

INFORME DE REGULACIÓN

Informe sobre la aplicación de las
normas del ROBCP del periodo
enero-junio 2022



31 de agosto de 2022

Contenido

Introducción.....	2
Desempeño de las reglas vigentes	4
A) INCONVENIENTES DETECTADOS.....	4
I. CÁLCULO DE LA DEMANDA RECONOCIDA DEFINITIVA DE LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA DEUSEM S.A. DE C.V. EN EL PERÍODO DE CONTROL 2021/2022	5
II. DEMANDA MÁXIMA A REPORTAR POR PMS DISTRIBUIDORES Y COMERCIALIZADORES PARA EL CÁLCULO DE LA DEMANDA RECONOCIDA DEFINITIVA.....	9
III. COSTOS DE LOS COMBUSTIBLES CONSIDERADOS EN LAS AUDITORÍAS PARA DETERMINAR LOS COSTOS DE ARRANQUE Y DETENCIÓN (CayD) DEFINIDOS EN EL ANEXO 17 DEL ROBCP	14
IV. PODER CALORÍFICO SUPERIOR Y SU CONSIDERACIÓN EN LA ESTRUCTURA DE COSTOS DE COMBUSTIBLES PARA LOS GENERADORES QUE UTILIZAN GAS NATURAL COMO COMBUSTIBLE	19
V. PARTICIPACIÓN OBLIGATORIA DE LAS UNIDADES GENERADORAS EN EL MECANISMO DE ADMINISTRACIÓN DE VERTIMIENTO DE GENERACIÓN BASE.....	24
VI. PLAZO DEL CONTRATO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE LA UT, RELACIONADO CON LAS GARANTÍAS DE PAGO PRESENTADAS POR LOS PARTICIPANTES DE MERCADO	29
B) CONFLICTOS CON PM EN CUANTO A LA INTERPRETACIÓN Y/O APLICACIÓN DE LAS REGLAS VIGENTES.	33

Introducción

El presente informe contiene el análisis sobre la aplicación de las normas del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) durante el período de enero a junio de 2022, de acuerdo con lo indicado en el numeral 3.5.4. Capítulo 3 - MANEJO DE LA INFORMACIÓN, del referido reglamento.

Incluye los criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas definidas en el reglamento y el desempeño de las reglas vigentes, identificando los inconvenientes detectados en la operación del sistema y en la administración del Mercado.

En caso de existir, en este informe se detallarán los conflictos surgidos con los PM en cuanto a interpretación y/o aplicación de las reglas vigentes.

Generalidades sobre el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).

Antecedente histórico del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).

- El 23 de octubre de 2008, SIGET, mediante **Acuerdo No. 232-E-2008**, aprobó el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.
- Por medio del **Acuerdo 222-E-2009** del 31 de julio de 2009, la SIGET acordó publicar el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción a fin de conceder a la UT el tiempo necesario para el desarrollo e implementación del nuevo Reglamento, como se estableció en el Acuerdo 232-E-2008.
- El 8 de julio de 2011, mediante **Acuerdo 335-E-2011**, la SIGET establece el uno de agosto de dos mil once como fecha de inicio de la aplicación del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP).
- El 29 de julio de 2011, la SIGET, emitió el **Acuerdo 370-E-2011**, mediante el cual aprobó disposiciones transitorias y modificaciones de carácter permanente en el ROBCP para el inicio de aplicación de este.

Desempeño de las reglas vigentes

A) INCONVENIENTES DETECTADOS

Se identifican los inconvenientes detectados en la operación del sistema y en la administración del Mercado, y se detallan los criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas definidas en el ROBCP para el análisis de cada caso en particular.

I. CÁLCULO DE LA DEMANDA RECONOCIDA DEFINITIVA DE LA COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA DEUSEM S.A. DE C.V. EN EL PERÍODO DE CONTROL 2021/2022

Criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas definidas en el marco regulatorio aplicable al mercado mayorista de electricidad.

Para la interpretación de la normativa aplicable al caso en mención, se tienen los siguientes considerandos:

- i. Según lo establece el Art. 2 de la Ley General de Electricidad (LGE), entre los objetivos que la Ley persigue está la protección de los derechos de los usuarios y de todas las entidades que desarrollan actividades en el sector.
- ii. Que según lo establecido en el Art. 33 de la Ley General de Electricidad (LGE), todo sistema interconectado deberá contar con una Unidad de Transacciones, que tendrá por objeto operar el mercado mayorista de energía eléctrica; y, además, que las normas de operación del sistema de transmisión y administración del mercado mayorista deberán estar contenidas en el Reglamento de Operación que para esos efectos elabore la Unidad de Transacciones y apruebe la Junta de Directores de la SIGET.
- iii. Que según lo establecido en el Art. 74 de la Ley General de Electricidad (LGE), las diferencias relacionadas con aspectos de carácter técnico o económico entre las partes serán resueltas por la SIGET.
- iv. Que según lo establecido en el Art. 67-K del Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE), el período de control para efectos de la capacidad firme, corresponderá a las horas en que se produce la máxima exigencia del parque generador y será establecido en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción.
- v. Que según lo establecido en el numeral 9.4 del Anexo 15 – Capacidad Firme del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), los cálculos de la Capacidad Firme Definitiva y la Demanda Reconocida Definitiva; serán realizados por la UT a más tardar el décimo día hábil del mes de junio de cada año. Dichos valores serán puestos a disposición de todos los PMs en la zona pública del sitio web de la UT y las transacciones resultantes para cada PM en su DTE.

1. Antecedentes

Anualmente, en el mes de junio, la UT realiza los cálculos de la demanda reconocida definitiva para los PMs que consumieron o retiraron energía del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), tal como se establece en el numeral 9.4 del Anexo 15 – Determinación de la capacidad firme del ROBCP; para los PMs distribuidores, estos cálculos se hacen considerando la potencia máxima registrada en el Sistema de Medición Comercial (SIMEC) durante el período de control

correspondiente al año en cuestión, sin tomar en cuenta la carga que aguas abajo al punto de retiro de la red de transmisión pueda tener el PM distribuidor.

En este sentido, con fecha 13 de mayo de 2022, la UT recibió carta del Grupo AES El Salvador en la que exponen que los días 10 de marzo y 18 de abril de 2022, ocurrieron eventos por causas de fuerza mayor en los circuitos de la distribuidora EEO, que requirieron transferir carga a los circuitos de DEUSEM, representando un incremento momentáneo en la demanda registrada en los SIMEC de DEUSEM y, en la misma proporción, una disminución en la demanda registrada en los SIMEC de EEO, todo esto dentro del período de control; es decir, DEUSEM registró en sus SIMEC, un incremento de demanda que no corresponde a sus cargas propias, sino que a las transferencias de carga de EEO. Sin embargo, por lo establecido en el cálculo de la demanda reconocida, esta demanda máxima medida en los SIMEC de DEUSEM debe ser asignada a este PM distribuidor.

Por lo anterior, el Grupo AES El Salvador solicitó:

“(…) que para efectos del cálculo de la Demanda Firme Definitiva del periodo de control 2021/2022 no sean tomadas en cuenta las demandas máximas registradas producto de los eventos del 10 de marzo y 18 de abril del presente año, considerando que el incremento de demanda no corresponde a la demanda máxima de los clientes servidos por DEUSEM, que el aumento momentáneo registrado en la demanda de DEUSEM fue contrarrestado por una disminución en la demanda de EEO por lo que no existió requerimiento adicional de potencia firme al sistema, y que dicho aumento de demanda provocaría un incremento en el precio de las tarifas de energía eléctrica de los usuarios de DEUSEM, lo cual estaría afectando el bolsillo de dichos usuarios en aproximadamente ~\$9/MWh para el trimestre de julio a septiembre 2022”.

2. Normativa aplicable

Conforme a lo establecido en el *Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP)*, se tiene:

- **Numeral 1.1 Definiciones del Capítulo 1.**

Período de control de la capacidad firme: son las horas de la banda horaria de punta (de lunes a domingo) y resto (excepto para sábados, domingos y días feriados publicados por la UT en su sitio web), del período comprendido desde la semana 46 de un año a la semana 19 del año siguiente.

