

SIGET
SUPERINTENDENCIA GENERAL DE
ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES



**RESUMEN DE EVALUACIÓN DE IMPACTO
REGULATORIO DE PROPUESTA DE
MODIFICACIÓN AL ROBCP REMITIDA POR LA UT
SOBRE VERTIMIENTO
DE GENERACIÓN BASE**



PÁGINA EN
BLANCO

ÍNDICE

1.	ANTECEDENTES.....	5
2.	EVENTOS DE VERTIMIENTO DE GENERACIÓN.....	5
3.	NORMATIVA VIGENTE.....	8
4.	PROPUESTA DE LA UT DE MODIFICACIÓN AL ROBCP.....	10
4.1.	FASE I DE MODIFICACIONES AL ROBCP.....	10
4.2.	FASE II DE MODIFICACIONES AL ROBCP.....	11
5.	RESUMEN DE EVALUACIÓN DE IMPACTO REGULATORIO Y ANÁLISIS TÉCNICO.....	11
5.1.	DEFINICIÓN DE LA PROBLEMÁTICA Y OBJETIVOS.....	12
5.2.	EXPLICACIÓN DE OBJETIVOS QUE SE PERSIGUEN.....	12
5.3.	IDENTIFICACIÓN DE POSIBLES ALTERNATIVAS A SEGUIR.....	14
5.4.	EVALUACIÓN DE COSTOS O BENEFICIOS DE LAS ALTERNATIVAS REGULATORIAS 14	
6.	SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA REGULATORIA.....	16
7.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	16
8.	ANTEPROYECTO DE MODIFICACIONES.....	17
	ANEXO I. FASE I - JUSTIFICACIONES DE PROPUESTA DE MODIFICACIONES AL ROBCP PRESENTADAS POR LA UT.....	18

PÁGINA EN
BLANCO

1. ANTECEDENTES

Mediante nota de 18 de junio del presente año, el Licenciado Gustavo Enrique Chávez, Presidente de la Junta Directiva de la Unidad de Transacciones (UT), señaló entre otros aspectos lo siguiente:

- a. En enero de 2019 hubo eventos de vertimiento de generación, asociados con condiciones de exceso de generación con costo variable cero y baja demanda de energía y potencia en el Mercado Mayorista (MM).
- b. En la UT se conformó un comité de directores para analizar posibles cambios regulatorios y elaborar propuestas de modificación al Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP), relacionadas con los eventos de vertimiento antes mencionados.
- c. En el comité de directores se identificaron mejoras regulatorias al ROBCP relacionadas con la administración del vertimiento de recursos renovables, ante condiciones de baja demanda.
- d. La junta directiva de la UT conoció las recomendaciones del comité de directores, y acordó aprobar la propuesta regulatoria para su remisión a la Junta de Directores de la SIGET.

De conformidad con las instrucciones de la junta directiva de la UT y de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.6.6 del Capítulo 2 del ROBCP, el Licenciado Chávez, remitió, a través de la referida nota de fecha 18 de junio de 2021, propuesta de modificación al ROBCP y las justificaciones técnicas correspondientes, para la aprobación de la Junta de Directores de la SIGET.

La Junta de Directores de la SIGET resolvió en la parte resolutive del Acuerdo No. 322-E-2021 de fecha 6 de octubre de 2021, lo siguiente:

"(...) Comisionar a la Gerencia de Electricidad de la SIGET, la cual, con el apoyo de la Unidad de Asesoría Jurídica de esta institución, deberá elaborar el anteproyecto de modificación al ROBCP y su correspondiente "Resumen de Evaluación de Impacto Regulatorio" respecto a la problemática planteada por la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V. en su escrito del uno de septiembre de dos mil veintiuno; en ese sentido, la propuesta normativa 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 Lineamientos para la elaboración de evaluaciones de impacto regulatorio ex ante emitidos por el Organismo de Mejora Regulatoria."

Considerando los antecedentes antes mencionados, y a efectos de dar cumplimiento al Acuerdo No. 322-E-2021, el presente informe contiene el Resumen de Evaluación de Impacto Regulatorio (EIR) que se ha requerido y, como resultado del mismo, se propone el correspondiente anteproyecto de modificación al ROBCP.

