

RESUMEN EIR-GE02-2024-01-001

RESUMEN DE EVALUACIÓN DE IMPACTO REGULATORIO DE PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL ANEXO 21 DEL ROBCP REMITIDA POR LA UT RELACIONADA CON LA ADMINISTRACIÓN DEL VERTIMIENTO DE GENERACIÓN BASE

Enero de 2024

PÁGINA EN
BLANCO

ÍNDICE

1. ANTECEDENTES.....	5
2. PROPUESTA DE LA UT DE MODIFICACIÓN AL ROBCP	7
3. RESUMEN DE EVALUACIÓN DE IMPACTO REGULATORIO Y ANÁLISIS TÉCNICO.....	8
3.1. DEFINICIÓN DE LA PROBLEMÁTICA.....	8
3.2. EXPLICACIÓN DE OBJETIVOS QUE SE PERSIGUEN.....	10
3.2.1. <i>Objetivos generales que se buscan con las modificaciones.....</i>	<i>10</i>
3.2.2. <i>Modificaciones al ROBCP propuestas por la UT que requieren mayor análisis ..</i>	<i>12</i>
3.2.3. <i>Sobre la señal de potencia disponible por parte de las plantas generadores de energía renovable variable (ERV).....</i>	<i>15</i>
3.2.4. <i>Sobre la energía inyectada desde las redes de distribución</i>	<i>15</i>
3.3. IDENTIFICACIÓN DE POSIBLES ALTERNATIVAS A SEGUIR.....	16
3.4. EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS IDENTIFICADAS	16
3.4.1. <i>Alternativa 1: No hacer nada o mantener el status quo: No aprobar la propuesta de la UT de modificación al ROBCP con los ajustes identificados por la Gerencia de Electricidad, conservando el estado actual de la regulación.....</i>	<i>16</i>
3.4.2. <i>Alternativa 2. Alternativa no regulatoria: Impulsar la autorregulación en la industria, en conjunto con la emisión de directrices de buenas prácticas para abordar y mitigar eficazmente la problemática.....</i>	<i>17</i>
3.4.3. <i>Alternativa 3. Alternativa regulatoria: Aprobar la propuesta de modificación al ROBCP presentada por la UT, incorporando las adecuaciones sugeridas por la Gerencia de Electricidad de la SIGET.....</i>	<i>17</i>
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	19
5. ANTEPROYECTO DE MODIFICACIONES.....	20
ANEXO I.....	21
ANEXO II.....	27

PÁGINA EN
BLANCO

1. ANTECEDENTES

El 22 de diciembre de 2021, se aprobaron, mediante el Acuerdo N°443-E-2021, modificaciones al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) relacionadas con la administración del vertimiento de generación base. Dichas modificaciones consistieron principalmente en la incorporación al ROBCP del Anexo 21 "Administración de vertimiento de generación base", el cual contiene las herramientas necesarias para operar y administrar, tanto técnica como económicamente, los eventos de vertimiento de generación base que se den en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME).

De conformidad con el ROBCP, la "generación base" está conformada por las plantas de generación renovable que tienen costos variables igual a cero y que son de los siguientes tipos: Energía Renovable Variable (en adelante, ERV) – mareomotriz, fotovoltaica o eólica –, geotérmica y de biomasa (ingenios azucareros). Esta generación se caracteriza porque, al valer cero, inyecta en condiciones normales de operación la totalidad de su energía disponible al sistema.

Por lo anterior, el vertimiento de generación base se produce cuando en un intervalo de mercado (equivalente a una hora) la demanda en el sistema es tan baja (por ejemplo, debido a tratarse de un día feriado) que no alcanza a consumir toda la energía de la generación base disponible y, por tanto, estas plantas se ven obligadas a disminuir su generación para que se pueda mantener en el sistema, el balance entre oferta y demanda de potencia; lo que ocasiona que estos generadores tienen que desaprovechar – es decir, verter – parte de los insumos energéticos primarios que estén disponibles en ese momento, tales como: irradiación solar, viento, vapor de los yacimientos geotérmicos o de la combustión del bagazo de caña.

El Anexo 21 ha sido una adición fundamental al ROBCP, al abordar un vacío regulatorio existente a raíz de un fenómeno relativamente reciente en el mercado eléctrico. Los primeros episodios de vertimiento se registraron durante el año 2020 debido a la progresiva integración de generación de ERV al Mercado Mayorista durante los últimos años.

En este sentido, el Anexo 21 contiene un procedimiento para la administración del vertimiento de generación base que contempla, entre otros aspectos normativos, los siguientes:

- Requerimientos de información a los Participantes de Mercado (en adelante, PM) de generación base, con la cual se puede calcular la cantidad de energía vertida en cada intervalo de mercado.
- Criterios que la Unidad de Transacciones (en adelante, UT) debe aplicar para que, ante una situación de vertimiento, defina el orden en el que las plantas generadoras base deben reducir sus inyecciones al sistema, así como las cantidades en que deben hacerlo.
- Un mecanismo económico para valorar y liquidar las transacciones resultantes de la administración de vertimiento de generación base, por ejemplo: definir las compensaciones económicas que algunos generadores base que no recortaron sus inyecciones, deben pagar a otros generadores

base que las redujeron en mayor medida que lo que correspondía para cumplir con sus propias obligaciones, etc.

- Participación de las distribuidoras en el mecanismo económico anterior, en lo que respecta únicamente a las inyecciones que realizan al sistema de transmisión desde sus redes de distribución; de lo que se deriva que las distribuidoras tienen la responsabilidad de llevar a cabo las gestiones necesarias con los generadores renovables variables conectados en sus redes, para que disminuyan sus inyecciones durante eventos de vertimiento de generación base, de forma tal de evitar inyecciones desde las redes de distribución hacia el sistema de transmisión.

Por tanto, el Anexo 21 del ROBCP ha resultado esencial para adaptar la regulación a la evolución del mercado de electricidad y garantizar una gestión adecuada de los recursos energéticos, promoviendo al mismo tiempo la sostenibilidad y la eficiencia en un entorno caracterizado por la creciente participación de fuentes de energía renovable.

La vigencia del Anexo 21 inició el 7 de febrero de 2022; por lo que, tras algunos meses de aplicación, la UT detectó algunas mejoras que podrían ser realizadas, las cuales fueron mencionadas en el informe de regulación del primer semestre del año 2022 para conocimiento de los PMs y de la SIGET.

En concordancia con lo anterior, la UT decidió trasladar la discusión de esa posibilidad de mejoras al Comité de Directores que ya había sido conformado con anterioridad – en sesión de Junta Directiva N° 579 celebrada el 15 de junio de 2021 – para analizar temas relacionados con el vertimiento de generación base. Como resultado del trabajo del comité, se elaboró una propuesta de modificaciones al Anexo 21 del ROBCP que fue del conocimiento de la Junta Directiva de la UT en la sesión 630 del día 12 de septiembre de 2023, la cual acordó lo siguiente, según se plasma en la carta que la UT envió a la SIGET, el día 14 de septiembre de 2023:

""

1. Remitir a la Junta de Directores de la SIGET, las mencionadas propuestas de modificación al ROBCP con el informe del Comité y las justificaciones técnicas pertinentes; y
2. Solicitar el inicio del procedimiento para el ejercicio de la potestad normativa del ente regulador, según lo establecido en el artículo 159 y siguientes de la Ley de Procedimientos Administrativos, para aprobar reformas para la gestión y administración del vertimiento de generación base"".

Posteriormente, el 20 de septiembre de 2023, se aprobó el Acuerdo No. 324-E-2023, el cual en el numeral 1 de su parte resolutive estableció lo siguiente:

""Comisionar a la Gerencia de Electricidad de la SIGET para que, con el apoyo de la Gerencia Legal de esta Institución, analice la pertinencia y necesidad de incluir las propuestas de modificación al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción planteada, en la agenda regulatoria de la SIGET y, en su caso, realice el anteproyecto de la modificación y su correspondiente "Resumen de Evaluación de Impacto Regulatorio" respecto a la problemática planteada por la Unidad de Transacciones, S. A. de C. V., para lo cual, la Solicitud de la referida sociedad podrá ser considerada como parte de los insumos

para tomar la decisión que corresponda; a fin de darle cumplimiento a lo regulado en el artículo 161 de la Ley de Procedimientos Administrativos y los Lineamientos para la elaboración de evaluaciones de impacto regulatorio ex ante emitidos por el Organismo de Mejora Regulatoria””””.

Por medio del Acuerdo No. 469-E-2023 de fecha 20 de diciembre de 2023 se estableció:

”””Comisionar a la Gerencia de Electricidad de la SIGET para que, con el apoyo de la Gerencia Legal de esta Institución, realice resumen de la EIR y el correspondiente anteproyecto de reforma al Anexo 21 – Administración de vertimiento de generación base, del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP), para lo cual, la información proporcionada por la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. podrá ser considerada como parte de los insumos. Lo anterior a fin de darle cumplimiento a lo regulado en el artículo 161 de la LPA y los Lineamientos para la elaboración de evaluaciones de impacto regulatorio ex ante emitidos por el Organismo de Mejora Regulatoria””””.

En consecuencia, la propuesta de modificación al Anexo 21 del ROBCP remitida por la UT, contempla únicamente un proceso de actualización normativa, a efectos de garantizar un funcionamiento aún más eficiente del marco de actuación vigente sin afectar derechos o prestaciones existentes para los regulados. Proceso respaldado por las evidencias recabadas a lo largo de su implementación. Considerando los antecedentes antes mencionados y a efectos de dar cumplimiento al Acuerdo No. 469-E-2023, el presente informe contiene el Resumen de Evaluación de Impacto Regulatorio (EIR) que dicho Acuerdo requirió y, como resultado del mismo, se propone el correspondiente anteproyecto de modificación al Anexo 21 del ROBCP contenido en el Anexo I del presente Informe.

2. PROPUESTA DE LA UT DE MODIFICACIÓN AL ROBCP

El 14 de septiembre de 2023, la UT remitió a la SIGET una propuesta de modificación al ROBCP, con el objeto de incorporar el conjunto de mejoras que identificó al Anexo 21, tras un período de aplicación desde febrero de 2022.

Después de una revisión de la propuesta, se encuentra, de manera general, que esta contempla aspectos normativos como los siguientes:

- Incorpora fórmulas matemáticas asociadas al cálculo de la participación obligatoria de las unidades generadoras.
- Precisa de mejor manera algunas variables que intervienen en los cálculos de determinación de la energía vertida.
- Simplifica algunos requisitos de información que deben ser cumplidos por los generadores base.
- Flexibiliza la tolerancia aplicable a ciertas mediciones que son necesarias para determinar la energía vertida.
- Modifica el tratamiento que debe darse a las inyecciones de energía de redes de distribución.

En el Anexo II de este informe se detalla el análisis técnico y legal del Comité de Directores de la UT, que fue remitido por dicha institución a la SIGET, sobre la propuesta de modificaciones al ROBCP relacionadas con la gestión y administración del vertimiento de generación base.

3. RESUMEN DE EVALUACIÓN DE IMPACTO REGULATORIO Y ANÁLISIS TÉCNICO

En cumplimiento de lo dispuesto en el Acuerdo No. 324-E-2023, y a las leyes que rigen el ejercicio de la potestad normativa: Ley de Procedimientos Administrativos (en adelante, *LPA*), artículo 161; Ley de Mejora Regulatoria (en adelante, *LMR*), artículo 17 y los Lineamientos para la Elaboración de Evaluaciones de Impacto Regulatorio Ex Ante (en adelante los *Lineamientos*), numeral 10.3, emitidos por el Organismo de Mejora Regulatoria (OMR) se desarrollan, a continuación, los elementos principales que conforman el Resumen de la Evaluación de Impacto Regulatorio (EIR), y se presenta el anteproyecto de modificación al ROBCP resultante del análisis realizado en el Anexo I.

3.1. DEFINICIÓN DE LA PROBLEMÁTICA

El artículo 1 de la Ley General de Electricidad reconoce como servicios públicos las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Lo cual, traduce su conservación y provisión en responsabilidad del Estado para garantizar el acceso universal a estos servicios sin discriminación, a través de un acceso equitativo y sin barreras. De igual forma, dispone la necesidad de su regulación y supervisión por tratarse de actividades de interés general, para su adecuada prestación y cumplimiento de estándares de calidad, seguridad y eficiencia.