- **Capítulo 6: Capacidad firme**

Numeral 6.1.5: El procedimiento detallado para el cálculo de la Capacidad Firme Inicial, Provisoria, Definitiva, Demanda Máxima, Demanda Reconocida, Protocolo de Pruebas y Estadísticas de Disponibilidad, se desarrolla en este Capítulo y su respectivo Anexo.

Demanda para efectos del cálculo de la Capacidad Firme.

Numeral 6.3.1: Se define como período de control las horas de punta (de las 18:00 a las 22:59 horas, de lunes a domingo) y resto (de las 05:00 a las 17:59 horas, excepto para sábados, domingos y días feriados publicados por la UT en su sitio web) del período comprendido desde la semana 46 de un año a la semana 19 del año siguiente para el que se calculan las capacidades firmes provisionarias y definitivas.

Numeral 6.3.3: Se denomina demanda reconocida, para efectos de cálculo de la capacidad firme de cada Participante de Mercado al consumo o retiro total de éste, que será considerado como retiro en los balances de transacciones de potencia. Se determina de la siguiente forma:

- a) Se considera la demanda máxima retirada en cada mes en las horas de los bloques horarios de punta (de lunes a domingo) y resto (excepto para sábados, domingos y días feriados publicados por la UT en su sitio web), dentro del período comprendido desde la semana 46 de un año a la semana 19 del año siguiente, en la demanda máxima retirada se debe considerar para ambos bloques los contratos firmes de Inyección Regional.
- b) Se selecciona la máxima de las demandas máximas mensuales consideradas en el punto anterior (...)

Capacidad Firme Definitiva

Numeral 6.15.2: El resultado del balance de capacidad firme definitiva se compara con los montos pagados, a título de capacidad firme provisionaria, a lo largo del período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso y se liquidan las diferencias, las cuales serán incluidas en el Documento de Transacciones Económicas (DTE) del mes de mayo.

- **Anexo 15: Determinación de la capacidad firme**

Numeral 6.5, literal a): De los registros del SIMEC se selecciona la energía máxima retirada en un Intervalo de Mercado de duración establecida en el numeral 2 del Anexo 09 del presente reglamento, por cada PM “p”, para cada mes “m”, durante el último período de control de la capacidad firme. La potencia horaria máxima retirada por cada PM “p” para cada mes “m” durante el último Período de Control de la capacidad firme se define igual a la energía máxima obtenida del SIMEC para cada PM “p” dividido por la duración del Intervalo de Mercado definido en el numeral 2 del Anexo 09.

3. Inconvenientes detectados

Ante los eventos ocurridos en los circuitos de la EEO y su posterior transferencia de carga a los circuitos de DEUSEM, lo cual fue momentáneo y según expresó el Grupo AES se realizó para

evitar la interrupción prolongada en el servicio de los usuarios finales de EEO; se identifica que la reglamentación vigente, para los cálculos de la demanda reconocida, no cuenta con excepciones que permitan a los PMs que presenten este tipo de eventos el poder justificar la no aplicación plena de lo dispuesto en el literal a) del numeral 6.5 del Anexo 15 del ROBCP en cuanto a la energía máxima retirada por un PM durante el período de control.

4. Acciones tomadas por la UT

Debido a que en la aplicación de la reglamentación vigente, los cálculos de la demanda reconocida no contemplan situaciones especiales que afecten la demanda máxima, medida en el SIMEC de un PM que consume o retira energía del sistema de transmisión, y ante la solicitud del Grupo AES El Salvador de no tomar en cuenta las demandas máximas registradas producto de los eventos del 10 de marzo y 18 de abril de 2022, la UT con fecha 23 de mayo de 2022, envió una carta (Ref. 0711/2022) a la SIGET en la que solicita:

“(...) nos indique si es posible incluir alguna interpretación o consideración para excluir estos traslados de carga de una distribuidora a otra de forma temporal y por causa de fuerza mayor, tal como presentado en la solicitud de AES y así evitar el incremento de su demanda reconocida y como consecuencia directa el incremento de las tarifas de sus usuarios finales”.

Sin embargo, ante los plazos establecidos en el numeral 9.4 del anexo 15 del ROBCP para conciliar estos cálculos y a la espera de la respuesta por parte de la SIGET a la consulta realizada, en el Documento de Transacciones Económicas (DTE) del mes de mayo de 2022, se aplicó la demanda reconocida definitiva al PM distribuidor DEUSEM considerando la demanda máxima registrada en el SIMEC durante el período de control.

5. Recomendación a SIGET

Con base en lo expuesto, la UT considera oportuno que se analice el inconveniente presentado en el desempeño de la normativa y se indique si es adecuado tomar en cuenta criterios adicionales a los establecidos en la reglamentación vigente, para evitar futuros conflictos relacionados al tema de la demanda reconocida.

II. DEMANDA MÁXIMA A REPORTAR POR PMS DISTRIBUIDORES Y COMERCIALIZADORES PARA EL CÁLCULO DE LA DEMANDA RECONOCIDA DEFINITIVA

Criterios empleados para la interpretación y la aplicación del marco normativo relacionado a la demanda máxima a reportar por PMs distribuidores y comercializadores para el cálculo de la demanda reconocida definitiva.

Para la interpretación de la normativa aplicable al caso en mención, se tienen los siguientes considerandos:

- i. Que el artículo 33 de la Ley General de Electricidad (LGE), establece que todo sistema interconectado deberá contar con una Unidad de Transacciones, que tendrá como objeto operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema, asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros y operar el mercado mayorista de energía eléctrica.
- ii. Que dentro de los objetivos establecidos en la Ley General de Electricidad (LGE) en su artículo 2, está la protección de los derechos de los usuarios y de todas las entidades que desarrollan actividades en el sector.
- iii. En virtud de lo establecido en el artículo 52 de la Ley General de Electricidad (LGE), podrán participar en el despacho programado a los mercados que administre la UT, todos los operadores conectados directamente o a través de otros operadores, al sistema de transmisión coordinado por ésta, incluyendo a los comercializadores.

1. Antecedentes

El Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) establece en el numeral 9.3 del Anexo 15: Determinación de la capacidad firme que:

“A efectos del cálculo de la Capacidad Firme Definitiva, a más tardar el quinto día hábil del mes de junio, los PMs comercializadores y distribuidores informarán a la SIGET y a la UT sobre la demanda máxima real que será asignada a cada PM comercializador y que corresponda a sus retiros en las redes de cada PM distribuidor, este cálculo se efectuará con la información disponible a la fecha del envío”.

En cumplimiento con lo anterior, los días 6 y 7 de junio de 2022, se recibieron cartas de parte del PM comercializador EIS POWER, S.A. de C.V. y del PM distribuidor DELSUR, S.A. de C.V., respectivamente; por medio de las cuales reportaron las potencias máximas de acuerdo a los retiros del comercializador en redes de distribución, para el cálculo de la demanda reconocida definitiva del período de junio de 2021 a mayo de 2022.

El PM comercializador EIS POWER, S.A. DE C.V. reportó 0.6 MW como cantidad retirada de la red del distribuidor DELSUR, S.A. de C.V.; sin embargo, en la carta de DELSUR, S.A. de C.V. se reportó 0.799 MW como cantidad retirada por el referido comercializador. En vista de la discrepancia de información reportada, la UT consultó a los PMs sobre los datos enviados, recibiendo respuesta de ambos en la que confirmaron que sus respectivos datos remitidos estaban correctos.

EIS POWER, S.A. de C.V. informó a la UT que el cálculo de la demanda reconocida se realizó tomando la demanda registrada como PM comercializador en la hora en que DELSUR tuvo la demanda máxima del período de control registrada en el SIMEC de la distribuidora; y por su parte, DELSUR, S.A. de C.V. informó que el cálculo realizado fue tomando la demanda máxima de EIS POWER, S.A. de C.V. registrada durante el período de control, sin considerar la hora en que el SIMEC de DELSUR, S.A. de C.V. registró la demanda máxima como distribuidor.

2. Inconvenientes detectados

En el ROBCP se encuentra establecido que cuando un PM comercializador utilice las redes de un PM distribuidor, para determinar la demanda reconocida de estos PMs, ambos deberán informar a la UT sobre la demanda máxima real que será asignada al PM comercializador, la cual corresponderá a la demanda máxima retirada en las redes del PM distribuidor.