2. EVENTOS DE VERTIMIENTO DE GENERACIÓN

Previamente al análisis de la propuesta de modificación al ROBCP remitida por la UT, es necesario precisar el término de "generación base", al cual se hace referencia de forma reiterada en la propuesta: debe entenderse por generación base a aquellas

unidades de generación renovables de costo variable igual a cero, que en condiciones normales de operación, inyectan la totalidad de su energía disponible al sistema. La generación base corresponde a las tecnologías: eólica, fotovoltaica, geotérmica y biomasa (ingenios azucareros).

En la Tabla 1 se muestra información sobre los eventos de vertimiento de generación base ocurridos desde diciembre de 2020 a la fecha, se observa que ha ido aumentando la frecuencia de eventos de vertimiento de generación eólica, fotovoltaica y de ingenios en el Mercado Mayorista y, en ese sentido, es razonable analizar ajustes o mejoras regulatorias al ROBCP, a fin de que la UT, entre otros aspectos, realice una adecuada administración del vertimiento o reducción de las inyecciones de las unidades de generación, y pueda ejecutar las acciones operativas necesarias para garantizar la seguridad del sistema de potencia.

Tabla 1. Vertimiento diario por tipo de unidad de generación
Eólica, Fotovoltaica e Ingenios

Fecha	Eólico en prueba (MWh)	Eólico (MWh)	Ingenios (MWh)	Fotovoltaica FV (MWh)	FV en prueba (MWh)	Total (MWh)
25-dic-20	214		253	218		685
26-dic-20	206		179			385
27-dic-20	94		225	88		407
01-ene-21	7		302	219		528
10-ene-21	11					11
17-ene-21	18					18
31-ene-21	6		153	8		167
07-feb-21	3		42		39	84
21-feb-21	88		77		52	217
28-feb-21	2		77		39	118
21-mar-21	53					53
02-abr-21		19	209	118		346
03-abr-21			38			38
Total	702	19	1555	651	130	3057

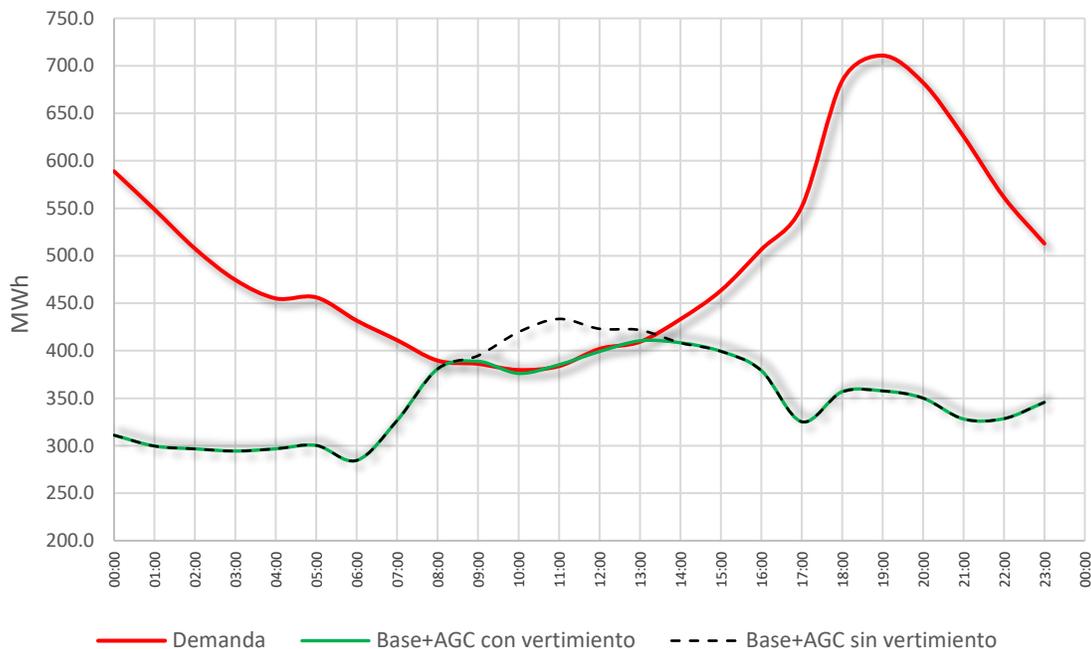
Fuente: Información remitida por la UT.