La SIGET, como entidad responsable del sector eléctrico, debe garantizar el funcionamiento óptimo del sistema; así como el uso racional y eficiente de los recursos e infraestructura energética, de acuerdo con lo establecido en el artículo 2, literal c) de la mencionada Ley. Por tanto, en uso de sus facultades y con el objetivo de brindar cumplimiento al marco normativo vigente aprobó, el pasado 22 de diciembre de 2021, las modificaciones al ROBCP relacionadas con la administración del vertimiento de generación base, y que entraron en vigencia el 7 de febrero de 2022, por lo que a la fecha cuentan con poco más de año y medio de aplicación.

Al revisar el informe del Comité de Directores de la UT "*Propuestas de modificación al ROBCP relacionadas con la gestión y administración del vertimiento de generación base*", se advierte como resultado de la evaluación que la UT realizó de la aplicación del Anexo 21 "ADMINISTRACIÓN DE VERTIMIENTO DE GENERACIÓN BASE" del ROBCP, la necesidad de afinar ciertos detalles técnicos para clarificar y mejorar su aplicación. Siendo importante destacar que dicho Informe no menciona deficiencias en la lógica o estructura de ese mecanismo de administración del vertimiento.

Cabe señalar, en consistencia con lo anterior que, tras la revisión del informe del Comité de Directores de la UT, se coincide con dicha entidad en cuanto a la problemática que se pretende resolver con la propuesta de modificaciones al Anexo 21 del ROBCP. En consecuencia, con el fin de facilitar una comprensión más

detallada de la problemática a resolver, a continuación, se analiza y se describe de forma resumida las modificaciones propuestas por la UT:

- **Sobre la participación obligatoria de las unidades generadoras:**
 - Las reglas para definir esa participación actualmente no se encuentran establecidas expresamente mediante formulaciones matemáticas, por lo que podrían ser sujeto a interpretaciones erróneas.
- **Sobre la señal de potencia disponible por parte de las plantas generadoras de Energía Renovable Variable:**
 - El ROBCP no especifica si la señal de potencia disponible de la planta en tiempo real a enviar al SCADA de la UT, debe ser la de la potencia neta o bruta de la planta.
 - Es difícil cumplir el requisito establecido para los generadores base de ERV de que, en caso que falte la señal de potencia disponible, el cálculo de la potencia a enviar a la UT debe contar con el aval de un laboratorio especializado.
 - El plazo para la remisión del cálculo de la potencia disponible ante caso de pérdida de señal o incumplimiento de la desviación máxima, es muy corto en la práctica y no se logra cumplir.
 - Es muy exigente la desviación máxima (igual al mayor valor entre el 1% de la potencia nominal o 0.5 MW) que debe haber entre las siguientes variables:
 - El cálculo de potencia disponible, y
 - La generación real de la planta.
- **Sobre el vertimiento de generación base por energía inyectada desde las redes de distribución:**
 - Existe un riesgo operativo cuando en un evento de vertimiento la demanda sea muy baja y aun cuando se utilice toda la disponibilidad de flexibilización de la lista de mérito de vertimiento, esta no sea suficiente para alcanzar el equilibrio entre la demanda y la inyección. En esa situación se tendrían que adoptar medidas operativas drásticas para preservar ese equilibrio, tales como:
 - Sacar de línea a unidades generadoras que se consideran "oferta inflexible", ya que presentan restricciones técnicas para la regulación de su potencia, el cual es el caso, por ejemplo, de los ingenios o de la generación geotérmica.
 - Incrementar, de ser posible, las desviaciones en el Mercado Eléctrico Regional, lo cual tiene incidencia en los Cargos del Sistema (Csis).
 - De conformidad con el Anexo 21 del ROBCP, la reducción de las inyecciones de energía desde las redes de distribución no se realiza actualmente conforme a la inyección de cada circuito, sino que, de

acuerdo con el neteo de mediciones de los circuitos que una empresa distribuidora tenga asociados a un mismo punto de conexión al sistema de transmisión. Sin embargo, se ha determinado que es posible cambiar este tratamiento de las inyecciones desde las redes de distribución de forma tal de disminuir el riesgo operativo anteriormente mencionado.

- Sobre la inclusión de las plantas ERV que tengan asociados Contratos de Naturaleza Pública (CNP):
 - En el ROBCP no se contempla el tratamiento en cuanto al vertimiento de generación base de las plantas ERV que tengan asociados Contratos de Naturaleza Pública (CNP). Esto se debe a que la figura de CNP fue introducida en la Ley General de Electricidad (LGE) por medio del Decreto Legislativo No. 331 publicado en el Diario Oficial del día 23 de marzo de 2022; es decir, con posterioridad a la aprobación del Anexo 21 del ROBCP por medio del Acuerdo No. 443-E-2021.

Cabe señalar, en consistencia con lo anterior que, tras la revisión del informe del Comité de Directores de la UT, se coincide con dicha entidad en cuanto a la problemática que se pretende resolver con la propuesta de modificaciones al Anexo 21 del ROBCP. Ante ello y considerando la importancia estratégica de dicho esquema de actuación, se propone modificar el Anexo 21 vigente para la implementación de las mejoras propuestas y así garantizar la optimización de los beneficios planteados y la reducción de los riesgos operativos asociados.

Por tanto, la problemática identificada consiste en la necesidad de afinar ciertos detalles técnicos para clarificar y mejorar su aplicación, a fin de evitar interpretaciones erróneas o malentendidos entre los participantes

Al respecto, la SIGET inicia la presente actualización normativa considerando las recomendaciones recibidas de parte de la UT a partir de los hallazgos identificados en la aplicación del mecanismo de administración del vertimiento de generación base desarrollado en el Anexo 21 del ROBCP vigente. Al mismo tiempo, la SIGET, como ente regulador en el mercado eléctrico es responsable de velar por el alcance de los objetivos propuestos a través de la Ley General de Electricidad, especialmente en este contexto, del uso racional y eficiente de los recursos e infraestructura energética a nivel nacional, brindando alternativas para la solución de la problemática expuesta.

3.2. EXPLICACIÓN DE OBJETIVOS QUE SE PERSIGUEN

3.2.1. Objetivos generales que se buscan con las modificaciones

En razón de la problemática anteriormente planteada, los objetivos que persigue la propuesta de modificación al ROBCP remitida por la UT, de manera resumida, son los siguientes:

1. *Garantizar la existencia de una normativa clara y precisa evitando interpretaciones erróneas y ambigüedades, para asegurar la correcta aplicación de la reglamentación existente.*

2. *Reducir las barreras que puedan obstaculizar la participación de los generadores de energía renovable en el mecanismo de administración de vertimiento de generación base.*
3. *Promover la eficiencia y equidad en las operaciones del mercado eléctrico, particularmente en la gestión del mecanismo de vertimiento de generación base que garantice que cada uno de los participantes cumplan con sus obligaciones de manera eficaz.*

En función de ello, las modificaciones planteadas pueden ser categorizadas según su incidencia en el cumplimiento de los objetivos propuestos de la siguiente manera:

- **Modificaciones encaminadas al cumplimiento del Objetivo 1:**
 - Clarificar la reglamentación en cuanto al cálculo de la participación obligatoria en el mecanismo de vertimiento de generación base, incluyendo las formulaciones matemáticas adecuadas y evitar de esa manera interpretaciones erróneas
 - Especificar en el ROBCP que la señal de potencia disponible de las plantas generadoras de ERV en tiempo real a enviar al SCADA de la UT, debe ser la de la potencia neta de la planta.
- **Modificaciones encaminadas al cumplimiento del Objetivo 2:**
 - Eliminar el requisito establecido para los generadores de ERV de que, en caso que falte la señal de potencia disponible enviada en tiempo real a la UT, el cálculo de dicha potencia a presentar a la UT debe contar con el aval de un laboratorio especializado, en vista de que se ha constatado en la práctica de que es difícil para esos generadores adquirir esos servicios en el país, sobre todo en un período corto de tiempo. En lugar de lo anterior, se propone que sea la misma UT quien dé su aval al cálculo de la potencia
 - Ampliar, dentro de los requerimientos establecidos para las plantas generadoras de ERV, el plazo para remisión del cálculo de potencia disponible, en caso de que falte la señal de potencia disponible enviada en tiempo real a la UT, de forma tal que estas cumplan lo establecido en la reglamentación y puedan participar en el mecanismo de administración de vertimiento de generación base, ya que el plazo actualmente establecido se ha evidenciado que resulta muy corto.
 - Flexibilizar la desviación máxima exigida que debe haber entre las siguientes variables:
 - El cálculo de potencia disponible, y
 - La generación real de la planta.

Se propone que esa desviación máxima pase de ser igual al mayor valor entre el 1% de la potencia nominal o 0.5 MW; a que sea, el mayor valor entre el 5% de la potencia nominal o 0.5 MW.

- Actualizar el ROBCP, en el sentido de incorporar en la reglamentación los requisitos y el tratamiento que se dará a las plantas generadoras que suscriban Contratos de Naturaleza Pública (CNP) para participar en el mecanismo de vertimiento de generación base.
- **Modificaciones encaminadas al cumplimiento del Objetivo 3:**
 - Sobre la energía inyectada desde las redes de distribución: modificar la reglamentación asociada al tratamiento a dar a las inyecciones de energía registradas desde las redes de distribución y sus reducciones en los períodos de mercado en que se declaren eventos de vertimiento de generación base en el SEP.

3.2.2. Modificaciones al ROBCP propuestas por la UT que requieren mayor análisis

A continuación se analizan con mayor detalle las modificaciones al ROBCP propuesta por la UT, que se consideran más complejas o sobre las que se tienen algunas observaciones

La UT propone clarificar la reglamentación en cuanto al cálculo de la participación obligatoria en el mecanismo de vertimiento de generación base, incluyendo formulaciones matemáticas y evitar de esa manera interpretaciones erróneas.

La UT recomienda la adición de fórmulas en el numeral 9.1.1. de la siguiente manera:

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.

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

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".

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

Donde:

Participación Obligatoria_{g,i}: es la participación que le corresponde aportar a cada unidad generadora "g" o a toda inyección en el SEP 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".

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

Donde:

Participación Mecanismo_{g,i}: es la participación para cada unidad generadora "g" o toda inyección en el SEP 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" o a toda inyección del SEP en el mecanismo de vertimiento de generación base en el intervalo de mercado "i".

De la revisión de la propuesta realizada, se encuentra que esta es técnicamente adecuada en la mayoría de casos, a excepción de cuando haya generación en prueba o generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas; pues en esas situaciones, el factor de vertimiento que propone la UT debería calcularse para el resto de generación que participe en el mecanismo de administración de vertimiento y no para la generación en prueba o generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas.

Lo anterior se debe a que, de conformidad con la letra a) del numeral 9.1.2., 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; en razón de lo cual, se determina que unidades generadoras que se encuentren operando en esas condiciones, adquirirán la porción de vertimiento en una proporción distinta que las demás inyecciones que participen en el mecanismo de administración de vertimiento, en vista de lo cual no sería pertinente que se les aplicara ese mismo factor de vertimiento.

Como consecuencia de lo anterior, se encuentra que lo más apropiado es que el factor de vertimiento se determine una vez que se ha descontado la cantidad de vertimiento asignado a la generación en prueba o generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas, motivo por el cual se recomienda trasladar la formulación matemática que propone la UT con algunos ajustes, del numeral 9.1.1 al 9.1.3 del Anexo 21 del ROBCP, de la siguiente manera:

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, **en concordancia con la letra a) del numeral 9.1.2.**, de la siguiente manera:

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

Para lo anterior, se utilizarán las siguientes fórmulas:

$$\text{Factor vertimiento}_i = \frac{[\sum_{g=1}^{g=n} \text{Energía vertida}_{g,i}] - \text{VertGP}_i}{\text{Pot}_{\text{disp}}\text{Total}_i}$$

Donde:

Factor vertimiento_i: es el factor de participación para 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_{g,i}: es la sumatoria de la energía reducida a las unidades de generación base "g" en el intervalo de mercado "i".