Sin embargo, la normativa vigente no establece un procedimiento de detalle para ser utilizado entre el comercializador y el distribuidor, para determinar la participación definitiva de un PM comercializador que utilice las redes de un PM distribuidor, sino que únicamente indica que ambas partes deben acordar los valores a considerar como demanda máxima y declararla ante la UT para el cálculo del porcentaje de participación en la demanda reconocida. Tampoco el ROBCP establece cómo procederá la UT en caso el comercializador y el distribuidor envíen un valor diferente.

3. Normativa aplicable

Conforme a lo establecido en el *Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP)*, se tiene:

- **Capítulo 3 - Manejo de la información**

Numeral 3.2.1.1: Todo PM tiene la obligación de suministrar a la UT la información referida a la energía de inyección o de retiro de la red, requerida para la operación integrada del sistema y administración comercial del mercado. En particular debe informar los nodos en que retira y/o inyecta energía a la red.

Numeral 3.2.1.2: La información de demanda debe corresponder con el consumo. En el caso de contar un PM con demanda que comercializa y con generación de su propiedad conectada al sistema de transmisión, debe suministrar a la UT la información discriminada por inyección y por consumo.

Numeral 3.2.1.5: La información deberá ser suministrada de acuerdo con las condiciones, plazos, medios, formatos y periodicidad definidos en este Reglamento.

Numeral 3.2.2.2: Dentro de la demanda en un nodo de retiro informada a la UT por un PM Distribuidor, éste debe identificar la demanda propia y la que le informen terceros que comercialicen dentro de su área de distribución.

- **Capítulo 6 – Capacidad firme**

Numeral 6.2.1: Se define como período crítico para el cálculo de capacidad firme a aquel período del año en el cual, dada las características del parque generador y la demanda, la probabilidad de déficit es, en general, distinta de cero. Esto ocurre en el período de menores caudales afluentes o estación seca, que comprende desde la semana 46 de un año a la semana 19 del año siguiente. La primera semana de cada año se define de acuerdo al numeral 9.1.2 de este Reglamento.

Numeral 6.3.1: Se define como período de control las horas de punta (de las 18:00 a las 22:59 horas, de lunes a domingo) y resto (de las 05:00 a las 17:59 horas, excepto para sábados, domingos y días feriados publicados por la UT en su sitio web) del período comprendido desde la semana 46 de un año a la semana 19 del año siguiente para el que se calculan las capacidades firmes provisorias y definitivas.

Numeral 6.3.3: Se denomina demanda reconocida, para efectos de cálculo de la capacidad firme de cada Participante de Mercado al consumo o retiro total de éste, que será considerado como retiro en los balances de transacciones de potencia. Se determina de la siguiente forma:

a) Se considera la demanda máxima retirada en cada mes en las horas de los bloques horarios de punta (de lunes a domingo) y resto (excepto para sábados, domingos y días feriados publicados por la UT en su sitio web), dentro del período comprendido desde la semana 46 de un año a la semana 19 del año siguiente, en la demanda máxima retirada se debe considerar para ambos bloques los contratos firmes de Inyección Regional.

b) Se selecciona la máxima de las demandas máximas mensuales consideradas en el punto anterior.

(...) e) Para el caso de un PM comercializador que utilice redes de un PM intermediario, éste acordará con el PM distribuidor los valores a considerar como demanda máxima declarada para el cálculo de su porcentaje de participación en la demanda reconocida, la cual será restada de la Demanda Máxima declarada por el PM distribuidor. Si la suma de las demandas máximas declaradas de los PMs comercializadores, asociadas a un mismo PM distribuidor, supera la demanda

máxima del distribuidor, el distribuidor no tendrá participación en el cálculo de la demanda reconocida.

- **Anexo 15 – Determinación de la capacidad firme**

Numeral 6.4.1: Para el caso de un PM comercializador que utilice redes de un PM intermediario, éste acordará con el PM distribuidor que corresponda los valores a considerar como Demanda máxima declarada para el cálculo de su porcentaje de participación en la demanda reconocida, la cual será restada de la Demanda Máxima declarada por el PM distribuidor y asignada al correspondiente PM comercializador. Si la suma de las demandas máximas declaradas de los PMs comercializadores, asociadas a un mismo PM distribuidor, supera la demanda máxima del distribuidor, el distribuidor no tendrá participación en el cálculo de la demanda reconocida. Los valores acordados entre el PM distribuidor y el comercializador serán informados a la UT en los plazos establecidos en este Anexo.

Numerales 6.5 y 6.6: Se establece el procedimiento para determinar la participación definitiva de cada PM en el requerimiento de la capacidad firme y las fórmulas correspondientes.

Numeral 8.1: Una vez finalizado el período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso, se determinarán las transacciones de capacidad firme definitiva, las cuales deben determinarse según el siguiente procedimiento: (...)

d) Los datos de demanda reales a utilizar para el cálculo de la capacidad firme definitiva serán los registrados por el SIMEC, los cuales deberán estar disponibles a más tardar el segundo día hábil de la semana 20.

e) Utilizando los datos de demanda reales registrados por el SIMEC en el período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso y los datos de demanda máxima real acordada e informada por los comercializadores y el respectivo distribuidor, la que será provista por ambos a más tardar el quinto día hábil de junio, se calcula la Demanda Máxima Real del Sistema en el Período de Control siguiendo el procedimiento establecido en el numeral 6.2 del presente anexo. Posteriormente se determinan los valores de demanda reconocida definitiva para cada PM aplicando los procedimientos definidos en los numerales 6.5 y 6.6 del presente anexo.

4. Acciones tomadas por la UT

Al no tener un procedimiento numérico establecido para el cálculo de la demanda reconocida por parte de un PM comercializador que utiliza las redes eléctricas de un PM intermediario, y presentarse una discrepancia en los valores reportados por ambas partes, la UT realizó la interpretación de la normativa considerando los mismos criterios aplicados para el cálculo de la demanda reconocida tanto del PM distribuidor, como del PM comercializador; tomando como

base el procedimiento para determinar la participación definitiva de cada uno en el requerimiento de la capacidad firme, establecido en los numerales 6.5 y 6.6 del Anexo 15 del ROBCP; considerando los registros del SIMEC, para el PM distribuidor; y para EIS POWER, S.A. de C.V., el equivalente es el cálculo realizado tomando la demanda máxima registrada durante el período de control. Con estas mediciones se obtuvieron las potencias máximas registradas durante el período crítico para cada PM.

Como resultado, los valores de potencia máxima de dichos PMs, fueron registrados en fechas y horas diferentes, coincidiendo con los valores reportados por el PM distribuidor según el criterio aplicado, siendo éstos los valores considerados para el cálculo de la demanda reconocida definitiva de las partes involucradas

5. Recomendaciones a SIGET

Debido a la situación expuesta, se considera oportuno establecer un procedimiento que determine los criterios aplicables para el cálculo de la demanda reconocida para aquellos PMs que no están conectados directamente a las redes de transmisión y que no poseen un SIMEC, como los PMs comercializadores; a efecto de que no exista discrepancia en la interpretación al momento de acordar los valores por parte del PM comercializador y del PM distribuidor.

III. COSTOS DE LOS COMBUSTIBLES CONSIDERADOS EN LAS AUDITORÍAS PARA DETERMINAR LOS COSTOS DE ARRANQUE Y DETENCIÓN (CAyD) DEFINIDOS EN EL ANEXO 17 DEL ROBCP

Criterios empleados para la interpretación y aplicación del marco normativo relacionado a los costos variables de operación de las unidades generadoras termoeléctricas.