Es importante mencionar que todos los eventos de vertimiento de generación detallados en la Tabla 1 están asociados con la condición señalada por la UT, esto es que la potencia instantánea demandada en los intervalos de mercado afectados, resultó inferior a la disponibilidad agregada de la generación base y la que debe suministrar la reserva requerida del sistema (AGC) y, en consecuencia, no fue factible despachar toda la generación disponible de dichas plantas.

A modo de ejemplo, la condición antes mencionada se muestra en la Figura 1, en la cual se observa que en determinados intervalos de mercado la generación disponible (Base + AGC) es mayor que la demanda a suplir y, en consecuencia, para establecer el equilibrio horario entre generación y carga, es necesario gestionar la reducción de la inyección (vertimiento) de uno o más de esos tipos de recursos de generación, ya que la demanda no podría absorber toda la generación disponible de Costo Variable igual a cero. En la figura, la diferencia entre las curvas con y sin vertimiento

correspondería a la reducción total de energía de recursos de generación a administrarse para garantizar el balance entre carga y generación en el sistema.

Figura 1 Demanda y Generación Costo Variable igual a cero + AGC



Sobre el vertimiento de generación base antes referido, debe aclararse que el mismo podría suceder no solamente en condiciones de muy baja demanda de potencia respecto a la generación base disponible; sino que, tal como se ha observado en otros mercados de energía eléctrica, ese tipo de eventos también está asociado con¹:

- **Requerimientos de calidad y seguridad del Sistema de Transmisión diferentes a condición de demandas muy bajas.** Aunque a nivel nacional el vertimiento de generación ha ocurrido en condiciones de muy baja demanda respecto a la totalidad de la generación base disponible, en el futuro podría darse ese fenómeno en condiciones diferentes, por ejemplo, cuando en períodos de demanda que pueda catalogarse "normal" en el sistema, la generación total disponible (base, unidades que suministran reserva secundaria pero también generación en calidad de prueba), resulte superior a dicha demanda, y por ello sea necesario gestionar vertimientos para mantener el balance entre generación y carga. De conformidad con lo anteriormente explicado, el vertimiento de generación base también se podría producir para garantizar la calidad y seguridad del sistema de transmisión incluso en situaciones de demandas que se cataloguen como "intermedias".

¹ Alberto Carbajo Josa, La integración de las energías renovables en el sistema eléctrico, 2012.

- **Restricciones en el Sistema de Transmisión o congestión.** En algunos sistemas de potencia, no es posible que la totalidad de generación base disponible se pueda inyectar al sistema de transmisión debido a limitaciones en el sistema de transmisión, por lo que en esos casos los operadores del sistema también han tenido que gestionar la reducción de generación eólica o fotovoltaica.

Considerando lo antes mencionado, en el análisis técnico de la propuesta remitida por la UT, se debe prever que los eventos de vertimiento de generación base que se originen en el futuro, podrían tener una causa diferente a condiciones de muy baja demanda de potencia en el sistema de transmisión, por lo que se recomienda ampliar el alcance de la propuesta de modificación al ROBCP de la UT.

3. **NORMATIVA VIGENTE**

Se detalla a continuación la normativa vigente en la Ley General de Electricidad (LGE) y su Reglamento (RLGE), y en el ROBCP, que habilita y faculta a la UT a realizar acciones operativas para gestionar y administrar los eventos de vertimiento de generación base, ocurridos a nivel del Mercado Mayorista:

- a. **Operación confiable y segura del sistema de transmisión.** En el Art. 33 de la LGE se establece que la UT debe operar el sistema de transmisión de forma tal de mantener la seguridad del sistema y asegurar la calidad de los servicios.

Asimismo, de acuerdo con el *Capítulo 2. CONDICIONES GENERALES del ROBCP*, cada Participante del Mercado (PM) tiene la obligación de cumplir todas las instrucciones que dicte la UT, y en el Capítulo 17 se dispone que la UT debe realizar todas las acciones que sean necesarias para mantener las variables dentro de los límites establecidos, tanto en condición normal como en condición de emergencia.