VertGP_i: Cantidad de vertimiento total en el intervalo de mercado "i" asignada a la generación en calidad de prueba y a la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas, en concordancia con la letra a) del numeral 9.1.2.

Pot_{disp}Total_i: es la potencia total disponible para inyectar al sistema por parte de los PM generadores "g" en el intervalo de mercado "i", sin tomar en cuenta a la generación en calidad de prueba y a la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas.

n: es el número de las unidades de generación base "g" que participan en el vertimiento en el intervalo de mercado "i".

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

Donde:

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

Factor vertimiento_i: es el factor de participación para 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", sin tomar en cuenta a la generación en calidad de prueba y a la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas.

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", sin tomar en cuenta a la generación en calidad de prueba y a la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas.

$$\text{Participación Mecanismo}_{g,i} = \text{Energía_vertida}_{g,i} - \text{Participación obligatoria}_{g,i}$$

Donde:

Participación Mecanismo_{g,i}: es la participación para cada unidad generadora "g" o toda inyección en el SEP en el mecanismo de vertimiento de generación base, sin tomar en cuenta a la generación en calidad de prueba y a la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas.

Energía vertida_{g,i}: es la energía reducida a cada unidad de generación base "g" en el mercado mayorista en el intervalo de mercado "i". En caso de no tratarse de una unidad de generación base, la energía vertida es igual a cero.

Participación Obligatoria_{g,i}: es la participación que le corresponde aportar a cada unidad generadora "g" o a toda inyección del SEP en el mecanismo de vertimiento de generación base en el intervalo de mercado "i".

La participación obligatoria de la generación en calidad de prueba y de la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas, es determinada de conformidad con el numeral 9.1.2.

3.2.3. Sobre la señal de potencia disponible por parte de las plantas generadores de energía renovable variable (ERV)

La UT propone que para el procedimiento de cálculo de la energía vertida por las plantas generadoras de ERV, se especifique que la señal de potencia disponible de la planta a enviar al SCADA de la UT en tiempo real, debe ser la de la potencia neta, la cual es medida en su punto de conexión de la red de transmisión, no obstante, debe considerarse que es posible que un generador de ERV no esté conectado directamente al sistema de transmisión pues haya optado conectarse a la red de un distribuidor. En ese sentido, se recomienda realizar el siguiente ajuste al inciso i) de la letra a) del numeral 8.3.1 de la propuesta de la UT.

- i. La potencia neta disponible de la planta en tiempo real, que es medida en su punto de interconexión del sistema de transmisión o con la red de distribución en el caso de generadores conectados directamente al sistema de distribución, la cual será calculada con base en la disponibilidad del recurso primario y otras características de esta que reflejen la producción de energía con la mayor precisión posible.

3.2.4. Sobre la energía inyectada desde las redes de distribución

Esta es la modificación más compleja, razón por la cual se considera apropiado analizar con más detalle las modificaciones al ROBCP que propone la UT sobre este tema en particular.

Valga mencionar que en el Anexo 21 del ROBCP ya existe la obligación para las distribuidoras de que en intervalos de mercado en los que haya eventos de vertimiento, deben colaborar con el sistema, en el sentido de coordinar la disminución de las inyecciones de aquellas plantas de generación ubicadas en sus redes, de forma tal que no haya inyecciones desde sus redes de distribución hacia el sistema de transmisión. Sin embargo, si pese a la gestión anterior, se producen esas inyecciones, las distribuidoras deben efectuar el pago de la compensación correspondiente.

Lo que la UT solicita, por tanto, a través de su propuesta de modificaciones al Anexo 21 del ROBCP, es un cambio en la forma de medir las inyecciones desde las redes de distribución: en los períodos de mercado en los que se declaren eventos de vertimiento, el requerimiento de reducir a cero las inyecciones de energía desde las redes de distribución, deberá realizarse considerando las inyecciones de cada circuito de las distribuidoras de forma individual; a diferencia de netear las mediciones de los circuitos asociados a un mismo punto de interconexión al sistema de transmisión, como se realiza actualmente.

Se concuerda con la UT que, esa modificación contribuirá a disminuir el riesgo que se produce cuando la demanda del sistema es demasiado baja, situación en la que dicha entidad podría tener que tomar medidas operativas drásticas para preservar el balance carga-generación en el área de control, tales como sacar de línea parte de la generación de la considerada "oferta inflexible", ya que presenta restricciones técnicas para la regulación de su potencia, el cual es el caso, por ejemplo, de los ingenios o de la generación geotérmica. Esta última, entre otras dificultades que tiene para variar su potencia, requiere de un tiempo prolongado para la salida o puesta en servicio de los pozos productores geotérmicos, lo que originaría problemas para la operación del sistema.

3.3. IDENTIFICACIÓN DE POSIBLES ALTERNATIVAS A SEGUIR

Con base a lo establecido el numeral 10.3 de los Lineamientos para la Elaboración de Evaluaciones de Impacto Regulatorio Ex Ante y a la situación anteriormente expuesta, se han identificado tres posibles alternativas a seguir, de conformidad con lo siguiente:

- **Alternativa 1: No hacer nada o mantener el status quo:** No aprobar la propuesta de la UT de modificación al ROBCP con los ajustes identificados por la Gerencia de Electricidad, conservando el estado actual de la regulación.
- **Alternativa 2. Alternativa no regulatoria:** Impulsar la autorregulación en la industria, en conjunto con la emisión de directrices de buenas prácticas para abordar y mitigar eficazmente la problemática.
- **Alternativa 3. Alternativa regulatoria:** Aprobar la propuesta de modificación al ROBCP presentada por la UT incorporando las adecuaciones sugeridas por la Gerencia de Electricidad de la SIGET.

3.4. EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS IDENTIFICADAS

A continuación, se brinda un desarrollo más detallado de cada una de las alternativas identificadas en el apartado anterior, junto con sus implicaciones:

3.4.1. Alternativa 1: No hacer nada o mantener el status quo: No aprobar la propuesta de la UT de modificación al ROBCP con los ajustes identificados por la Gerencia de Electricidad, conservando el estado actual de la regulación.

Esta alternativa, implica no aprobar la propuesta recibida de parte de la UT para la modificación del ROBCP, con los ajustes propuestos por la Gerencia de Electricidad. Bajo este escenario, se perdería la oportunidad de mejorar las disposiciones desarrolladas en el Anexo 21 del ROBCP para que se transforme en un documento mucho más claro y actualizado a la realidad existente en el país, evitando ambigüedades o interpretaciones erróneas y de esta forma se mejoren las condiciones operativas en las que se aplica el mecanismo de administración del vertimiento de generación base, tanto para las plantas generadoras de ERV como para el sistema en general. Asimismo, el no aplicar las modificaciones concernientes al tratamiento de las inyecciones desde las redes de distribución, no permitirá disminuir el riesgo operativo que actualmente se produce en el sistema cuando el nivel de demanda es menor que la generación base disponible.

3.4.2. Alternativa 2. Alternativa no regulatoria: Impulsar la autorregulación en la industria, en conjunto con la emisión de directrices de buenas prácticas para abordar y mitigar eficazmente la problemática.

Esta estrategia se fundamenta en la confianza en la capacidad de la industria para autocorregirse y adaptarse a estándares éticos y operativos más elevados, al tiempo que promueve una cultura de responsabilidad y sostenibilidad entre los participantes del mecanismo de vertimiento. En lugar de imponer regulaciones adicionales a la industria eléctrica, esta alternativa propone fomentar la autorregulación como un enfoque alternativo para abordar la problemática existente en la administración de vertimiento de generación base.

Esta alternativa busca aprovechar la experiencia y el conocimiento de los actores de la industria para tomar medidas proactivas y voluntarias que contribuyan a la eficiencia y la resolución de los desafíos identificados. Esto implica que las partes interesadas se comprometan voluntariamente a implementar prácticas y políticas que aborden los problemas de vertimiento de generación base de manera efectiva.

Al mismo tiempo, bajo este escenario, se promoverá la emisión de directrices de buenas prácticas que servirán como marco de referencia para las acciones autorreguladoras. Estas directrices se basarán en estándares éticos y operativos elevados y servirán como una herramienta fundamental para la autorregulación. No obstante, aunque no implique la emisión de regulaciones estrictas, se establecerán mecanismos de monitoreo y evaluación para garantizar que las empresas cumplan con las directrices de buenas prácticas y que la autorregulación sea efectiva. Esto podría incluir auditorías independientes y la divulgación de informes de cumplimiento.

3.4.3. Alternativa 3. Alternativa regulatoria: Aprobar la propuesta de modificación al ROBCP presentada por la UT, incorporando las adecuaciones sugeridas por la Gerencia de Electricidad de la SIGET.

Finalmente, la Alternativa regulatoria, propone la aprobación de la propuesta de modificación al Anexo 21 del ROBCP, remitidas por la UT, incorporando las adecuaciones sugeridas por la Gerencia de Electricidad de SIGET. Esta alternativa busca obtener beneficios en términos de mejora en la comprensión del Anexo 21 del ROBCP, relacionadas con las condiciones operativas de la administración del vertimiento de generación base.

Se considera que, bajo esta alternativa se aborda la problemática identificada desde dos enfoques distintos:

I. Mejora de la comprensión del Anexo 21:

Algunas modificaciones contribuirán a que el Anexo 21 del ROBCP sea un documento más claro, de forma tal de evitar ambigüedades o interpretaciones erróneas; es el caso, por ejemplo, de las siguientes modificaciones:

- Expresar ciertos lineamientos incorporando formulaciones matemáticas brindará mayor detalle y claridad para el cálculo de la participación obligatoria por parte de las unidades generadoras que participan en el mecanismo de administración de vertimiento de generación base.

- Especificar en el ROBCP que la señal de potencia disponible de las plantas generadoras de ERV en tiempo real a enviar al SCADA de la UT, debe ser la de la potencia neta de la planta, eliminará la posibilidad de interpretaciones equivocadas.
- Incorporar en la reglamentación los requisitos y el tratamiento que se dará a las plantas generadoras que suscriban Contratos de Naturaleza Pública (CNP) para participar en el mecanismo de vertimiento de generación base, actualizará el ROBCP de conformidad con las últimas reformas a la Ley General de Electricidad, evitando que se generen vacíos regulatorios.

II. Mejora de condiciones operativas:

Algunas modificaciones se encuentran enfocadas a mejorar las condiciones operativas en las que se aplica la administración del vertimiento de generación base, tanto para las plantas generadoras de ERV como para el sistema en general; es el caso, por ejemplo, de las siguientes modificaciones:

- Adecuar el plazo que las plantas generadoras de ERV tienen para remitir el cálculo de potencia disponible en caso de falla de la señal transmitida en tiempo real, pasando de dos a cuatro días, propiciará el cumplimiento de esas disposiciones por parte de esas plantas, sin que se originen inconvenientes al mercado, al mismo tiempo que se amplían las posibilidades de que esas plantas puedan recibir abonos por la energía vertida al participar en el mecanismo de administración de vertimiento de generación base.
- Flexibilizar la desviación máxima exigida que debe existir entre el cálculo de potencia disponible y la generación real de la planta; compatibiliza ese requerimiento con las restricciones técnicas que se ha verificado que las plantas generadoras de ERV tienen para cumplir con la desviación actualmente establecida.
- Especificar en los períodos de mercado en los que se declaren eventos de vertimiento, que el requerimiento de reducir a cero las inyecciones de energía desde las redes de distribución, se realice considerando las inyecciones de cada circuito de las distribuidoras de forma individual – a diferencia de netear las mediciones de los circuitos asociados a un mismo punto de interconexión al sistema de transmisión, como se realiza actualmente –; contribuirá a disminuir el riesgo operativo identificado por la UT, que se produce cuando la demanda del sistema es demasiado baja, situación en la que habría que tomar medidas operativas drásticas para preservar el balance carga-generación en el área de control, tales como sacar de línea parte de la generación de la considerada “oferta inflexible”.

Este cambio que propone la UT en la forma de considerar las inyecciones desde las redes de distribución hacia el sistema de transmisión, dentro de la aplicación del procedimiento de administración del vertimiento - es decir, individualizarlas por circuito y no agruparlas (o netearlas) por punto de interconexión -, tendrá el efecto de incrementar la demanda del sistema, asumiendo que las distribuidoras cumplen con la obligación de reducir a cero

las inyecciones de cada circuito que converge en algún punto de interconexión al sistema de transmisión, en caso de eventos de vertimiento.