Para la interpretación de la normativa aplicable al caso en mención, se tienen los siguientes considerandos:

- i. Según lo que establece en el Art. 33 de la Ley General de Electricidad (LGE), todo sistema interconectado deberá contar con una Unidad de Transacciones, que tendrá como objeto operar el mercado mayorista de energía eléctrica; y, además, que las normas de operación del sistema de transmisión y administración del mercado mayorista **deberán estar contenidas en el Reglamento de Operación que para esos efectos elabore la Unidad de Transacciones y apruebe la Junta de Directores de la SIGET.**
- ii. Que según lo establecido en el Art. 67-E del Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE), **las unidades generadoras serán despachadas conforme a sus respectivos costos variables de operación.**
- iii. Que según lo establecido en el Art. 67-F del Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE), **el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP), establece los criterios y procedimientos para determinar los costos variables de operación de las unidades termoeléctricas.**
- iv. Que según lo establecido en el numeral 2.1 del Anexo 17 – Costos Variables de Operación y Mantenimiento No Combustibles (CVNC) y Costos de Arranque y Detención del ROBCP, **los Costos de Arranque y Detención (CAyD) son los costos asociados a los procesos de poner en operación hasta la sincronización del generador, toma de carga de una central, así como rampa de descarga, y el desacople de la unidad hasta su detención y alistamiento hasta otro arranque.**

1. Antecedentes

En el Anexo 17 del ROBCP se establecen los procedimientos para la determinación de los costos variables no combustible (CVNC) y los costos de arranque y detención (CAyD) de las unidades generadoras, definiendo los mecanismos de intercambio de información entre la UT y los Participantes de Mercado (PMs), esto aplica para todas las unidades que operan en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME), a excepción de las unidades generadoras renovables no convencionales. Con el desarrollo de las auditorías en mención, se establecen las metodologías, procedimiento y criterios de cálculo bajo los cuales los PMs sustentarán los CVNC y CAyD para su aplicación en la programación del despacho, es decir, para poder entrar en operación comercial al MME.

En cumplimiento con lo establecido en el ROBCP, el PM Generador Energía del Pacífico Ltda. de C.V. (EDP) desarrolló las auditorías establecidas en el Anexo 17 mediante una firma de auditores, la cual entregó a la UT un informe final el 26 de abril de 2022, logrando objetivos de: determinar si los precios de los repuestos, insumos y mano de obra son valores representativos para este tipo de unidades generadoras, determinar si las duraciones de los mantenimientos son las apropiadas según el tipo de intervención y las recomendaciones del fabricante, modificar, o reemplazar los datos que a juicio del auditor no cumplan los requisitos indicados en el procedimiento, verificando que sobre la base de los datos presentados se aplicó en forma correcta el procedimiento contenido en este anexo y se completaron los formatos respectivos, de forma que los valores obtenidos de costo variable no combustible y costo variable de arranque y detención son representativos.

Sin embargo, durante la elaboración del referido informe, el auditor reportó que el generador no contaba con la estructura de costos de combustible aprobada por la SIGET, y no se tenía el valor correspondiente de los costos del combustible diarios del mes de diciembre del año base, que son los puestos en planta de acuerdo con lo establecido en el Anexo 04 del ROBCP validados por la UT y, que deben ser utilizados en el informe del anexo 17, por lo que era necesario proponer una metodología para su determinación.

2. Inconvenientes detectados

En la realización del informe técnico de auditoría de los CVNC y CAyD por parte de la firma auditora contratada por EDP, se identificó que no era posible calcular el término cci, según el numeral 5.3 *Método para calcular los costos de combustible adicional por cada arranque y detención (Cadc)* del Anexo 17:

“cci: es el promedio de los costos del combustible diarios del mes de diciembre del año base. Dichos costos son puestos en planta de acuerdo con la estructura de costos definida por SIGET en el Anexo 4 de este Reglamento, los cuales son validados por la UT los días jueves de la semana anterior y son utilizados en la programación de la operación para la unidad generadora.”

Debido a que EDP, al ser un PM generador nuevo, aún no contaba con una estructura de costos de combustibles aprobada durante el mes de diciembre del año base, ni al momento de la realización de dicha auditoría.

Por lo anterior, al no poder calcular el cci, tampoco se podrían calcular los términos de costo adicional de combustible por arranque (*Cadca*) y el costo adicional de combustible por detención (*Cadcd*), según las fórmulas dadas en los numerales 5.3.1.1 y 5.3.2.1 del anexo 17:

- $Cadc_a = cci * (Ga + Grc)$

- $Cadc_d = cci * (Gd + Grd)$

La situación planteada sobre la falta de una estructura de costos de combustibles para los PM generadores nuevos, que impida determinar el componente cci, no se encuentra contemplada

en la normativa vigente. En este sentido, al no tener lineamientos establecidos sobre el procedimiento a seguir, el auditor contratado por el PM generador propuso una metodología para calcular el cci para su uso en la auditoría del anexo 17 presentándola para validación de la UT junto con toda la documentación de respaldo.

3. Normativa aplicable

Conforme a lo establecido en el *Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP)*, se tiene:

- **Anexo 17- Costos variables de operación y mantenimiento no combustibles (CVNC) y costos de arranque y detención:**

Numeral 1.1: Establecer los procedimientos para la determinación de los costos variables no combustible (CVNC) y los costos de arranque y detención (CAyD) de las unidades generadoras estableciendo los mecanismos de intercambio de información entre la UT y los Participantes de Mercado (PMs) según lo establecido en el presente reglamento.

Numeral 1.4: El procedimiento de CAyD aplica a aquellas unidades que incurren en costos de arranque y detención, a excepción de aquellas unidades o GGPs que entregan su excedente al sistema.

Numeral 2.1 - Definiciones y Terminología:

Costos Adicionales de Combustible por Arranque (Cadc_a): son los costos por el consumo adicional de combustible por cada arranque de la unidad desde el inicio de la secuencia de arranque hasta el momento de la sincronización de la unidad generadora y rampa de toma de carga, hasta alcanzar el mínimo técnico de la unidad generadora. En la rampa de toma de carga se computa la diferencia de consumo entre el combustible real en el proceso de la rampa y el consumo de combustible para generar dicha energía a la eficiencia de potencia efectiva de la unidad.

Costos Adicionales de Combustible por Detención (Cadc_d): son los costos por el consumo adicional de combustible por cada detención de la unidad durante la rampa de descarga desde el mínimo técnico, desincronización y detención hasta que la unidad quede lista para otro arranque. En la rampa de descarga se computa la diferencia de consumo entre el combustible real en el proceso de la rampa y el consumo de combustible para generar dicha energía a la eficiencia de potencia efectiva de la unidad.

Numeral 3.3: El cálculo de los CAyD y su justificación se realizará sobre la base de los costos incurridos en el año base, y los CVM estimados para el ciclo de mantenimiento al momento de realizar el cálculo.

Numeral 3.5: Cada PM Generador deberá entregar en forma independiente para cada unidad generadora un “Informe de cálculo de los CVNC y CAyD” que contenga el cálculo,

la información que lo respalda y las fórmulas de indexación en un todo de acuerdo a lo indicado en este anexo. El mencionado documento constituye el insumo principal de la auditoría contratada por el PM Generador.

Numeral 5.3: Método para calcular los costos de combustible adicional por cada arranque y detención (Cadc).

a. **Numeral 5.3.1:** Costo Adicional de Combustible por Arranque (Cadca).

i. **Numeral 5.3.1.1:** Se calculará en dólares con la siguiente expresión:

$$Cadc_a = cci * (Ga + Grc)$$

Donde:

- *cci*: es el promedio de los costos del combustible diarios del mes de diciembre del año base. Dichos costos son los puestos en planta de acuerdo con la estructura de costos definida por SIGET en el Anexo 4 de este Reglamento, los cuales son validados por la UT los días jueves de la semana anterior y son utilizados en la programación de la operación para la unidad generadora.
- *Ga*: es el consumo de combustible en el proceso de arranque, durante el tiempo *ta* expresado en las unidades de medida comúnmente utilizadas según el tipo de combustible.
- *Grc*: es la diferencia entre el consumo real de combustible utilizado durante el tiempo *trc* y el consumo de combustible para generar la energía de dicha rampa a la eficiencia de potencia efectiva de la unidad expresado en las unidades de medida comúnmente utilizadas según el tipo de combustible.

b. **Numeral 5.3.2:** Costo Adicional de Combustible por Detención (Cadcd).

i. **Numeral 5.3.2.1 del Anexo 17:** Se calculará en dólares con la siguiente expresión:

$$Cadc_d = cci * (Gd + Grd)$$

Donde:

- *cci*: es el promedio de los costos del combustible diarios del mes de diciembre del año base. Dichos costos son puestos en planta de acuerdo con la estructura de costos definida por SIGET en el Anexo 4 de este Reglamento, los cuales son validados por la UT los días jueves de la semana anterior y son utilizados en la programación de la operación para la unidad generadora.
- *Gd*: es el consumo de combustible en el proceso de detención, durante el tiempo *td* expresado en las unidades de medida comúnmente utilizadas según el tipo de combustible.