Las disposiciones antes mencionadas se detallan a continuación, destacándose en negrita, los aspectos relevantes para el análisis de la propuesta de la UT:

- Ley General de Electricidad

"CAPITULO III - DE LA UNIDAD DE TRANSACCIONES

SECCION I - DE LA ORGANIZACION

Art. 33.- Todo sistema interconectado deberá contar con una Unidad de Transacciones, en adelante la UT, que tendrá por objeto:

a) Operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema y asegurar la calidad mínima de los servicios y suministros; y,

b) Operar el mercado mayorista de energía eléctrica;

(...)"

- Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción

"CAPÍTULO 2. CONDICIONES GENERALES

2.1.2. La UT operará el sistema de transmisión manteniendo la seguridad y calidad requerida de acuerdo a las normas y procedimientos definidos en este Reglamento y la Regulación Regional. Cada Participante del Mercado tiene la obligación de cumplir todas las instrucciones que dicte la UT, salvo motivos debidamente justificados de fuerza mayor o riesgo para la seguridad de instalaciones o personas que serán verificadas por la UT."

"CAPÍTULO 17. CALIDAD Y SEGURIDAD OPERATIVAS DEL SISTEMA

17.1. OBJETO.

17.1.1. La UT tiene la responsabilidad de mantener la calidad y la seguridad del sistema. Para ello podrá establecer las restricciones operativas que sean necesarias a la operación física de la red, y asignará los Servicios Auxiliares requeridos para una operación segura y confiable.

(...)

17.1.3. En la operación del sistema eléctrico, la UT realizará todas las acciones que sean necesarias para mantener las variables dentro de los límites establecidos, tanto en condición normal como en condición de emergencia. Cada PM está obligado a poner a disposición sus equipos para ello y cumplir con las operaciones que a los efectos requiera la UT."

- b. Reducción de generación de unidades renovables no convencionales. En el Capítulo 13 y Anexo 10 del ROBCP, se establece que a pesar de la prioridad en el despacho de las unidades generadoras renovables no convencionales, y que deben inyectar a la red la totalidad de la generación disponible, pero por razones de seguridad operativa o emergencia, la UT tiene la facultad de solicitar la disminución parcial o total de su generación.

A continuación se transcriben la disposición antes referida del Capítulo 13 y Anexo 10.

"CAPÍTULO 13. OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

13.5 Obligaciones

13.5.1 Cada PM está obligado a mantener sus transacciones dentro de los valores resultantes del predespacho y de las instrucciones giradas por la UT durante la administración en tiempo real del MRS, dentro de la banda de tolerancia definida en el Anexo Operación en Tiempo Real. En el caso de los generadores renovables no convencionales, su inyección a la red estará condicionada a la disponibilidad del recurso primario, a excepción que por razones de seguridad operativa o emergencia la UT solicite disminución de su generación por la desconexión total o parcial de sus equipos."

"ANEXO 10. OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

3.5 Para los generadores renovables no convencionales su inyección en tiempo real dependerá de la disponibilidad del recurso primario, por lo cual no se considerarán como incumplimientos de generación sus desviaciones respecto al predespacho. La UT podrá solicitar reducciones en su inyección por razones de seguridad operativa o emergencia en el Sistema de Potencia por la desconexión total o parcial de sus equipos."

4. PROPUESTA DE LA UT DE MODIFICACIÓN AL ROBCP

El 18 de junio de 2021, la UT remitió a la SIGET una propuesta de modificación del ROBCP, dividida en dos fases que se detallan a continuación:

4.1. FASE I DE MODIFICACIONES AL ROBCP

Estas se pueden desglosar en cinco categorías:

a) Administración del vertimiento de generación base:

- Adición de definiciones al Capítulo 1 del ROBCP tales como: generación base, unidades de generación de Energías Renovables Variables (ERV), flexibilidad de generación, entre otras.
- Establecimiento de que el costo variable de las unidades geotérmicas es igual a cero, en consistencia con la propuesta del generador geotérmico – planteada en una ocasión anterior – de ser considerado como generación base.
- Adición de un Procedimiento para la administración del vertimiento de generación base que contemple aspectos normativos como los siguientes: establecer requerimientos de información a los PM de generación base, por ejemplo, sobre las ofertas de flexibilidad de generación, acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación entre PMs, el tratamiento que se le dará a esa información, así como la forma de valorar y liquidar las transacciones económicas resultantes de la administración de vertimiento de generación base.