El incremento de la demanda se producirá debido a que, en cada punto de interconexión al sistema de transmisión en el que se prevea que se registrará una inyección, si la distribuidora toma las medidas adecuadas para restringir las inyecciones en cada circuito que lo requiera, en lugar de registrarse como resultado en el punto de interconexión una inyección total de cero (o equivalentemente, un retiro total de cero), en consistencia con la obligación actual que las distribuidoras tienen en caso de vertimiento; se registrará previsiblemente, con el cambio propuesto, un retiro mayor que cero (igual a la suma de la energía demandada a través de los circuitos que llegan a ese nodo y por medio de los cuales no se iba a inyectar energía a la red de transmisión, sino que se iba a retirar energía), lo que tendrá el efecto de incrementar la demanda total del sistema. Es decir que no solo se detendrá el flujo de la energía en el sentido hacia el sistema de transmisión ("aguas arriba") – de conformidad con la exigencia actual –, sino que también se provocará que haya energía que fluya hacia las redes de distribución ("aguas abajo").

Por consiguiente, en los casos en los que la demanda es muy baja, se producirá, al incrementarse la demanda como resultado de la modificación propuesta, un alejamiento del riesgo operativo identificado por la UT de que la demanda sea menor que la generación inflexible.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De la revisión y análisis técnico de la propuesta de la UT de modificación al ROBCP, se tienen las siguientes conclusiones:

- a. Algunas modificaciones contribuirán a que el Anexo 21 del ROBCP sea un documento más claro y actualizado, de forma tal de evitar ambigüedades o interpretaciones erróneas.
- b. Algunas modificaciones contribuirán a que mejoren las condiciones operativas en las que se aplica la administración del vertimiento de generación base, tanto para las plantas generadoras de ERV como para el sistema en general.
- c. El tratamiento de las inyecciones desde las redes de distribución, permitirá disminuir el riesgo operativo que actualmente se produce en el sistema cuando el nivel de demanda es muy bajo.
- d. Por las razones que se resumen en el literal anterior, se concluye que la Alternativa 3 es adecuada desde un punto de vista técnico, la cual consiste en la aprobación de la propuesta de la UT de modificación al ROBCP incluyendo, entre otros aspectos, las siguientes adecuaciones propuestas por la Gerencia de Electricidad:
 - Que el factor de vertimiento se determine una vez que se ha descontado la cantidad de vertimiento asignado a la generación en prueba o generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas, razón

por la cual se recomienda trasladar la formulación matemática que propone la UT con algunos ajustes, del numeral 9.1.1 al 9.1.3 del Anexo 21 del ROBCP.

- Que para la determinación de la señal de potencia disponible por parte de las plantas generadores de energía renovable variable, se tome en cuenta de que estas podrían estar conectadas en redes de distribución.

5. ANTEPROYECTO DE MODIFICACIONES

El proyecto de modificaciones al ROBCP se encuentra en el Anexo I de este Informe

ANEXO I

PROPUESTA SOMETIDA A CONSULTA POR PARTE DE LA SIGET

Se propone modificar los siguientes numerales del **Anexo 21 – ADMINISTRACIÓN DE VERTIMIENTO DE GENERACIÓN BASE** del ROBCP, como se muestra a continuación:

- ✓ Sobre la señal de potencia disponible por parte de las plantas generadoras de energía renovable variable (ERV), se modificarán los numerales 8.3.1, 8.3.2.1, 8.3.2.2, 8.3.3.1, de la siguiente manera:

8.3.1: Información de plantas generadoras de ERV necesaria para el cálculo de la energía vertida.

a) Todas las plantas generadoras de ERV que, durante eventos de vertimiento de generación base quieran acceder a la posibilidad de tener abonos por su energía vertida en adición a su participación obligatoria, deberán enviar vía la RTU hacia el SCADA de la UT, con una periodicidad de entre 4 y 60 segundos, los siguientes parámetros:

- i. La potencia **neta** disponible de la planta en tiempo **real**, que es medida en su punto de conexión de la red de transmisión o con la red de distribución en el caso de generadores conectados directamente al sistema de distribución, la cual será calculada con base en la disponibilidad del recurso primario y otras características de esta que reflejen la producción de energía con la mayor precisión posible.*
- ii. Las variables meteorológicas utilizadas en el cálculo de la potencia **neta** disponible.*

*b) Los mantenimientos o fallas eléctricas de los distintos equipos de la planta, que ocasionen diferencias entre la potencia **neta** disponible real de la planta y la enviada vía RTU, deberán ser informados a la UT por los medios y en los plazos que esta determine, especificando el periodo de inicio y fin de tales condiciones.*

*c) Entre las gestiones que las plantas generadoras realizarán ante la UT, para habilitar la señal de la potencia **neta** disponible a ser remitida, se incluye:*

- i. Enviar la metodología de cálculo de la potencia **neta** disponible de la planta, para revisión y aprobación por parte de la UT. La UT deberá remitir dicha metodología a la SIGET, a más tardar cinco días hábiles posteriores a su aprobación.*
- ii. Enviar los certificados de calibración de los medidores de variables meteorológicas y otras utilizadas como insumo para el cálculo de potencia **neta** disponible. Estos deben ser emitidos por una entidad especializada independiente del PM titular de la planta generadora la cual*

debe indicar la vigencia de la certificación. En caso, la entidad especializada no indique explícitamente la vigencia del certificado emitido, se considerará que es de dos años contados a partir de la fecha de elaboración de éste. A efectos de acceder a la posibilidad de tener abonos, debido al aporte adicional de su vertimiento de generación base, todos sus certificados de calibración deberán estar vigentes y tener el visto bueno de la UT. La UT expresará sus observaciones o conformidad a los certificados de calibración remitidos, vía correo electrónico al generador. En caso existan observaciones, éstas deberán ser subsanadas a entera satisfacción de la UT. En ausencia de certificados con el visto bueno de la UT, el generador tendrá que reducir su inyección, conforme a su ubicación en la lista de prioridad de vertimiento, sin opción de recibir abonos por el excedente de su energía vertida, hasta que solvete las observaciones de la UT.

- iii. Enviar el detalle de cómo se corresponden los puntos de telemetría, en los que se envía la potencia **neta de la planta** en MW, con las señales de la potencia **neta** disponible estimada a remitir.*
- iv. Garantizar que la señal de telemetría enviada a la UT tenga una desviación entre el cálculo de potencia **neta** disponible y la generación real de la planta **en su punto de conexión**, que **se estime por parte de la UT con base a la potencia nominal de la planta y que esta no sobrepase** al mayor de los siguientes valores: 0.5 MW o **5%-1%**, de potencia nominal de la planta. Dicha desviación se podrá validar **horariamente** durante los periodos en que la planta no se ve afectada por vertimiento de generación base.*
- v. Cumplir con el período de pruebas para la habilitación de las nuevas señales, según lo requiera la UT. Para mantener esta señal habilitada, al menos 15 días antes del vencimiento de los certificados de calibración de los medidores de variables meteorológicas, el PM generador deberá remitir a la UT nuevos certificados de calibración.*

d) Todas las plantas generadoras de ERV serán consideradas en el esquema de asignación de vertimiento de generación base, reduciendo su inyección según lo indicado por la UT en tiempo real y conforme a su ubicación en la lista de prioridad de vertimiento. Sin embargo, para aquellas plantas que no cumplan con los requisitos detallados en los literales a, b y c de este numeral, y que, en caso de pérdida de señal, tampoco realicen las gestiones detalladas en el numeral 8.3.3. aplicará lo siguiente:

- i. No tendrán la posibilidad de recibir abonos, es decir, no recibirán ningún pago por su energía vertida en exceso respecto de su participación obligatoria en el vertimiento de generación base.*

- ii. No podrán suscribir acuerdos de flexibilidad de generación con otros generadores base. Asimismo, se suspenderán sus acuerdos bilaterales de flexibilidad vigentes.
- iii. Su participación obligatoria en el vertimiento de generación base será calculada con base en su capacidad nominal y no con base a su disponibilidad horaria.

8.3.2.1: La fórmula del cálculo de la energía vertida por una planta generadora de ERV, ante un requerimiento de la UT, para el intervalo de mercado h , es la que se detalla a continuación:

$$E_{vert,h} = \text{máx}\{0; [\bar{P}_{Neta\ disp,h} - E_{SIMEC,h}]\}$$

Donde:

- $\bar{P}_{Neta\ disp,h}$: es el promedio de los datos de la potencia *neta* disponible que la planta generadora remitió a través de la RTU, durante el período de mercado h .
- $E_{SIMEC,h}$: es el valor de la medición oficial de la energía generada durante el período de mercado h .

8.3.2.2: Para las plantas generadoras de ERV, que durante el período de mercado en que se produjo el evento de vertimiento de generación base no limitaron su potencia, generando la totalidad de su energía disponible al sistema, no se tomará en cuenta la estimación de potencia *neta* disponible para determinar su participación obligatoria en el vertimiento de generación base, sino su generación real (SIMEC).

8.3.3.1: Si por alguna razón la señal de potencia *neta* disponible estimada por la planta generadora de ERV no fue enviada a la UT durante un intervalo de mercado en el que se produjo vertimiento de generación base o presenta datos erróneos que no reflejan la capacidad disponible real de la planta, se procederá de la siguiente manera:

- a) El PM generador, deberá remitir a la UT el cálculo de la potencia *neta* disponible a más tardar ~~cuatro~~ días hábiles luego de ocurrido el vertimiento de generación base, *en caso de que el PM generador no cumpla con este tiempo, se aplicará lo establecido en el literal d) del numeral 8.3.1 de este Anexo, eliminando la posibilidad de apelación por parte del PM generador.* El cálculo deberá tener el aval de la UT ~~un laboratorio especializado.~~
- b) Para esta verificación, la UT podrá solicitar la información complementaria que considere pertinente.

- ✓ Sobre la participación obligatoria de las unidades generadoras, se modificarán los numerales 9.1.1 y 9.1.3, de la siguiente manera:

9.1.1. Se calculará el escenario de participación obligatoria en el vertimiento de generación base, de conformidad con los numerales 9.1.2 y 9.1.3, para todos los PM que realicen inyecciones de potencia al SEP *que sean registradas en el SIMEC*, a excepción de las unidades despachadas como generación obligada.

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, *en concordancia con la letra a) del numeral 9.1.2*, de la siguiente manera:

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

Para lo anterior, se utilizarán las siguientes fórmulas:

$$\text{Factor vertimiento}_i = \frac{[\sum_{g=1}^{g=n} \text{Energía vertida}_{g,i}] - \text{VertGP}_i}{\text{Pot}_{disp} \text{Total}_i}$$

Donde:

Factor vertimiento_i: es el factor de participación para 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".

$\sum_{g=1}^{g=n} \text{Energía vertida}_{g,i}$: es la sumatoria de la energía reducida a las unidades de generación base "g" en el intervalo de mercado "i".

VertGP_i: Cantidad de vertimiento total en el intervalo de mercado "i" asignada a la generación en calidad de prueba y a la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas, en concordancia con la letra a) del numeral 9.1.2.

Pot_{disp}Total_i: es la potencia total disponible para inyectar al sistema por parte de los PM generadores "g" en el intervalo de mercado "i", sin tomar en cuenta a la generación en calidad de prueba y a la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas.

n : es el número de las unidades de generación base "g" que participan en el vertimiento en el intervalo de mercado "i".

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

Donde:

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

Factor vertimiento_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", sin tomar en cuenta a la generación en calidad de prueba y a la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas.

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", sin tomar en cuenta a la generación en calidad de prueba y a la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas.

$$\textit{Participación Mecanismo}_{g,i} = \textit{Energía vertida}_{g,i} - \textit{Participación obligatoria}_{g,i}$$

Donde:

Participación Mecanismo_{g,i}: es la participación para cada unidad generadora "g" o toda inyección en el SEP en el mecanismo de vertimiento de generación base, sin tomar en cuenta a la generación en calidad de prueba y a la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas.

Energía vertida_{g,i}: es la energía reducida a cada unidad de generación base "g" en el mercado mayorista en el intervalo de mercado "i". En caso de no tratarse de una unidad de generación base, la energía vertida es igual a cero.