- *Grd*: es la diferencia entre el consumo real de combustible utilizado durante el tiempo *trd* y el consumo de combustible para generar la energía de dicha rampa a la eficiencia de potencia efectiva de la unidad expresado en las unidades de medida comúnmente utilizadas según el tipo de combustible.

4. Acciones tomadas por la UT.

Ante la falta de regulación en la normativa vigente que establezca el procedimiento a seguir para los nuevos PM Generadores que requieran de las auditorías establecidas en el anexo 17, específicamente para el cálculo de los CAYD, y que no sea posible determinar el componente *cci* por no tener los costos del combustible diarios del mes de diciembre del año base, y tampoco tener una estructura de costos aprobada; la UT aprobó la metodología indicada por el auditor contratado por el generador, ya que esta es representativa de su contrato de suministro con el proveedor de combustible, y con la propuesta de estructura de combustible que en ese momento estaba en trámite ante SIGET, y que finalmente fue aprobada.

El auditor contratado por EDP, en el marco de la auditoría del anexo 17 propuso un procedimiento de cálculo para determinar el *cci* a partir de una formulación matemática para valorar el gas natural licuado comprado por el PM generador, basada en las condiciones de compra contenidas en el contrato de suministro de combustible que utiliza como índice el Brent de Platts y un valor de costo de internación debidamente justificado por el SPA (Supply Purchase Agreement). La UT analizó tanto la metodología propuesta, como los respaldos presentados por el auditor, considerándolos adecuados y aplicables, por lo que, los dio por válidos y se procedieron a utilizar en la determinación de los CAYD respectivos, lo cual formó parte del informe de auditoría del Anexo 17 para la central termoeléctrica EDP, siendo este último también revisado y aprobado por la UT.

5. Recomendaciones a SIGET

Considerando la problemática planteada, se solicita a la SIGET que dentro del Anexo 17 en el apartado 5.3. *Método para calcular los costos de combustible adicional por cada arranque y detención (Cadc)*, se especifique que cuando un PM generador nuevo no cuente con el valor promedio de los costos del combustible diarios del mes de diciembre del año base, y que tampoco cuente con su estructura de costos aprobada por la SIGET al momento de realizar la auditoría del anexo 17, se establezca en la normativa que ante estos casos, la firma de auditores contratada para la elaboración del informe de auditoría del anexo 17, deberá proponer la metodología para realizar los cálculos correspondientes al *cci*, y que éstos deberán ser debidamente justificados con documentos que los respalden para revisión y validación por parte de la UT.

IV. PODER CALORÍFICO SUPERIOR Y SU CONSIDERACIÓN EN LA ESTRUCTURA DE COSTOS DE COMBUSTIBLES PARA LOS GENERADORES QUE UTILIZAN GAS NATURAL COMO COMBUSTIBLE

Criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas definidas en el marco regulatorio aplicable al mercado mayorista de electricidad.

Para la interpretación de la normativa aplicable al caso en mención, se tienen los siguientes considerandos:

- i. Que según lo establecido en el Art. 67-E del Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE), las unidades generadoras serán despachadas conforme a sus respectivos costos variables de operación, **y para el caso de las unidades termoeléctricas, estos costos se determinarán en función de los costos de combustible**, según corresponda, así como de otros costos operacionales que varíen con la cantidad de energía producida.
- ii. Que según lo establecido en el Art. 67-F del Reglamento de la Ley General de Electricidad, **el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP), establece los criterios y procedimientos para determinar los costos variables de operación de las unidades termoeléctricas.**
- iii. Que según lo establecido en el Art. 67-H, **los costos requeridos para determinar los costos de operación serán aportados por los operadores de acuerdo a la modalidad, oportunidad y frecuencia que se establezca en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.**

1. Antecedentes

En concordancia a lo establecido en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), los PMs propietarios de unidades de generación térmica, deben cumplir, entre otros requisitos, con la realización de las auditorías contempladas en el *Anexo 16 – Curvas de consumo específico de calor* y tener aprobada su estructura de costos de combustibles por parte del regulador de acuerdo a lo establecido en el *Anexo 04 – Precios de los combustibles*, para el cálculo de su costo variable y así iniciar operación comercial en el mercado mayorista.

Según el anexo 16 del ROBCP, el procedimiento establecido para la determinación del consumo de calor considera el poder calorífico inferior, tal y como se indica en el numeral 3 – *Terminología, Unidades y normas del apéndice 1*:

Consumo de calor: Es la cantidad total de calor necesaria para alcanzar una potencia determinada, expresada como producto del flujo másico de combustible y del poder calorífico inferior. Se expresa en $\text{kJ} \cdot 10^6 / \text{h}$ o Gcal/h .

Por lo anterior, la curva de consumo específico de calor y la de consumo específico de combustible, se calculan a partir de la relación de la energía de entrada aportada por la masa de combustible, la cual es multiplicada por el poder calorífico inferior (PCI) y la energía eléctrica de salida, sin que la metodología considere alguna distinción en su cálculo para algún combustible en particular, lo cual ha sido cumplido por todos los generadores térmicos.

Como resultado del procedimiento establecido en el anexo 16, se determina el polinomio de consumo específico de calor y de consumo específico de combustible, siendo este último multiplicado por el precio de combustible calculado conforme a lo establecido en el Anexo 04- Precios de los combustibles, obteniéndose el término del costo variable de combustible que forma parte del costo variable de las unidades de generación térmica, el cual permite ubicar a las unidades generadoras en la lista de mérito para su consideración en la programación de la operación en sus diferentes horizontes, su despacho en tiempo real y posterior conciliación de sus transacciones en el mercado regulador del sistema.

De conformidad con el anexo 4 del ROBCP, cada jueves los PMs generadores reportan a la UT el Precio de Combustible Puesto en Planta declarado (PCpep), para ser utilizado como insumo en las programaciones de la operación. En cumplimiento con lo anterior, en la declaración de los PCpep remitida por Energía del Pacífico Ltda. de C.V. (EDP) para la semana 19 de 2022, informaron a la UT la necesidad de realizar un ajuste basado en el poder calorífico del combustible debido a que el proveedor le factura el gas natural licuado (GNL) a poder calorífico superior (PCS), y en consecuencia, según indicó el PM, el contenido de calor de su combustible por diferencia de PCS a PCI es de aproximadamente el 11%, y en esta proporción, el resultado del costo incurrido por el GNL que no se recuperaría al multiplicarlo por la curva de consumo específico de calor (calculada con un PCI), conlleva a que su costo variable, según expresa EDP, solo cubra el 90.1% del costo real de su combustible.

2. Inconvenientes detectados

Tal y como se indicó en los antecedentes, el procedimiento para el cálculo del consumo de calor se aplica de igual forma para todos los generadores térmicos que operan en el mercado mayorista cumpliendo con la reglamentación vigente, sin embargo, en la aplicación de dichas reglas, se ha identificado una situación específica para el caso de la tecnología que utiliza gas natural como combustible, ya que la compra de combustible en el mercado internacional de dicho combustible se realiza en términos del poder calorífico superior, el cual sería utilizado para valorar el combustible en $\$/\text{MMBTU}$, como multiplicador de una curva de consumo específico de combustible calculada con base en el poder calorífico inferior, lo cual vuelve este cálculo inadecuado, por estar la compra y el reconocimiento en el Mercado Mayorista con diferentes referencias.

A nivel conceptual, el poder calorífico se define como la cantidad de calor liberado por la combustión completa a condiciones estándar establecidas de una unidad de volumen del gas a

condiciones de referencia, en el caso de Europa a 273.15K y 1013,25mbar, y para el caso de Estados Unidos a 288.15K y 1013.25mbar.