b) Procedimiento para determinar energía vertida: Se debe detallar el procedimiento para el cálculo con la mayor exactitud posible de la energía vertida por las plantas generadoras renovables de costo variable cero.

c) Mecanismo para incentivar la demanda nacional: la UT ha propuesto excluir del período de control para el cálculo de la demanda reconocida, las horas de baja demanda en el sistema, pertenecientes al bloque de resto (de las 5:00 a las 17:59 horas) de los sábados, domingos y días feriados que publique la UT, lo que tendría como consecuencia de que si en esos períodos ocurre la demanda máxima de un determinado PM, ese valor no se consideraría para establecer la demanda reconocida que debería pagar dicho PM. Se puede entender esta medida como una forma de incentivar que se traslade carga desde períodos de mayor consumo hacia períodos de baja demanda, a fin de minimizar la probabilidad de que ocurran eventos de vertimiento de generación base.

d) Mecanismo para incentivar las exportaciones: Esta medida tiene por objeto minimizar la probabilidad de que ocurra vertimiento de generación base. Por ejemplo, en las horas en las que podría ocurrir vertimiento de generación base, se exige a los PM exportadores del pago de los cargos del sistema, a efectos de propiciar que se realicen transacciones de inyección regional al MER, con lo cual se busca que la carga a abastecer en el sistema sea mayor, reduciendo con ello el vertimiento de generación base. Asimismo, se elimina, en las horas de incentivo a la exportación, la obligación que tienen actualmente los PM exportadores de pagar parte de la compensación por eficiencia a unidades generadoras.

e) **Modificaciones al ROBCP asociadas con la compensación de unidades generadoras por Déficit de Reserva Secundaria o por eficiencia.** La UT ha determinado que, de conformidad con las reglas vigentes, a algunas unidades generadoras se les remunera en un mismo intervalo de mercado por ambos tipos compensaciones, debiéndose remunerar por un único concepto a efectos de evitar una duplicidad de pago. Además de lo anterior, la UT ha considerado conveniente mejorar la manera de describir ciertas reglas, por ejemplo, precisando las fórmulas de cálculo de determinados cargos, ya que en las disposiciones vigentes únicamente se describe la forma de cálculo pero sin precisar ninguna fórmula.

De acuerdo con lo antes mencionado, se tienen las siguientes modificaciones al ROBCP:

- Modificación para eliminar la duplicidad de la remuneración de unidades de generación tanto por compensación por eficiencia como por despacho de generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria.
- Incorporación de la fórmula para determinar la compensación para unidades generadoras despachadas como generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria, en el numeral 12.6.6.5 del Capítulo 12 Servicios Auxiliares del ROBCP.
- Incorporación en el numeral 3.2.2.9 del Anexo 9 Cálculo del Precio en el MRS de la fórmula para estimar la compensación por eficiencia a unidades generadoras, y eliminar su pago a PM que exportan, en las horas de incentivo a la exportación.

4.2. FASE II DE MODIFICACIONES AL ROBCP

Los cambios propuestos por la UT tienen por objeto incorporar plenamente -técnica y económicamente- y de forma obligatoria, a los generadores conectados en la red de distribución y que no forman parte del Mercado Mayorista, al mecanismo de vertimiento de generación base.

Es importante mencionar que en el presente informe únicamente se analizarán las modificaciones relacionadas con la Fase I, dado que la SIGET está en el proceso de revisión y estudio, tanto técnico como jurídico, de las distintas normativas vigentes del sector eléctrico, a fin de regular de forma integral la interacción u operación coordinada a nivel de transmisión y distribución, con lo cual las modificaciones propuestas por la UT de la Fase II se tomarán en cuenta en el análisis que realice la SIGET posteriormente, y en función de él se hará la propuesta correspondiente de modificación al ROBCP.

Por otra parte, se muestra en el Anexo I de este informe las justificaciones técnicas de la propuesta de modificación al ROBCP que fueron presentadas por la UT.

5. RESUMEN DE EVALUACIÓN DE IMPACTO REGULATORIO Y ANÁLISIS TÉCNICO

En cumplimiento de lo dispuesto en el Acuerdo No. 322-E-2021, a continuación se desarrollan los elementos principales que conforman el Resumen de la Evaluación de Impacto Regulatorio (EIR).