Participación Obligatoria_{g,i}: es la participación que le corresponde aportar a cada unidad generadora "g" o a toda inyección del SEP en el mecanismo de vertimiento de generación base en el intervalo de mercado "i".

La participación obligatoria de la generación en calidad de prueba y de la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas, es determinada de conformidad con el numeral 9.1.2.

- ✓ Sobre el vertimiento de generación base por inyecciones desde las redes de distribución, se modificarán los numerales 2.2 y 3.8, de la siguiente manera:

2.2: También participarán en la aplicación de este mecanismo, aunque únicamente como compradoras de vertimiento de generación base, las siguientes inyecciones:

- a) Los retiros regionales.

- b) *Las inyecciones al sistema de transmisión desde las redes de las empresas distribuidoras que sean registradas en el SIMEC ~~ante un incumplimiento a lo estipulado en el numeral 3.8 de este anexo.~~*
- c) *Las inyecciones de unidades generadoras que durante los eventos de vertimiento de generación base se encuentren en calidad de prueba.*
- d) *Las inyecciones de PMs generadores que no corresponden a generación base y que soliciten mantener en línea sus unidades generadoras durante los eventos de vertimiento de generación base debido a restricciones técnicas.*

3.8: Asimismo, previo a utilizar el listado de prioridad para la administración del vertimiento de generación base, la UT ~~informará~~ ~~requerirá~~ a todas las compañías distribuidoras ~~sobre el inicio de esta condición, siendo responsabilidad de estas reducir a cero sus inyecciones al sistema de transmisión, producida por generadores en sus redes que reduzcan la generación conectada en sus redes de distribución que operan fuera del mercado mayorista, de manera que no se produzcan inyecciones al sistema de transmisión desde sus redes.~~ Independientemente se les gire una instrucción en tiempo real o no, para reducir su inyección al sistema de transmisión en algún punto específico, si se registran inyecciones en el SIMEC, participará como comprador de vertimiento ~~en aquellos intervalos de mercado donde se prevea vertimiento de generación base.~~

- ✓ **Sobre la consideración de los Contratos de Naturaleza Pública, se modificará el numeral 5.2 de la siguiente manera:**

5.2: El precio de la flexibilidad de generación de los generadores base con Contratos de Libre Concurrencia (CLC) respaldados con recursos renovables no convencionales, será considerado igual al precio de su CLC vigente. Las ofertas económicas de flexibilidad de generación podrán ser presentadas únicamente por aquellos generadores base que no tienen suscritos CLC respaldados con recursos renovables no convencionales.

Para el caso de los generadores ERV que tengan asociados Contratos de Naturaleza Pública (CNP) y estos cumplan con las condiciones establecidas en este Reglamento para los CLC respaldados con recursos renovables no convencionales, el precio de la flexibilidad de generación será considerado igual al precio de su CNP vigente, el cual deberá informar oportunamente a la UT para su consideración en la lista de mérito de vertimiento. Las ofertas económicas de flexibilidad de generación podrán ser presentadas por los generadores ERV que tienen suscritos CNP con características distintas que los CLC respaldados con recursos renovables no convencionales.

ANEXO II

INFORME DEL COMITÉ DE DIRECTORES DE LA UT

INFORME DEL COMITÉ DE DIRECTORES

Propuestas de modificación al ROBCP relacionadas con la gestión y administración del vertimiento de generación base.

Septiembre 2023



Contenido

ANTECEDENTES	3
ANÁLISIS DE LA NORMATIVA Y REGLAMENTACIÓN APLICABLE	4
PROBLEMÁTICA IDENTIFICADA	6
ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL ROBCP	7
RAZONAMIENTO PARA LA APROBACIÓN DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN	13
PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL ROBCP	14
ANÁLISIS LEGAL DE LAS PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL ROBCP	15
CONCLUSIONES DEL COMITÉ DE DIRECTORES CONFORMADO PARA EL ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL ROBCP RELACIONADAS CON LA GESTIÓN Y ADMINISTRACIÓN DEL VERTIMIENTO DE GENERACIÓN BASE	16
APÉNDICE 1	17

ANTECEDENTES

Con fecha 22 de diciembre de 2021, la Junta de Directores de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), mediante el Acuerdo N°443-E-2021, aprobó las modificaciones al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) relacionadas con la administración del vertimiento de generación base y que entraron en vigencia el 7 de febrero de 2022. Mediante estas modificaciones, que consistieron en la incorporación del Anexo 21 – Administración de vertimiento de generación base al ROBCP, se brindan las herramientas necesarias para operar y administrar, tanto técnica como económicamente, los eventos de vertimiento de generación base que se den en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME).

Ante la entrada en vigencia de las modificaciones al ROBCP antes mencionadas, se inició la aplicación del Anexo 21 y del mecanismo de vertimiento de generación base; identificándose, con su implementación, algunos puntos de mejora a la norma, los cuales fueron incorporados en el informe de regulación del primer semestre del año 2022 para conocimiento de los Participantes de Mercado (PMs) y de la SIGET.

En atención a lo anterior, se incorporó en el Comité de Directores, conformado en sesión de Junta Directiva N° 579 celebrada el 15 de junio de 2021, el análisis requerido de la propuesta de modificación al ROBCP relacionado a las mejoras regulatorias al Anexo 21 para la gestión y administración del vertimiento de generación base.

Posteriormente, con fecha 18 de julio de 2023, la administración de la Unidad de Transacciones (UT) remitió al Comité de Directores los archivos editables que contenían la propuesta de diseño de las modificaciones al reglamento de operación, recibiendo comentarios y observaciones de los miembros del comité el 27 de julio de 2023.

Con fecha 10 de agosto de 2023, el Comité de Directores conoció los comentarios y observaciones de los miembros del comité recibidos sobre la propuesta de diseño de las modificaciones al ROBCP y, posterior al análisis de las mismas, dieron por recibido el detalle presentado y aprobaron las propuestas de modificación al Anexo 21 del ROBCP para conocimiento de la Junta Directiva.

Con base a lo dispuesto por el Comité de Directores, con fecha 15 de agosto de 2023, en la sesión N° 628 de Junta Directiva, se presentó el Informe de Comité de Directores sobre mejoras regulatorias al Anexo 21 del ROBCP y, luego de una amplia discusión sobre las propuestas de modificación al reglamento de operación, y con énfasis en las relacionadas con el establecimiento de cargos asociados al vertimiento de generación base por la energía inyectada desde las redes de distribución, se acordó ampliar el Comité de Directores para continuar analizando dichas propuestas.

En este sentido, el 21 de agosto de 2023 se llevó a cabo la primera reunión del Comité de Directores ampliado para analizar el marco regulatorio actual relacionado con los cargos asociados al vertimiento de generación base ante inyecciones de energía desde las redes de distribución y el problema operativo que se presenta en el MME ante condiciones que requieren de maniobras para mantener el balance carga-generación en el área de control y la necesidad de establecer normas claras que brinden las herramientas técnicas necesarias ante escenarios de vertimiento en el MME.

Posteriormente, con fecha 4 de septiembre de 2023, se realizó la segunda reunión del Comité de Directores ampliado, para continuar analizando las mejoras regulatorias al Anexo 21; en esta reunión se presentó un análisis histórico y estadístico de los eventos de

vertimiento dados en el MME y la participación de los PMs en el mecanismo de administración de vertimiento de generación base, concluyéndose que es necesario realizar mejoras regulatorias relacionadas con los cargos asociados al vertimiento de generación base que permitan mitigar el problema operativo de lograr el balance carga-generación en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) ante eventos de vertimiento de generación base en el MME; por lo que, se instruyó presentar dichas propuestas de modificación al ROBCP a la Junta Directiva de la UT.

ANÁLISIS DE LA NORMATIVA Y REGLAMENTACIÓN APLICABLE

De conformidad con lo establecido en el artículo 2 de la Ley General de Electricidad (LGE), dentro de los objetivos que tomará en cuenta dicha Ley está:

“a) Desarrollo de un mercado competitivo en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica” y

“c) uso racional y eficiente de los recursos e infraestructura energética”

En atención a lo anterior, teniendo en consideración el principio de uso eficiente de los recursos de generación de nuestro parque generador, y para establecer la normativa que ante eventos de vertimiento de generación base considere una igualdad de condiciones entre los participantes de mercado, se aprobó un mecanismo para la gestión de escenarios de baja demanda en el SEP, cuyas reglas se establecieron en el incorporado Anexo 21 – Administración de vertimiento de generación base del ROBCP, con el siguiente objetivo:

“1.1. Establecer las normas que rigen el mecanismo de administración de vertimiento de recursos de generación base ante condiciones operativas que ocasionen dicho vertimiento (...)”

Como base para la obligatoriedad de la participación de las unidades generadoras en el mecanismo de vertimiento de generación base, en el numeral 3.1 del referido anexo, se establece lo siguiente:

“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. (...)”

Adicional a ese numeral, en los numerales 3.2, 9.1.1 y 9.1.2; también se hace referencia a la participación obligatoria de los generadores en los eventos de vertimiento de generación base, estableciéndose que dicha participación 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, **a pesar de indicar la forma de calcular la participación, esto no se encuentra establecido de manera explícita a través de formulaciones matemáticas y, al no incluirse en la reglamentación una expresión matemática, queda a criterio interpretativo el cálculo de dicha participación.**

Por otro lado, de acuerdo con lo definido en el numeral 8.3.1 del Anexo 21, las plantas generadoras de ERV que durante eventos de vertimiento de generación base quieran acceder a la posibilidad de tener abonos por su energía vertida, deben enviar, vía la RTU hacia el SCADA de la UT, la potencia disponible de la planta en tiempo real.

Sin embargo, el reglamento **no especifica si el valor a enviar debe ser el de la potencia neta o la potencia bruta de la planta**, lo cual podría generar un inconveniente al momento de interpretar la reglamentación, ya que al aplicar la normativa existe la posibilidad que algún PM implemente la señal de potencia disponible bruta; **lo cual discrepa con la conciliación de las transacciones y la valoración de la energía vertida que se realiza en la UT, ya que utiliza la potencia registrada en el mismo punto en donde se encuentra instalado el Sistema de Medición Comercial (SIMEC), lo que corresponde a la potencia neta.**

Adicionalmente, con relación al envío en tiempo real de la potencia disponible, según lo establecido en el numeral 8.3.1, literal c), romano iv del Anexo 21 del ROBCP, el PM debe:

"(...) Garantizar que la señal de telemetría enviada a la UT tenga una desviación entre el cálculo de la potencia disponible y la generación real de la planta, que no sobrepase al mayor de los siguientes valores: 0.5 MW o 1% de la potencia nominal de la planta. (...)"

Aunado a lo anterior, el numeral 8.3.3.1, literal a) del Anexo 21, establece que:

"a) El PM generador, deberá remitir a la UT el cálculo de la potencia disponible a más tardar dos días hábiles luego de ocurrido el vertimiento de generación base. El cálculo deberá tener el aval de un laboratorio especializado. (...)"

En caso de pérdida de señal o incumplimiento de desviación en esta, durante el intervalo de mercado en que se produjo el evento de vertimiento en el sistema, el PM generador deberá remitir a la UT el cálculo de la potencia disponible a más tardar dos días hábiles luego de ocurrido el evento de vertimiento de generación base; sin embargo, **algunas plantas generadoras de ERV han tenido dificultades para cumplir con el plazo de los dos días hábiles permitidos y para encontrar un laboratorio especializado que certifique los cálculos de potencia disponible a remitir;** lo que conlleva a que los PMs no puedan optar a recibir abonos por energía vertida por no cumplir con los requisitos establecidos para ello. Asimismo, **se les ha dificultado cumplir con la desviación máxima permitida (el mayor valor entre 0.5 MW o 1% de la potencia nominal de la planta),** debido a que el valor de potencia disponible lo miden sin incluir las pérdidas de transmisión y transformación, lo cual ha sido difícil de modelar en estos casos.

También, en el numeral 3.8 del Anexo 21, se tiene establecido que:

"(...) previo a utilizar el listado de prioridad para la administración del vertimiento de generación base, la UT requerirá a las compañías distribuidoras que reduzcan la generación conectada en sus redes de distribución, de manera que no se produzcan inyecciones al sistema de transmisión desde sus redes, en aquellos intervalos de mercado donde se prevea vertimiento de generación base".