El poder calorífico (PC) del gas natural, corresponde al principal indicador utilizado para establecer su precio y el cumplimiento de restricciones sobre ciertos parámetros que tienen impacto sobre la seguridad del proceso de transporte y su uso. El PC puede representarse de dos maneras:

- *Poder Calorífico Superior (PCS)*, el cual es el PC calculado considerando que el agua resultante de la combustión se encuentra en estado líquido (condensado); y,
- *Poder Calorífico Inferior (PCI)*, que es el PC resultante al asumir que el agua producto de la combustión está en estado gaseoso.

Debido a que la compra de gas natural es facturada a PCS al PM por parte de su proveedor, al aplicar la reglamentación vigente, los PMs que utilicen gas natural para su generación podrían incurrir en costos que no son reconocidos bajo el esquema actual de costos de producción, aunado a que el procedimiento de cálculo de sus costos variables considera términos que no serían consistentes al realizar la operación matemática requerida, es decir, *curva de consumo específico de combustible a PCI* multiplicada por el *precio de combustible calculado con volúmenes facturados a PCS*.

3. Normativa aplicable

Conforme a lo establecido en el *Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP)*, se tiene:

- **Numeral 1.1 Definiciones del Capítulo 1.**
Costo Variable de Operación (US\$/MWh): Es aquel costo necesario para operar y mantener una unidad generadora y que depende de la cantidad de energía producida.
PM Generador: Participante del Mercado que posee una o más centrales de producción de energía eléctrica que comercializa su producción en forma total o parcial.
- **Numeral 9.8.2 del Capítulo 09 - Programación semanal.** El costo variable de los generadores se compone por el costo variable combustible más el costo variable de operación y mantenimiento.
- **Anexo 04 – Precios de los combustibles.** Establece las normas para determinar los precios y las cantidades de los combustibles, que se utilizan para definir el costo variable de los PMs generadores con recursos de generación térmica, así como la estructura de costos que deben tener dichos combustibles.
- **Anexo 06 – Transacciones del Mercado.** Se establecen los formularios para informar el precio del combustible para la declaración semanal, el cual debe obedecer a la

estructura de costos aprobada por la SIGET, e indicar el respectivo Precio FOB y el valor unitario de los costos de internación.

- **Anexo 16 – Curvas de consumo específico de calor.** Establece los procedimientos para calcular, auditar e informar las curvas de consumo específico de calor y consumo de combustible en el arranque y detención de las unidades térmicas que operen con combustibles no renovables.

Numeral 3. Terminología, Unidades y Normas del Anexo 16. Consumo de calor: Es la cantidad total de calor necesaria para alcanzar una potencia determinada, expresada como producto del flujo másico de combustible y del poder calorífico inferior. Se expresa en $\text{kJ} \cdot 10^6 / \text{h}$ o Gcal/h .

4. Acciones tomadas por la UT.

Ante lo planteado por EDP para la declaración de PC_{pep} de la semana 19 del año 2022, la UT le solicitó los documentos de respaldo del ajuste en términos de PC para su adecuada justificación; indicándole que luego de que el ajuste presentado estuviera completamente justificado, sería necesario solicitar una modificación a la estructura de costos de combustible vigente, de tal forma que el término del ajuste presentado quede considerado de forma explícita.

Al analizar los documentos de respaldo presentados por EDP, la UT constató que lo indicado en las facturas de compra de gas natural licuado no se podían utilizar directamente en la estructura de costos de combustibles aprobada, por lo que se debía realizar un ajuste en función del poder calorífico para que se reflejaran los costos reales en que incurría el generador por la compra de su combustible.

Habiendo identificado esta situación, la UT procedió a reportarla a la SIGET remitiendo toda la información de respaldo proporcionada por el PM generador, por medio de la carta Ref. 0871/2022 y, en la correspondencia mencionada, solicitó una modificación de oficio a la estructura vigente de EDP, proponiendo reflejar el ajuste por PC de forma clara en la formulación matemática, ya que dichos costos cumplían con estar debidamente respaldados desde el punto de vista técnico y podían ser verificados a partir de los documentos contractuales del proveedor de GNL, por lo que podían ser incluidos en el precio de combustible, tal como lo establece el numeral 4.2 del Anexo 4:

(...) el precio del combustible puesto en el sitio de almacenamiento de la central incluirá los siguientes costos aprobados por la SIGET (...)

m) Cualquier otro costo que sea demostrable no detallado anteriormente.

En este sentido, la SIGET, en respuesta a la correspondencia remitida y previo análisis del caso particular, mediante la carta SIGET-GE-2022-07-163 con fecha 27 de julio de 2022, incorporó un ajuste a la cantidad de combustible comprado por EDP con el fin de reconocer adecuadamente los costos incurridos en la compra del mismo, proponiendo una fórmula precisa para realizar el ajuste solicitado en la estructura de costos de combustibles.

5. Solicitud a la SIGET

A partir de los inconvenientes expuestos en este apartado, relacionados con el poder calorífico superior que es utilizado para la facturación del gas natural licuado, y el poder calorífico inferior que según la normativa vigente es considerado en el consumo de calor para su utilización en el cálculo del consumo específico de calor y de consumo específico de combustible, se solicita a la SIGET, aprobar oportunamente la modificación a la estructura de costos correspondiente a EDP aun cuando no se encuentre vencida la estructura actual con el fin de que los costos de combustible en que incurre el PM generador sean debidamente considerados y que el efecto del ajuste por volumen planteado e este informe, sea tomado de forma explícita, evitando interpretaciones erróneas. Solicitamos además que, en el ajuste a implementar por la SIGET, se establezca de forma clara su forma de cálculo y los valores a utilizar de los reportes de laboratorio de descarga con el fin de asegurar, cada semana en los procesos de validación de costos de combustible, la correcta trazabilidad de los valores a utilizar en la documentación remitida por EDP.

V. PARTICIPACIÓN OBLIGATORIA DE LAS UNIDADES GENERADORAS EN EL MECANISMO DE ADMINISTRACIÓN DE VERTIMIENTO DE GENERACIÓN BASE

Criterios empleados para la interpretación y aplicación del marco normativo relacionado al mecanismo de administración de vertimiento de generación base.

Para la interpretación de la normativa aplicable al caso en mención, se tienen los siguientes considerandos:

- i. Según lo establece el Art. 33 de la Ley General de Electricidad (LGE), todo sistema interconectado deberá contar con una Unidad de Transacciones, que tendrá como objeto operar el mercado mayorista de energía eléctrica; y, además, las normas de operación del sistema de transmisión y administración del mercado mayorista **deberán estar contenidas en el Reglamento de Operación que para esos efectos elabore la Unidad de Transacciones y apruebe la Junta de Directores de la SIGET.**
- ii. Que **por medio del acuerdo 443-E-2021, la Junta de Directores de la SIGET aprobó las modificaciones permanentes y transitorias al Reglamento de Operación** del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) en relación a la administración del vertimiento de generación base.
- iii. Que entre las modificaciones permanentes aprobadas en el acuerdo SIGET 443-E-2021, se adiciona el **Anexo 21 – Administración de Vertimiento de Generación Base** al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP).

1. Antecedentes

Por medio del Acuerdo SIGET N° 443-E-2021, con fecha 22 de diciembre de 2021, la Junta de Directores de la SIGET aprobó las modificaciones al ROBCP, de carácter permanente y transitorias, relacionadas con la administración del vertimiento de generación base, las cuales entraron en vigencia el 7 de febrero de 2022. Las modificaciones aprobadas brindan herramientas a la UT para gestionar técnica y económicamente los eventos de este tipo de vertimiento que se presenten en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME), ya que contienen un tratamiento normativo específico para aplicar en los procesos de planificación de la operación, operación en tiempo real y conciliación de transacciones.

La metodología para su administración considera la determinación de una lista de prioridad de vertimiento que establecerá el orden a seguir para reducir la generación de las unidades de generación base y procedimientos para determinar la energía vertida por las unidades generadoras de tecnologías: ERV, geotérmica e ingenios azucareros. Lo anterior, se encuentra establecido a detalle en el *Anexo 21 – Administración de vertimiento de generación base* del ROBCP.

