades objeto de esta discrepancia, por los próximos cinco años, sin que el hecho que la fundamentaría corresponda a una falla intempestiva y técnica, lo que recoge el estado operativo que aplicó erróneamente el CEN.

Por ello, de aceptarse el criterio del CEN, se produciría una afectación grave al mercado de potencia de suficiencia y a las señales de inversión que entrega. En efecto, si todo evento externo y ajeno a la confiabilidad de la unidad correspondiente, que no permite a la unidad entregar todo o parte de su potencia al Sistema, se interpreta como una de las causales para considerar la unidad en el EO de DF, **la estabilidad de la proyección de ingresos que requiere un inversionista para el desarrollo de proyectos que cumplan el objeto de aportar en la suficiencia del sistema, se vería enormemente cuestionada.**

Por ello, concordamos con la discrepante, en cuanto a que el EO asignado por el Coordinador no se aviene al diseño técnico – económico del mercado de potencia de suficiencia que tiene nuestro país.

1.4 Errada interpretación del CEN de la regulación de la Potencia de suficiencia

El tratamiento dado por el CEN a un conjunto de unidades generadoras de Colbún afectadas por una huelga legal durante el año 2020, consistente en su errónea inclusión en el índice de indisponibilidad forzada (“IFOR”) y la errada calificación de haberse encontrado bajo un estado operativo no disponible (EO de DF), producirá una subestimación del aporte de potencia de suficiencia de las señaladas unidades en una ventana móvil de 5 años, vulnerándose el tratamiento regulatorio de la potencia de suficiencia.

Funda su actuación el Coordinador en que la letra d) del número 17 del artículo 5-2 de la Norma Técnica, era la regla subsidiaria o de clausura para los eventos de indisponibilidad, por lo que una paralización no técnica de las instalaciones, cabía incorporarla en el EO de DF por ser una norma de clausura.

Conforme lo hemos señalado, la interpretación del Coordinador es errada desde un punto de vista regulatorio. En efecto, las normas de esta naturaleza deben ser consideradas desde sus fundamentos técnicos, económicos y jurídicos, por lo que la calificación final no puede tener como resultado una interpretación que contraviene la naturaleza del mercado que se está regulando.

En primer lugar, tal como lo señala la discrepancia en su escrito, la actuación del CEN *“desnaturaliza la función que busca cumplir el estado operativo DF como elemento que alimenta el factor T_{OFF} comprendido en el IFOR, indicador que refleja la probabilidad de falla técnica e intempestiva de una unidad de generación (que como ya señalamos, no es el caso de la huelga que no es técnica y nunca es intempestiva, es más, siempre es producto de un proceso largo regulado y conocido) y que se utiliza, para efectos del cálculo del balance, para ponderar el aporte de potencia de suficiencia propio de las unidades del sistema en sus aspectos técnicos y por tanto susceptibles de mejorar y hacer más confiable a la máquina (¿de qué manera la ocurrencia de una huelga legal entrega información acerca de la confiabilidad de una unidad?).”*

En otras palabras, si la hipótesis que origina el hecho que las unidades no pueden aportar potencia y energía al sistema, no tiene que ver con la confiabilidad técnica de la máquina, la interpretación que se realice no puede tener como resultado que el cálculo probabilístico futuro lleve a representar un menor aporte de potencia de suficiencia, especialmente considerando que resulta absurdo considerar que la hipótesis del ejercicio del derecho legal de huelga (u otra situación ajena a la máquina) puede repetirse con algún grado de probabilidad. Si este fuere el caso, se podría incluso sostener que, dado que la actual normativa laboral permite el ejercicio del derecho a huelga en empresas generadoras de electricidad, esta hipótesis debiese considerarse para todo el parque generador, toda vez que no existiría razón para sostener que solo algunos agentes están más “expuestos” al desarrollo de una huelga legal. En una hipótesis diametralmente distinta se

encuentra la ocurrencia de fallas intempestivas y técnicas, las cuales deben ser recogidas mediante el EO de DF e incorporadas al IFOR, ya que en este caso sí es posible considerar, para esas unidades, una probabilidad futura de falla similar (lo que obviamente no sería aplicable a todo el parque).

De esta manera, la definición que hizo el CEN afecta sin fundamento alguno la potencia que seguirán entregando las unidades propiedad de Colbún por los próximos cinco años, lo que será aportado al sistema y no serán reconocidos ni remunerados, vulnerándose con ello el derecho consagrado en el artículo 149° inciso quinto de la LGSE.

POR TANTO, GPM A.G. solicita al H. Panel en su calidad de parte interesada en la presente discrepancia, que se acoja la discrepancia presentada por Colbún S.A. y en definitiva instruya al CEN a corregir el informe definitivo de cálculo de potencia 2020, versión 2.

PRIMER OTROSÍ: Tener presente mi personería, y por acompañada copia del instrumento donde ella consta.

SEGUNDO OTROSÍ: En cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 211 de la LGSE y el Reglamento del Panel de Expertos, se fija como domicilio para efectos de esta discrepancia, la calle Enrique Foster 0115, comuna de Las Condes, y se nombra representantes de GPM A.G. para las notificaciones que deban practicarse durante su tramitación, a las siguientes personas:

1. Danilo Zurita, correo electrónico: dzurita@gpm-ag.cl
2. Andrés Romero Celedón, correo electrónico: a.romero@valgesta.com

TERCER OTROSÍ: Por el presente confiero patrocinio y delego poder en el abogado habilitado Andrés Romero Celedón, domiciliado en Alonso de Córdova 5900 oficina 402, Las Condes, quién firma en señal de aceptación.