En línea con lo anterior, el numeral 9.1.1 establece que:

"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."

Y, el numeral 9.1.3, señala que:

“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:

(...) b) Para los intercambios regionales o inyecciones desde las redes de distribución: en proporción a su inyección de potencia”

Sin embargo, en la operación del SEP en períodos de mercado que presentan vertimientos, la reducción de las inyecciones de energía desde las redes de distribución no se realizan conforme a la inyección de cada circuito, sino que, de acuerdo con el neteo de mediciones de los circuitos que una empresa distribuidora tenga asociados en un mismo punto de interconexión al sistema de transmisión, para así, solicitar la reducción de los excedentes de energía trasladados al sistema de transmisión.

Por lo que, con el fin de aumentar la demanda en el mercado mayorista y en seguimiento de lo anterior, **se identificó una oportunidad de mejora en el ROBCP, en el sentido de especificar en la reglamentación vigente asociada al vertimiento de generación base por inyecciones desde las redes de distribución** que, para mitigar el riesgo a nivel operativo en el Sistema Eléctrico de Potencia cuando se presentan eventos de vertimiento de generación base y la demanda nacional sea menor a la generación base inflexible que opera en el MME, es necesario reducir las inyecciones al SEP desde las redes de distribución con base a las inyecciones registradas en forma individual en cada circuito.

PROBLEMÁTICA IDENTIFICADA

A partir de la entrada en vigencia y aplicación de las modificaciones al ROBCP que incorporaron el Anexo 21 sobre la administración del vertimiento de generación base, se han identificado las siguientes problemáticas:

1. Sobre la participación obligatoria de las unidades generadoras:
 - ✓ No se encuentra establecida expresamente mediante formulaciones matemáticas, por lo que puede ser sujeto a interpretaciones.
2. Sobre la señal de potencia disponible por parte de las plantas generadoras de energía renovable variable (ERV):
 - ✓ El ROBCP no especifica si la señal de potencia disponible de la planta en tiempo real a enviar al SCADA de la UT, debe ser de la potencia neta o bruta de la planta.
 - ✓ El cálculo de la potencia a enviar a la UT por parte del PM debe contar con el aval de un laboratorio especializado.
 - ✓ El plazo para la remisión del cálculo de la potencia disponible ante caso de pérdida de señal o incumplimiento de la desviación máxima es muy corto en la práctica y no se logra cumplir.
 - ✓ La desviación máxima establecida (entre el 1% o 0.5 MW) es muy exigente y no considera la capacidad nominal de las plantas.

3. Sobre el vertimiento de generación base por energía inyectada desde las redes de distribución:

- ✓ Existe un riesgo operativo que se produciría cuando en un evento de vertimiento la demanda sea muy baja y aun cuando se utilice toda la disponibilidad de flexibilización de la lista de mérito de vertimiento, no sea suficiente para alcanzar el equilibrio entre la demanda y la inyección.
- ✓ Para mitigar este riesgo, es necesario especificar que las reducciones de las inyecciones desde las redes de distribución al sistema de transmisión en horas con eventos de vertimiento en el MME, se realice en función de las inyecciones individuales de cada circuito de distribución
- ✓ En el ROBCP no se contempla el tratamiento en cuanto al vertimiento de generación base de las plantas ERV que tengan asociados Contratos de Naturaleza Pública (CNP).

ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL ROBCP

A partir de la implementación del mecanismo para la gestión y administración de la generación base ante eventos de vertimiento dados en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME), se han identificado mejoras regulatorias al Anexo 21 con el fin de tener más claridad en la norma y adecuar los requerimientos reglamentarios conforme a la experiencia que se ha tenido en su implementación y a la operación de las unidades generadoras de energía renovable variable (ERV) para que estas los cumplan y puedan participar plenamente en el mecanismo de administración de vertimiento de generación base. En este sentido, a continuación, se desarrolla el análisis de los cambios normativos necesarios para una adecuada aplicación de la normativa vigente relacionada con la generación base en cuanto a su gestión y administración en el MME:

❖ Participación obligatoria de las unidades generadoras

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, en el numeral 3.1 del referido anexo se establece que:

“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. (...)”

Tanto en el numeral anteriormente mencionado, como en los numerales 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 y las inyecciones de potencia al SEP (a excepción de las unidades despachadas como generación obligada); sin embargo, **a pesar de indicar la forma de calcular la participación, esto no se encuentra establecido de manera explícita a través de**

formulaciones matemáticas y al no incluirse en la reglamentación una expresión matemática queda a criterio interpretativo el cálculo de dicha participación.

Como parte del proceso para la determinación de las transacciones económicas, detalladas en el numeral 9.1.1, del 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, se propone trasladar 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 para calcular lo siguiente:

1. El factor de vertimiento en cada intervalo de mercado en que se den eventos asociados;
2. La participación obligatoria por cada unidad generadora; y,
3. 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 matemáticas, se brindará un detalle explícito relacionado con los cálculos realizados por la UT para determinar la energía y los montos asociados al vertimiento de generación base.

Por lo tanto, con el objetivo de evitar un criterio interpretativo al aplicar la reglamentación para calcular la participación obligatoria que les corresponde a los PM en el mecanismo de vertimiento de generación base, se considera oportuno el planteamiento de la siguiente propuesta de modificación al ROBCP:

- Modificar el numeral 9.1.1 del Anexo 21 del ROBCP, incorporando las formulaciones matemáticas para el cálculo de la participación obligatoria por parte de las unidades generadoras que participan en el mecanismo de administración de vertimiento de generación base.

❖ **Señal de potencia disponible por parte de las plantas generadoras de Energía Renovable Variable (ERV)**

De acuerdo con lo definido en el numeral 8.3.1 del Anexo 21 del ROBCP, las plantas generadoras de ERV que durante eventos de vertimiento de generación base quieran acceder a la posibilidad de tener abonos por su energía vertida, deben enviar vía la RTU hacia el SCADA de la UT, la potencia disponible de la planta en tiempo real. Sin embargo, el reglamento **no especifica si el valor a enviar debe ser el de la potencia neta o la potencia bruta de la planta**, lo cual genera un inconveniente al momento de su interpretación, ya que al aplicar la normativa existe la posibilidad que algún PM implemente la señal de potencia disponible bruta; **lo cual discrepa con la conciliación de las transacciones y la valoración de la energía vertida que se realiza en la UT, ya que para la conciliación de las transacciones asociadas a cada PM, se utiliza la potencia registrada en el mismo punto en donde se encuentra instalado el Sistema de Medición Comercial (SIMEC), lo que corresponde a la potencia neta.** En este sentido, es necesario, para claridad de la norma, especificar la potencia que cada PM generador que participa en el mecanismo de vertimiento de generación base debe enviar a la UT para su consideración en la participación de dicho mecanismo.

Adicionalmente, con relación al envío en tiempo real de la potencia disponible, según lo establecido en el numeral 8.3.1, literal c), romano iv del Anexo 21 del ROBCP, el PM debe:

"(...) Garantizar que la señal de telemetría enviada a la UT tenga una desviación entre el cálculo de la potencia disponible y la generación real de la planta, que no sobrepase al mayor de los siguientes valores: 0.5 MW o 1% de la potencia nominal de la planta. (...)"

Y, en el numeral 8.3.3.1, literal a) del Anexo 21 del ROBCP, se establece que en caso de pérdida señal de la potencia disponible o un registro de datos erróneos que no reflejan la capacidad disponible real de la planta en un intervalo de mercado que presenta evento de vertimiento de generación base, el PM generador:

"(...) deberá remitir a la UT el cálculo de la potencia disponible a más tardar dos días hábiles luego de ocurrido el vertimiento de generación base. El cálculo deberá tener el aval de un laboratorio especializado."

De acuerdo a lo establecido en los numerales anteriores, en caso de pérdida de señal o incumplimiento de desviación en esta, durante el intervalo de mercado en que se produjo el evento de vertimiento en el sistema, el PM generador deberá remitir a la UT el cálculo de la potencia disponible a más tardar dos días hábiles luego de ocurrido el vertimiento de generación base y deberá contar con el aval de un laboratorio especializado para su validez; sin embargo, **algunas plantas generadoras de ERV han tenido dificultades para cumplir con el plazo de los dos días hábiles permitidos y para encontrar un laboratorio especializado que certifique los cálculos de potencia disponible a remitir**; lo que conlleva a que los PMs resuelvan no recibir abonos por la energía vertida al no cumplir con los requisitos establecidos para ello o envíen la información con retraso.

Asimismo, **se les ha dificultado cumplir con la desviación máxima permitida (el mayor valor entre 0.5 MW o 1% de la potencia nominal de la planta)** debido a que el valor de potencia disponible lo miden sin incluir las pérdidas de transmisión y transformación.

Por lo tanto, con el objetivo de clarificar la norma y ajustar los requerimientos reglamentarios a las plantas generadoras de ERV que participan en el mecanismo de vertimiento de generación base, se considera oportuno realizar modificaciones en el ROBCP considerando los siguientes puntos:

1. Clarificar que la potencia que deben enviar las plantas generadoras de ERV, vía la RTU hacia el SCADA de la UT debe ser la potencia neta, que es la potencia que se registra en el SIMEC para la conciliación de transacciones.
2. Eliminar el requerimiento de que el cálculo de la potencia a enviar por parte del PM generador sea avalado por un laboratorio especializado y dejar que

éste será validado por la UT, para lo cual se podrá solicitar la información que se considere pertinente, lo que permitirá agilizar los procesos de envío del cálculo correspondiente por parte del PM y su consideración en la liquidación de las transacciones conforme lo establecido en el ROBCP.

3. Modificar el plazo que tienen los PMs para la remisión del cálculo de la potencia disponible en caso de pérdida de señal o incumplimiento de la desviación máxima establecida en el numeral 8.3.3.1 del Anexo 21, a fin de brindar un plazo acorde y real para que los PMs realicen los cálculos correctos y envíen información más precisa y con un menor porcentaje de error, lo que permitirá reconocer su participación en el mecanismo con un mayor grado de certeza. En línea con lo anterior también se considera necesario adicionar que, de no cumplir con los días hábiles establecidos, se aplicará el literal d) del numeral 8.3.1 del Anexo 21, eliminando la posibilidad de apelación por parte del PM.
4. Ajustar los valores de desviación máxima permitida y que se encuentra establecida en el numeral 8.3.1 del Anexo 21, de manera que los PMs generadores cuenten con una mayor flexibilidad al valor requerido actualmente, y dado que también en momentos en que no se esté vertiendo la UT cuenta con los mecanismos adecuados para comprobar que los datos recibidos de disponibilidad son representativos. Al respecto, se considera oportuno que esta desviación máxima esté asociada a la capacidad nominal de la planta generadora, lo cual brindaría una adecuación de los requerimientos sin sobrepasar valores máximos y flexibilizando lo informado por cada PM generador que participa en el mecanismo de vertimiento de generación base.

Considerando lo anterior, se propone:

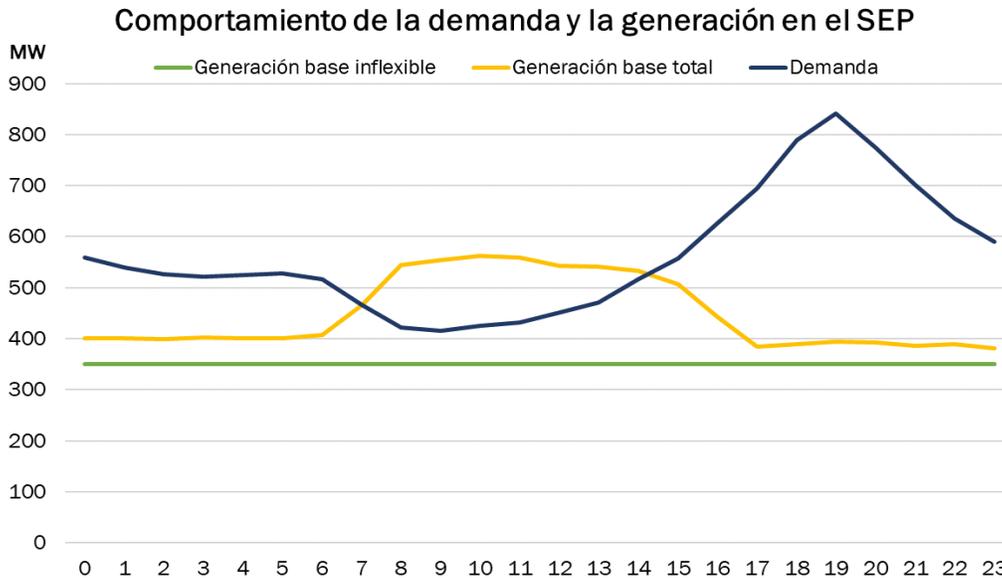
- Modificar los numerales 8.3.1, 8.3.2.1, 8.3.2.2, 8.3.3.1 y 9.1.3 del Anexo 21 del ROBCP a fin de brindar una mayor claridad y flexibilidad a la normativa vigente en cuanto a la señal de potencia a remitir por parte de los generadores ERV. con base en la aplicación del mecanismo de vertimiento de generación base.