Asimismo, dicho anexo, contempla la determinación de la participación obligatoria de las unidades generadoras base en el mecanismo; sin embargo, dentro de la metodología para la determinación de las transacciones económicas, no se definen las fórmulas matemáticas para los cálculos de dicha participación por parte de los PMs involucrados.

2. Normativa aplicable

Conforme a lo establecido en el *Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP)*, se tiene:

- **Anexo 21 – Administración de vertimiento de generación base**

Normas generales

Numeral 3.1: Todos los generadores base tienen la obligación de participar en el vertimiento de generación base según las normas particulares detalladas en este anexo para cada tecnología. Si a causa de su ubicación en la lista de prioridad, el vertimiento de su propia generación no es ejecutado en tiempo real, se convertirán en compradores de energía vertida de aquellos generadores que físicamente la aportan.

Numeral 3.2: Para determinar la participación de los generadores en los eventos de vertimiento de generación base, se considerará que los mantenimientos programados por la UT, en los períodos en que se produzcan tales eventos, reducirán la potencia disponible de la planta y en dicha proporción se reducirá su participación obligatoria en el vertimiento de generación base. Lo anterior, también será aplicado para el tratamiento de la disponibilidad de generación base ante fallas de dichos generadores.

Transacciones Económicas

Numeral 9.1.1: Se calculará el escenario de participación obligatoria en el vertimiento de generación base para todos los PM que realicen inyecciones de potencia al SEP a excepción de las unidades despachadas como generación obligada.

Numeral 9.1.2: La generación en calidad de prueba y generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas, participarán obligatoriamente como compradoras de vertimiento de generación base de conformidad con lo siguiente:

- a) Si la suma de la cantidad de energía inyectada por todas las unidades generadoras en prueba y toda la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas es menor que el vertimiento en el sistema, los titulares de esas unidades adquirirán una cantidad de vertimiento igual a su energía inyectada. La asignación obligatoria de la cantidad de vertimiento restante entre los demás PM que participan en este mecanismo, se efectuará de acuerdo con el numeral 9.1.3.
- b) Si la suma de la cantidad de energía inyectada por todas las unidades generadoras en prueba y toda la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas

es mayor o igual que el vertimiento en el sistema, los titulares de esas unidades adquirirán una cantidad de vertimiento total en proporción a su energía inyectada. En ese caso, no se requerirá la asignación obligatoria de vertimiento entre los demás PM que participan en este mecanismo.

Numeral 9.1.3: La participación obligatoria en el vertimiento de generación base de los demás PM que realicen inyecciones al SEP (a excepción de la generación obligada), se determinará repartiendo la cantidad de vertimiento sobrante después de la asignación obligatoria a la generación en calidad de prueba y a la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas, de la siguiente manera:

- a) Para los generadores base: en proporción a su potencia disponible horaria.
- b) Para los intercambios regionales o inyecciones desde las redes de distribución: en proporción a su inyección de potencia.

3. Inconvenientes detectados

En cuanto a la implementación del mecanismo de administración de vertimiento de recursos de generación base contenido en el anexo 21 y lo relacionado con la participación obligatoria de las unidades generadoras, si bien la normativa establece que todos los generadores base tienen la obligación de participar e indica la forma de calcularla, lo anterior no se encuentra establecido de manera explícita a través de formulaciones matemáticas.

Específicamente, en los numerales 3.1, 3.2, 9.1.1 y 9.1.2 del anexo 21, se hace mención a que la participación obligatoria de los generadores en los eventos de vertimiento de generación base, será calculada considerando los mantenimientos programados por la UT, la disponibilidad de generación base ante fallas de dichos generadores, la generación en prueba, las inyecciones de potencia al SEP (a excepción de las unidades despachadas como generación obligada), sin embargo, al no tener una expresión matemática incluida en dicho anexo queda a criterio interpretativo el cálculo de dicha participación.

4. Acciones tomadas por la UT.

Como parte del proceso para la determinación de las transacciones económicas detalladas en el anexo 21, que permiten conciliar los cargos y abonos que cada PM tiene mensualmente y que se detalla en el Documento de Transacciones Económicas (DTE), **en relación a la participación obligatoria** de las unidades generadoras base y aplicando una interpretación de la normativa establecida en dicho anexo, se trasladaron los lineamientos a formulaciones matemáticas para brindar un mayor detalle respecto de los cálculos realizados por la UT para determinar la energía y los montos asociados al vertimiento de generación base, siendo éstas las siguientes:

$$1. \text{ Factor vertimiento} = \frac{\sum_{g=1}^{g=n} \text{Energía vertida}}{\text{Pot}_{disp} \text{Total}_i}$$

Donde:

Factor vertimiento_{g,i}: es el factor de participación de cada unidad generadora “g” en la energía vertida con respecto a la potencia total disponible por parte de los PM en el intervalo de mercado “i”.

$\sum_{g=1}^{g=n}$ *Energía vertida*: es la sumatoria de la energía reducida a las unidades de generación base en el mercado mayorista.

Pot_{disp}Total_i: es la potencia total disponible para inyectar al sistema por parte de los PM en cada intervalo de mercado “i”.

$$2. \text{ Participación Obligatoria}_{g,i} = \text{Factor vertimiento}_{g,i} \times \text{Pot}_{disp} \text{ por equipo que inyecta}$$

Donde:

Participación Obligatoria_{g,i}: es la participación que le corresponde aportar a cada unidad generadora “g” en el mecanismo de vertimiento de generación base en el intervalo de mercado “i”.

Factor vertimiento_{g,i}: es el factor de participación de cada unidad generadora “g” en la energía vertida con respecto a la potencia total disponible por parte de los PM en el intervalo de mercado “i”.

Pot_{disp,g,i} por equipo que inyecta: es la potencia que cada unidad generadora “g” tiene disponible para inyectar al sistema, en el intervalo de mercado “i”.

$$3. \text{ Participación Mecanismo}_{g,i} = \text{Energía vertida}_{g,i} - \text{Participación obligatoria}_{g,i}$$

Donde:

Participación Mecanismo_{g,i}: es la reducción real de energía para cada unidad generadora “g” por su participación en el mecanismo de vertimiento de generación base.

Energía vertida_{g,i}: es la energía reducida a cada unidad de generación base en el mercado mayorista en el intervalo de mercado “i”.

Participación Obligatoria_{g,i}: es la participación que le corresponde aportar a cada unidad generadora “g” en el mecanismo de vertimiento de generación base en el intervalo de mercado “i”.

Las fórmulas listadas, son las utilizadas para los cálculos de las transacciones económicas ante los eventos de vertimiento de generación base, por lo que se aplican en el marco del numeral 9.1.1 del Anexo 21.

De igual forma, este procedimiento específico para el cálculo de la participación obligatoria y del mecanismo de todos los generadores base se relaciona con el numeral 3.1 de la sección “Normas Generales” del Anexo 21.

5. Recomendaciones a SIGET

Con base en lo expuesto, se considera necesario complementar el cuerpo normativo en su numeral 9.1.1 del anexo 21, incorporando las fórmulas matemáticas para calcular:

- El factor de vertimiento en cada intervalo de mercado en que se den eventos asociados,
- La participación obligatoria por cada unidad generadora y,
- La participación en el mecanismo para obtener la cantidad de vertimiento por PM, lo que define a los compradores y vendedores de vertimiento.

Con estas fórmulas, se brindará un mayor detalle relacionado con los cálculos realizados por la UT para determinar la energía y los montos asociados al vertimiento de generación base.

VI. PLAZO DEL CONTRATO DE PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE LA UT, RELACIONADO CON LAS GARANTÍAS DE PAGO PRESENTADAS POR LOS PARTICIPANTES DE MERCADO

Criterios empleados para la interpretación y aplicación del marco normativo relacionado con las garantías de pago presentadas por los participantes del mercado.