5.1. DEFINICIÓN DE LA PROBLEMÁTICA Y OBJETIVOS

En la normativa vigente y, particularmente en el ROBCP, no existe una **regulación específica** para que la UT administre tanto técnica como económicamente, los eventos previstos de vertimiento de generación base, no obstante, es importante aclarar que, como se detalló anteriormente, existen disposiciones dispersas en la LGE, RLGE, y en el ROBCP, con ese objetivo. En razón de lo anterior, la UT ha propuesto mejoras regulatorias tanto específicas (procedimiento de administración) como complementarias (incentivos a la exportación y a la demanda nacional) para una administración adecuada del vertimiento de generación base.

Adicionalmente, mediante la propuesta de mejora regulatoria de la UT se busca corregir problemas que se han detectado en el ROBCP vigente, como duplicidad de compensaciones a unidades generadoras (tanto por generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria como por eficiencia), y precisar aspectos normativos vigentes en dicho reglamento, mediante la inclusión de las fórmulas de cálculo de determinados cargos.

5.2. EXPLICACIÓN DE OBJETIVOS QUE SE PERSIGUEN

Los objetivos que persigue la propuesta de modificación al ROBCP remitida por la UT son los siguientes:

- a. Incorporar al ROBCP metodologías o procedimientos específicos para que la UT administre, tanto técnica como económicamente, los eventos de vertimiento de generación base.
- b. Incorporar al ROBCP una metodología para determinar con la mayor exactitud posible la energía vertida por unidades generadoras renovables de costo variable cero.
- c. Incorporar disposiciones en el ROBCP para incentivar la exportación y la demanda nacional en intervalos de mercado en los que se prevea vertimiento de generación base, siendo esas disposiciones una forma indirecta para minimizar el vertimiento de generación base.
- d. Corregir la problemática de disposiciones vigentes en el ROBCP, de duplicidad de pago a una unidad de generación de compensaciones (por eficiencia y por generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria) en un mismo intervalo de mercado.
- e. Precisar aspectos normativos vigentes, por ejemplo, la incorporación de las fórmulas de cálculo de determinados cargos, ya que en algunas disposiciones vigentes únicamente está descrita la forma de cálculo, sin la formulación matemática correspondiente, la cual aporta mayor claridad.

Como resultado de la revisión y análisis de la propuesta de la UT de modificación al ROBCP, se concuerda con los objetivos que se persiguen; asimismo se considera que la propuesta está técnicamente justificada, no obstante, se tienen las siguientes observaciones:

- a. **Ampliación del alcance de aplicación del procedimiento de administración de vertimiento de generación base.** El procedimiento de administración de vertimiento debe aplicarse en todas aquellas condiciones

operativas en el sistema que ocasionen vertimiento de generación base, a fin de salvaguardar las condiciones de calidad y seguridad del sistema, por lo que debe considerarse que el tener una demanda de potencia muy baja en el sistema respecto a la generación disponible no es la única causa de vertimiento de generación base². Asimismo, se debe precisar la forma de participación específica de los diferentes PMs generadores (base, inyecciones de contratos de retiro, inyecciones desde redes de distribución o generadores que están en calidad de prueba), tanto técnica como económicamente, en los eventos de vertimiento de generación base.

- b. **Clasificación de las modificaciones al ROBCP como permanentes o transitorias.** Como resultado de la revisión de la propuesta de modificaciones al ROBCP, se ha determinado la necesidad de recomendar que algunas de las modificaciones se aprueben transitoriamente. El objeto de esa recomendación es que se cuente con un período de prueba para su aplicación, a fin de analizar los resultados económicos para los vendedores o compradores de energía eléctrica de las disposiciones destinadas a incentivar las exportaciones, los cuales ex ante no se pueden estimar con precisión, en vista de que dependen de factores cuya evolución es difícil de proyectar, tales como:

- Variación de la demanda nacional
- Existencia de oportunidades de transacciones comerciales con los otros países miembros del MER
- Precios ofertados al MER por los agentes que realizan las transacciones regionales

En el caso de las demás modificaciones al ROBCP se recomienda que se consideren de carácter permanente, tal como es el caso del procedimiento de administración de generación base (Anexo 21), el cual se prevé que tendrá una nula o mínima incidencia económica para los usuarios finales.