❖ **Vertimiento de generación base por inyecciones desde las redes de distribución**

Ante el incremento de la generación renovable no convencional conectada en redes de distribución y que no operan en el MME, la demanda nacional se ha visto impactada en la franja del día en que se cuenta con la influencia de la generación solar; y, en el MME también se ha tenido un incremento de la generación base que participa en el mecanismo de vertimiento de generación base, la cual tiene una participación inflexible, que es aquella generación que, por razones técnicas, no pueden reducir su generación

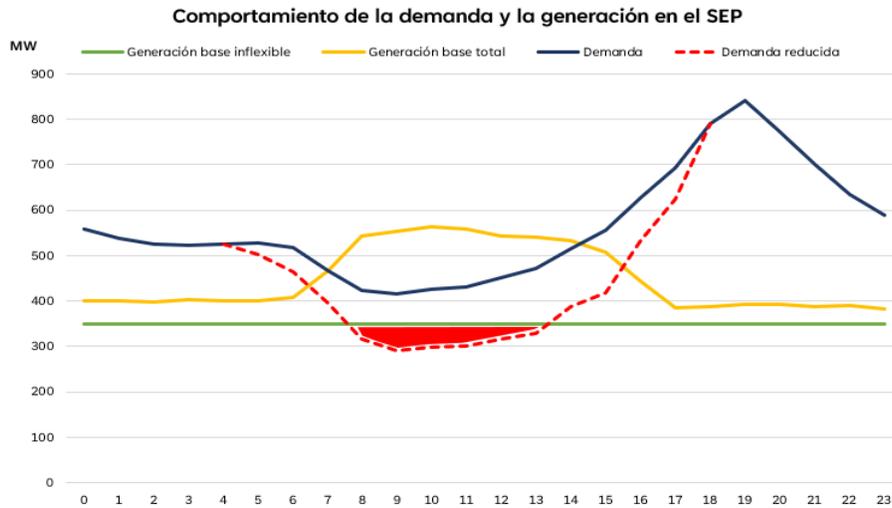
al sistema, y que es el aporte de la generación geotérmica y la generación por biomasa, que en conjunto suman un aproximado de 300 MW; y, adicionalmente, se debe considerar aquella generación del sistema que aporta regulación secundaria de frecuencia (AGC), la cual es, aproximadamente, de 50 MW, para un total de 350 MW como generación base inflexible y es la potencia mínima de demanda con la que debe contar el SEP para lograr el balance carga-generación dentro de los límites operativos de calidad y seguridad.

Lo anterior se representa en la siguiente gráfica, donde se muestra un día donde se tuvo la declaración de un evento de vertimiento en el MME:



Gráfica 1. Comportamiento de la demanda y la generación base en el Sistema Eléctrico de Potencia.

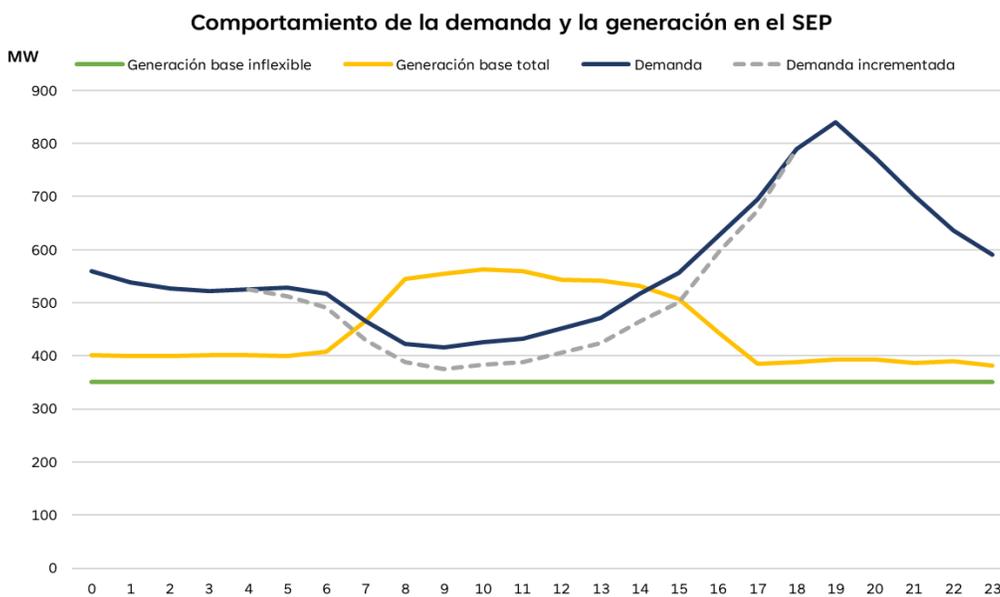
Como puede observarse en la gráfica 1, al tenerse eventos de vertimiento en el mercado mayorista, la generación base total es mayor a la demanda nacional, por lo que debe utilizarse el mecanismo de administración de vertimiento de generación base establecido en el Anexo 21 del ROBCP, para reducir las inyecciones de estas plantas en el sistema y lograr el balance carga-generación. De igual forma, puede observarse que la demanda nacional se encuentra cerca de la generación base inflexible, lo que a futuro puede representar un problema operativo, ya que, si en un período de mercado la demanda es menor a la generación base inflexible, deberán tomarse las acciones operativas necesarias que eviten un problema a nivel técnico del SEP. Lo anterior, se representa en la siguiente gráfica:



Gráfica 2. Comportamiento de la demanda reducida y la generación base en el Sistema Eléctrico de Potencia.

De acuerdo con la gráfica 2, el área sombreada representa una demanda nacional menor a la generación base inflexible, es decir, menor a 350 MW en un período de mercado, lo que generaría unos volúmenes de energía que deben reducirse a cero en el sistema para lograr el balance carga-generación, sea incrementando la demanda nacional, sacando de línea plantas generadoras que declaran su generación como inflexible o provocando desviaciones en el MER que finalmente son trasladadas a la demanda a través del CSIS.

Ante este escenario, es importante que se tomen medidas para evitar que este potencial problema operativo; para ello, se considera necesario que, en la reglamentación vigente, se especifique que, en los períodos de mercado en los que se declaren eventos de vertimiento, el requerimiento de reducir a cero las inyecciones de energía se realice en forma individual a cada circuito de las distribuidoras, y posteriormente la conciliación se realice con base a los registros del sistema de medición comercial. Lo anterior, se representa en la siguiente gráfica:



Gráfica 3. Comportamiento de la demanda incrementada y la generación base en el Sistema Eléctrico de Potencia.

Como puede observarse en la gráfica 3, la relevancia de considerar las reducciones de las inyecciones desde las redes de distribución considerando individualmente sus circuitos, ayudan a mitigar el riesgo operativo presentado en la gráfica 2, de manera que la demanda nacional no sea menor a la generación base inflexible del sistema.

Ante lo expuesto, se considera oportuno realizar una modificación en el ROBCP que proporcione las herramientas normativas adecuadas para manejar las inyecciones de energía desde las redes de distribución al sistema de transmisión y cumplir con el objetivo del Anexo 21 de mantener el balance carga-generación en el área de control, evitando un riesgo operativo para el SEP; por lo que, se proponen los siguientes cambios a los numerales del Anexo 21:

- Modificar los numerales 2.2, 3.8 y 9.1.1 del Anexo 21 del ROBCP, de manera que se establezca en la norma un nuevo tratamiento de las reducciones de las inyecciones de energía desde las redes de distribución en períodos de mercado donde se declaren eventos de vertimiento de generación base, y la respectiva aplicación de los cargos asociados a las empresas distribuidoras que participan como compradoras de vertimiento de generación base.

Adicionalmente, en cuanto a las ofertas de flexibilidad de generación, se identifica la necesidad de establecer en el Anexo 21, el tratamiento dado a las plantas generadoras renovables no convencionales que tengan asociados Contratos de Naturaleza Pública (CNP), a manera de brindar una mayor claridad a la norma en cuanto a los requisitos que las plantas generadoras asociadas deben cumplir para ser consideradas en este mecanismo.

Se considera oportuno realizar una modificación en el ROBCP que incorpore estos contratos y su adecuado tratamiento en el mecanismo de administración de generación base; por lo que, se proponen los siguientes cambios al ROBCP:

- Modificar el numeral 5.2 del Anexo 21 del ROBCP, incluyendo en la norma el tratamiento a dar a las plantas generadoras renovables no convencionales que suscriban CNP y quieran participar en el mecanismo de vertimiento de generación base.

RAZONAMIENTO PARA LA APROBACIÓN DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN

Al tener identificadas oportunidades de mejora en la reglamentación aplicable, relacionadas con la gestión y administración del vertimiento de generación base y con la finalidad de evitar criterios interpretativos de la normativa vigente y ajustar ciertos requerimientos asignados a las unidades generadoras de ERV para que estas cumplan con lo que la reglamentación establece para participar en el mecanismo de administración de vertimiento de generación base generando igualdad de condiciones entre los participantes de mercado, **se considera como justificable la alternativa de realizar una modificación al ROBCP, teniendo los siguientes objetivos identificados:**

- ❖ **Clarificar la reglamentación en cuanto al cálculo de la participación obligatoria** en el mecanismo de vertimiento de generación base y **evitar un criterio interpretativo del ROBCP.**
- ❖ **Especificar en el reglamento que es la señal de potencia neta la que las plantas generadoras de ERV** deben remitir a la UT y **eliminar el requisito de que esta tenga el aval de un laboratorio especializado** para poder participar en el mecanismo de vertimiento de generación base.
- ❖ **Adecuar los requerimientos a las plantas generadoras de ERV** en cuanto a los plazos para remisión del cálculo de potencia disponible y valores de desviación máxima para que estas cumplan lo establecido en la reglamentación y puedan participar en el mecanismo de administración de vertimiento de generación base.
- ❖ **Modificar la reglamentación** asociada al tratamiento a dar a las inyecciones de energía registradas desde las redes de distribución y sus reducciones en los períodos de mercado en que se declaren eventos de vertimiento de generación base en el SEP.
- ❖ **Incorporar en la reglamentación** los requisitos y el tratamiento que se dará a las **plantas generadoras que suscriban Contratos de Naturaleza Pública (CNP)** para participar en el mecanismo de vertimiento de generación base.

PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL ROBCP

Conforme a lo establecido en la reglamentación vigente y el análisis técnico realizado sobre las mejoras regulatorias identificadas al Anexo 21 del ROBCP, a continuación, se detallan las propuestas de modificación al ROBCP aprobadas por el Comité de Directores:

- Sobre la participación obligatoria de las unidades generadoras en el mecanismo de administración de vertimiento de generación base, se propone:
 - ✓ Incorporar las fórmulas matemáticas asociadas al cálculo de la participación obligatoria establecida en el Anexo 21 del ROBCP.
- Sobre la señal de potencia disponible por parte de las plantas generadoras de Energía Renovable Variable (ERV) que participan en el mecanismo de vertimiento de generación base, se propone:
 - ✓ Especificar que es la potencia neta la que las plantas generadoras de ERV deben enviar a la UT, vía SCADA, y eliminar el requisito de que esta tenga el aval de un laboratorio especializado para poder participar en el mecanismo de vertimiento de generación base.