Para la interpretación de la normativa aplicable al caso en mención, se tienen los siguientes considerandos:

- i. Que según lo establece el Art. 2 de la Ley General de Electricidad (LGE), entre los objetivos de dicha norma está la protección de los derechos de los usuarios y de todas las entidades que desarrollan las actividades en el sector.
- ii. Que el Art. 33 de la Ley General de Electricidad (LGE), establece que todo sistema interconectado deberá contar con una Unidad de Transacciones (UT), que tendrá como objeto operar el mercado mayorista de energía eléctrica y que las normas de operación para dicha administración deberán estar contenidas en el reglamento de operación, que para esos efectos elabore la Unidad de Transacciones y apruebe la Junta de Directores de la SIGET.
- iii. Que según el numeral 18.10.2 del Capítulo 18 – Transacciones económicas, del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), se establece que un participante de mercado (PM) esté habilitado de operar en el mercado, debe integrar a favor de la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. (UT) las garantías que cubrirán sus incumplimientos de pago en las obligaciones por transacciones en el mercado.

1. Antecedentes

Según lo establecido en el *numeral 2.2.1, del Capítulo 2 – Condiciones Generales*, en concordancia con el *Anexo 01 – Inscripción*, del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), para que una persona, natural o jurídica pueda adquirir la categoría de Participante de Mercado (PM) en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME), debe presentar la solicitud correspondiente a la Unidad de Transacciones (UT), la cual será revisada y evaluada de conformidad a lo dispuesto en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el ROBCP, debiendo incluir la información detallada en el numeral 2.3 del mismo Anexo, dentro de la cual, se encuentra la declaración de la disponibilidad del solicitante de proporcionar a la UT las garantías de pago requeridas en este Reglamento.

Una vez aceptada y aprobada la solicitud, el *numeral 2.5 del Anexo 01- Inscripción*, del ROBCP, establece que el solicitante deberá firmar un **contrato de prestación de servicios** con la UT, según el formato proporcionado en el *Apéndice A* de dicho anexo; y, posteriormente, **presentar la garantía respectiva que respaldará sus transacciones en el MME**, según lo establece el numeral 5.1 del Anexo 01:

“Para garantizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los PMs por transacciones en el Mercado, sanciones y penalizaciones, cargos de la UT, honorarios por servicios y cualquier otra que sea requerida en el Reglamento de Operación o en el Contrato de Servicios que al efecto suscriban; éstos rendirán por su cuenta y a favor de la UT, S.A. de C.V. la o las garantías que esta le determine, pudiendo ser las siguientes:

- a) Apertura de Crédito Restringido (...)*
- b) Fianza Mercantil (...)*
- c) Depósito en efectivo (...)*
- d) Para casos excepcionales, debidamente justificados, otro tipo de garantía aprobada por la Junta Directiva de la UT”*

Además, el ROBCP, en los numerales 18.10.2. del Capítulo 18 – Transacciones económicas, y 5.1 del Anexo 14 - Administración de los procesos de facturación y liquidación, establece que **para que un PM pueda estar habilitado a operar en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME) debe integrar a favor de la UT las garantías** que cubrirán sus incumplimientos de pago en las obligaciones por transacciones en el mercado y que se permita que ésta pueda hacerse efectiva en un día; es decir que, si el PM no presenta su garantía no podrá realizar transacciones en el mercado mayorista. Adicional a lo anterior, en el referido numeral del anexo 14 se detalla la forma en que se calculará el monto de las garantías.

En concordancia con lo anterior, el contrato de prestación de servicios que los PM deben firmar con la UT estipula en sus cláusulas V) y VII) lo siguiente:

*“V) PLAZO: El plazo del presente contrato es por períodos de un año **contado a partir de la fecha de vigencia de la garantía de pago a que se refiere la cláusula SÉPTIMA de este contrato**, prorrogables automáticamente. (...) VII) GARANTIAS DE (“EL GENERADOR”---“EL COMERCIALIZADOR”---“EL DISTRIBUIDOR”---“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”) **rendirá por su cuenta y a favor de “LA UT”, las garantías de pago establecidas para cubrir las responsabilidades por transacciones en el Mercado, sanciones , cargos de “LA UT”, honorarios por servicios y cualquier otra que sea requerida en el Reglamento de Operación.**”*

2. Inconvenientes detectados

En el ROBCP se determina claramente que la constitución y presentación de la garantía de pago que respaldará las obligaciones contraídas por los PM en el MME es un elemento condicionante para que éstos puedan empezar a realizar transacciones económicas; sin embargo, algunos PM en cumplimiento con la reglamentación y con la cláusula V) del contrato de prestación de servicios suscrito con la UT, como parte de su proceso de inscripción en el MME, presentan las garantías sin tener completado todo el proceso de habilitación técnica y comercial que se lleva a cabo posteriormente a la firma del referido contrato.

Este proceso de habilitación comercial para nuevos PMs no está específicamente detallado en el ROBCP pero implica el cumplimiento de una serie de requisitos técnicos establecidos en el reglamento de operación; por ejemplo, en el caso de los PM generadores, el proceso implica brindar la información necesaria sobre sus instalaciones y equipos, la realización de pruebas,

auditorías, entre otros; para lo cual, no se tienen establecidos plazos exactos en los que estos PM coordinarán sus actividades con las distintas áreas de la UT y completen los requerimientos necesarios para la respectiva habilitación; lo que, en concordancia con la cláusula del plazo del contrato, implica que la garantía se presente inmediatamente después de suscrito este contrato, lo que puede hacerse con mucho tiempo de antelación a la entrada en operación del PM, conllevando a que los PM tengan costos económicos por adelantado innecesariamente.

3. Normativa aplicable

Conforme a lo establecido en el *Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP)*, se tiene:

- **Numeral 2.2.1.1. del Capítulo 2. – Condiciones Generales:** Una persona natural o jurídica que esté interesada en convertirse en Participante del Mercado (PM) debe presentar una solicitud ante la UT.
- **Numeral 18.10.2. del Capítulo 18 – Transacciones económicas:** Para estar habilitado de operar en el mercado, un PM debe integrar a favor de la UT, las garantías que cubrirán sus incumplimientos de pago en las obligaciones por transacciones en el mercado. Estas garantías se establecen en el Anexo Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación, y en el Anexo Inscripción.
- **Anexo 01 – Inscripción:** Describe los pasos a seguir para la inscripción de los Participantes en el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador.
- **Apéndice A del Anexo 01 - Contrato de servicios de la UT:** Formato aprobado del contrato de prestación de servicios entre la UT y los Participantes del mercado.
- **Numeral 5.1 del Anexo 14 – Administración de los procesos de facturación y liquidación:** Para su habilitación a operar en el Mercado, un PM deberá integrar una garantía de pago a favor de la UT, que le permita a ésta poder hacerla efectiva en un día. El monto de la garantía se calculará según el detalle siguiente: (...)

4. Acciones tomadas por la UT.

Posterior a la suscripción del contrato de prestación de servicios, los nuevos PM se deben poner en contacto con las diferentes gerencias de la UT, quienes les proporcionan una guía que contiene los procesos de coordinación que éste debe seguir con la UT, con el fin de facilitar su proceso de habilitación técnica y comercial.

Con dichos procesos se valida que el PM cumpla con todos los requerimientos, tanto técnicos como comerciales, para poder iniciar operaciones en el MME, realizando un intercambio de información entre las partes, y siguiendo un orden específico que permita agilizar estos trámites para los PM. En este sentido, la **Gerencia administrativa financiera** solicita al nuevo PM el

estimado de energía a inyectar o retirar en el MME para poder hacer el cálculo de la garantía a depositar, debiendo éste presentarla cuando ya se hayan finalizado los pasos de habilitación técnica con las demás gerencias y cuente con la aprobación para iniciar operaciones en el MME.

5. Recomendaciones a SIGET

Con base en el caso planteado, se considera oportuno realizar modificaciones al Apéndice A del Anexo 01 del ROBCP - Contrato de servicios de la UT, específicamente en la cláusula V) del formato establecido, en el sentido de no condicionar la entrada en vigencia de éste con la presentación o la vigencia de la garantía, porque ésta puede presentarse con un plazo demasiado anticipado al necesario respecto de la entrada en operaciones del PM.

B) CONFLICTOS CON PM EN CUANTO A LA INTERPRETACIÓN Y/O APLICACIÓN DE LAS REGLAS VIGENTES.

Durante el primer semestre de 2022, la Unidad de Transacciones no registró ningún conflicto entre Participantes del Mercado en cuanto a interpretación o aplicación de las reglas vigentes, referentes al Mercado Mayorista de Electricidad.