- ✓ Flexibilizar el plazo para que los PMs puedan remitir el cálculo de la potencia disponible en caso de pérdida de señal o incumplimiento de la desviación máxima.
 - ✓ Ajustar los valores de desviación máxima entre el cálculo de la potencia disponible y la generación real de la planta para mayor flexibilidad de los PMs generadores que participan en el mecanismo de administración de generación base.
- Sobre el vertimiento de generación base por inyecciones desde las redes de distribución, así como los contratos de naturaleza pública, se propone:
- ✓ Especificar que el vertimiento asociado a las inyecciones desde las redes de distribución se debe realizar con base a las inyecciones individuales por cada circuito de las empresas distribuidoras.
 - ✓ Incorporar en la norma los contratos de naturaleza pública en el mecanismo establecido en el Anexo 21 del ROBCP, incluidos los requisitos que se deben cumplir para tal fin.

ANÁLISIS LEGAL DE LAS PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL ROBCP

La Ley General de Electricidad (LGE) en su artículo 33, establece que a la Junta de Directores de la SIGET le corresponde aprobar el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista (ROBCP), que para sus efectos elabore la UT.

En el numeral 2.6 del Capítulo 2 del ROBCP se determina el procedimiento que se debe seguir para realizar modificaciones al Reglamento y sus anexos, las cuales, deberán ser propuestas a la Junta Directiva de la UT. Asimismo, de conformidad con el numeral 2.6.3 del referido capítulo, se indica que le corresponde a dicha Junta **nombrar un Comité para revisar el fundamento de la petición y hacer el análisis necesario.**

El comité nombrado, en cumplimiento de lo establecido en el numeral 2.6.4, del Capítulo 2 del ROBCP, dará su recomendación a la Junta Directiva, incluyendo la justificación de su aceptación o rechazo de la modificación propuesta y podrá recomendar alternativas a la propuesta analizada y, posteriormente, según lo establecido en el numeral 2.6.6 del mismo capítulo, la Junta Directiva de la UT:

“(...) deberá informar a la SIGET la solicitud de cambios al Reglamento de operación para su aprobación por la Junta de directores de la SIGET, incluyendo la información de la propuesta original, el informe del comité y el razonamiento para la aprobación de la propuesta”.

Por lo anterior, el Comité de directores analizó las propuestas de modificación al Anexo 21 del ROBCP, relacionadas con la gestión y administración del vertimiento de generación base, emitiendo las conclusiones vertidas en el apartado siguiente.

CONCLUSIONES DEL COMITÉ DE DIRECTORES CONFORMADO PARA EL ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL ROBCP RELACIONADAS CON LA GESTIÓN Y ADMINISTRACIÓN DEL VERTIMIENTO DE GENERACIÓN BASE

Conforme al análisis realizado sobre las propuestas de modificación al ROBCP relacionadas con la gestión y administración del vertimiento de generación base, para el trámite ante la SIGET de dichas propuestas que tienen como objetivo general el clarificar la reglamentación vigente, este Comité de Directores recomienda a la Junta Directiva de la UT, lo siguiente:

- a) Aprobar las propuestas de modificación al ROBCP revisadas en este Comité relacionadas con la gestión y administración del vertimiento de generación base, según se detalla en el ANEXO I del presente documento.
- b) Instruir a la administración para: Presentar en la próxima sesión de Junta Directiva, las propuestas de modificación al ROBCP aprobadas en este Comité relacionadas con la gestión y administración del vertimiento de generación base.

APÉNDICE 1

PROPUESTA DE MODIFICACIÓN ENVIADA A REVISIÓN DE LA SIGET

Se propone modificar los siguientes numerales del **Anexo 21 – ADMINISTRACIÓN DE VERTIMIENTO DE GENERACIÓN BASE** del ROBCP:

✓ **Sobre la participación obligatoria de las unidades generadoras**

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.

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

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”.

$\sum_{g=1}^{g=n} \text{Energía vertida}$: 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”.

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

Donde:

Participación Obligatoria_{g,i}: es la participación que le corresponde aportar a cada unidad generadora “g” o a toda inyección en el SEP 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”.

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

Donde:

Participación Mecanismo_{g,i}: es la participación para cada unidad generadora “g” o toda inyección en el SEP 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” o a toda inyección del SEP en el mecanismo de vertimiento de generación base en el intervalo de mercado “i”.

✓ **Sobre la señal de potencia disponible por parte de las plantas generadoras de energía renovable variable (ERV)**

8.3.1: “Información de plantas generadoras de ERV necesaria para el cálculo de la energía vertida.

b) *Todas las plantas generadoras de ERV que, durante eventos de vertimiento de generación base quieran acceder a la posibilidad de tener abonos por su energía vertida en adición a su participación obligatoria, deberán enviar vía la RTU hacia el SCADA de la UT, con una periodicidad de entre 4 y 60 segundos, los siguientes parámetros:*

iii. *La potencia **neta** disponible de la planta en tiempo **real**, que es medida en su punto de conexión de la red de transmisión, la cual será calculada con base en la disponibilidad del recurso primario y otras características de esta que reflejen la producción de energía con la mayor precisión posible.*

iv. *Las variables meteorológicas utilizadas en el cálculo de la potencia **neta** disponible.*

d) *Los mantenimientos o fallas eléctricas de los distintos equipos de la planta, que ocasionen diferencias entre la potencia **neta** disponible real de la planta y la enviada vía RTU, deberán ser informados a la UT por los medios y en los plazos que esta determine, especificando el periodo de inicio y fin de tales condiciones.*

e) *Entre las gestiones que las plantas generadoras realizarán ante la UT, para habilitar la señal de la potencia **neta** disponible a ser remitida, se incluye:*

vi. *Enviar la metodología de cálculo de la potencia **neta** disponible de la planta, para revisión y aprobación por parte de la UT. La UT deberá remitir dicha metodología a la SIGET, a más tardar cinco días hábiles posteriores a su aprobación.*

vii. *Enviar los certificados de calibración de los medidores de variables meteorológicas y otras utilizadas como insumo para el cálculo de potencia **neta** disponible. Estos deben ser emitidos por una entidad especializada independiente del PM titular de la planta generadora la cual debe indicar la vigencia de la certificación. En caso, la entidad especializada no indique explícitamente la vigencia del certificado emitido, se considerará que es de dos años contados a partir de la fecha de elaboración de éste. A efectos de acceder a la posibilidad de tener abonos, debido al aporte adicional de su vertimiento de generación base, todos sus certificados de calibración deberán estar vigentes y tener el visto bueno de la UT. La UT expresará sus observaciones o conformidad a los certificados de calibración remitidos, vía correo electrónico*

al generador. En caso existan observaciones, éstas deberán ser subsanadas a entera satisfacción de la UT. En ausencia de certificados con el visto bueno de la UT, el generador tendrá que reducir su inyección, conforme a su ubicación en la lista de prioridad de vertimiento, sin opción de recibir abonos por el excedente de su energía vertida, hasta que solvente las observaciones de la UT.

- viii. Enviar el detalle de cómo se corresponden los puntos de telemetría, en los que se envía la potencia *neta de la planta* en MW, con las señales de la potencia *neta* disponible estimada a remitir.
- ix. Garantizar que la señal de telemetría enviada a la UT tenga una desviación entre el cálculo de potencia *neta* disponible y la generación real de la planta *en su punto de conexión*, que se estime por parte de la UT con base a la *potencia nominal de la planta y que esta no sobrepase al mayor de los siguientes valores: 0.5 MW o 5%±1%*, de potencia nominal de la planta. Dicha desviación se podrá validar *horariamente* durante los períodos en que la planta no se ve afectada por vertimiento de generación base. (...)

8.3.2.1: “La fórmula del cálculo de la energía vertida por una planta generadora de ERV, ante un requerimiento de la UT, para el intervalo de mercado h , es la que se detalla a continuación:

$$E_{vert,h} = \text{máx}\{0; [\bar{P}_{Neta\ disp,h} - E_{SIMEC,h}]\}$$

Donde:

- $\bar{P}_{Neta\ disp,h}$: es el promedio de los datos de la potencia *neta* disponible que la planta generadora remitió a través de la RTU, durante el período de mercado h .
- $E_{SIMEC,h}$: es el valor de la medición oficial de la energía generada durante el período de mercado h .”

8.3.2.2: “Para las plantas generadoras de ERV, que durante el período de mercado en que se produjo el evento de vertimiento de generación base no limitaron su potencia, generando la totalidad de su energía disponible al sistema, no se tomará en cuenta la estimación de potencia *neta* disponible para determinar su participación obligatoria en el vertimiento de generación base, sino su generación real (SIMEC).

8.3.3.1: “Si por alguna razón la señal de potencia *neta* disponible estimada por la planta generadora de ERV no fue enviada a la UT durante un intervalo de mercado en el que se produjo vertimiento de generación base o presenta datos erróneos que no reflejan la capacidad disponible real de la planta, se procederá de la siguiente manera:

- c) El PM generador, deberá remitir a la UT el cálculo de la potencia *neta* disponible a más tardar ~~cuatro~~ *dos* días hábiles luego de ocurrido el vertimiento de generación base, *en caso de que el PM generador no cumpla*

con este tiempo, se aplicará lo establecido en el literal d) del numeral 8.3.1 de este Anexo, eliminando la posibilidad de apelación por parte del PM generador. El cálculo deberá tener el aval de la UT—un laboratorio especializado.

- d) Para esta verificación, la UT podrá solicitar la información complementaria que considere pertinente. (...)"

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 *neta* disponible horaria.
- b. Para los intercambios regionales o inyecciones desde las redes de distribución: en proporción a su inyección de potencia."

✓ **Sobre el vertimiento de generación base por inyecciones desde las redes de distribución**

2.2: "También participarán en la aplicación de este mecanismo, aunque únicamente como compradoras de vertimiento de generación base, las siguientes inyecciones:

- e) Los retiros regionales.
- f) Las inyecciones al sistema de transmisión desde las redes de las empresas distribuidoras que sean registradas en el SIMEC ~~ante un incumplimiento a lo estipulado en el numeral 3.8 de este anexo.~~
- g) Las inyecciones de unidades generadoras que durante los eventos de vertimiento de generación base se encuentren en calidad de prueba.
- h) Las inyecciones de PMs generadores que no corresponden a generación base y que soliciten mantener en línea sus unidades generadoras durante los eventos de vertimiento de generación base debido a restricciones técnicas."

3.8: "Asimismo, previo a utilizar el listado de prioridad para la administración del vertimiento de generación base, la UT ~~informará—requerirá~~ a todas las compañías distribuidoras ~~sobre el inicio de esta condición, siendo responsabilidad de estas reducir a cero sus inyecciones al sistema de transmisión, producida por generadores en sus redes que reduzcan la generación conectada en sus redes de distribución que operan fuera del mercado mayorista, de manera que no se produzcan inyecciones al sistema de transmisión desde sus redes.~~ Independientemente se les gire una instrucción en tiempo real o no, para reducir su inyección al sistema de transmisión en algún punto específico, si se registran inyecciones en el SIMEC, participará como comprador de

~~vertimiento en aquellos intervalos de mercado donde se prevea vertimiento de generación base.”~~

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 que sean registradas en el SIMEC, a excepción de las unidades despachadas como generación obligada.”

5.2: “El precio de la flexibilidad de generación de los generadores base con Contratos de Libre Concurrencia (CLC) respaldados con recursos renovables no convencionales, será considerado igual al precio de su CLC vigente. Las ofertas económicas de flexibilidad de generación podrán ser presentadas únicamente por aquellos generadores base que no tienen suscritos CLC respaldados con recursos renovables no convencionales.

Para el caso de los generadores ERV que tengan asociados Contratos de Naturaleza Pública (CNP) y estos cumplan con las condiciones establecidas en este Reglamento para los CLC respaldados con recursos renovables no convencionales, el precio de la flexibilidad de generación será considerado igual al precio de su CNP vigente, el cual deberá informar oportunamente a la UT para su consideración en la lista de mérito de vertimiento. Las ofertas económicas de flexibilidad de generación podrán ser presentadas por los generadores ERV que tienen suscritos CNP con características distintas que los CLC respaldados con recursos renovables no convencionales.”