- c. **Periodicidad de presentación de ofertas o acuerdos de flexibilidad.** Debe quedar claro que la vigencia de las ofertas o acuerdos de flexibilidad será trimestral pero que, en caso de que los PMs habilitados a presentar esas ofertas o a suscribir esos acuerdos lo consideren necesario, puedan presentar modificaciones a esa información mensualmente.
- d. **Otras modificaciones de forma.** Se han detectado modificaciones de forma para mayor claridad de las disposiciones.

Considerando los aspectos antes mencionados, a la propuesta de modificación al ROBCP remitida por la UT, se le deben incorporar las adecuaciones recomendadas por la Gerencia de Electricidad.

² Para lo cual debe ejecutar maniobras para mantener el balance carga-generación en el área de control.

5.3. IDENTIFICACIÓN DE POSIBLES ALTERNATIVAS A SEGUIR

Solamente se han identificado dos posibles alternativas a seguir, de conformidad con lo siguiente:

- **Alternativa 1:** Aprobar la propuesta de modificación al ROBCP de la UT incorporando las adecuaciones sugeridas por la Gerencia de Electricidad.
- **Alternativa 2:** No aprobar la propuesta de la UT de modificación al ROBCP.

5.4. EVALUACIÓN DE COSTOS O BENEFICIOS DE LAS ALTERNATIVAS REGULATORIAS

Se presenta a continuación, la evaluación de los costos y beneficios de las alternativas regulatorias detalladas en el apartado anterior:

- a. La Alternativa 1 considera modificaciones al ROBCP que se recomienda catalogar como permanentes y otras como transitorias. En el caso de las modificaciones al ROBCP calificadas como permanentes, no se prevén a raíz del análisis realizado por la Gerencia de Electricidad, costos a trasladarse a los usuarios finales.

Ahora bien, la UT ha detectado que como resultado de aplicar la normativa vigente, a los generadores en línea para suplir déficit de reserva secundaria, es posible que se les remunere en un mismo intervalo de mercado:

- Una compensación por eficiencia de conformidad con lo establecido en el numeral 3.2.2.9 del Anexo 9 del ROBCP, y
- Una compensación por el servicio de suplir déficit de reserva secundaria, de conformidad a lo estipulado en el numeral 12.6.6.5 del Capítulo 12 del ROBCP.

Partiendo de lo anterior, en el procedimiento se está proponiendo también eliminar la compensación por eficiencia a las unidades que suplen el déficit de AGC, puesto que la misma ya está siendo compensada a través de sus servicios de reserva secundaria (AGC), con lo cual se eliminaría un sobrecosto que actualmente se traslada a la demanda.

En adición a lo anterior, se prevén los siguientes beneficios como resultado de la aplicación de las disposiciones que propone la UT y que se recomienda que se aprueben con carácter permanente:

- La liquidación de las transacciones económicas del procedimiento de administración del vertimiento de generación base, consiste en un mecanismo de abonos y pagos entre PMs que venden o compran vertimiento de generación base, montos que no se trasladarán a los usuarios finales y que permitirán que los generadores base optimicen sus resultados económicos.
- La UT contará con un criterio para determinar el orden en el que debe solicitar a los PM con generación base que reduzcan su generación en eventos de vertimiento de generación base.
- Se obtendrá una estimación bastante precisa de la energía vertida, lo cual es de interés de todas las partes involucradas, especialmente para

los generadores que se vean obligados ocasionalmente a verter su recurso energético primario.

En el caso de las modificaciones al ROBCP relacionadas con incentivos a las exportaciones, sí se prevé que tendrán alguna incidencia en los precios del MRS y en los cargos del sistema, aunque en razón de que se aplicarán en días y horas acotados, el impacto no se estima que sea significativo. Por otra parte, el beneficio que se desprende de estas disposiciones es propiciar el aprovechamiento de recursos energéticos renovables baratos en situaciones de posible vertimiento, en vez de que estos se desperdicien en la forma de vertimiento del recurso energético primario.

Sin embargo, al depender la incidencia de estas disposiciones de condiciones difíciles de proyectar tanto en el mercado mayorista como en el MER, es necesario poner a prueba estas disposiciones durante un período transitorio a fin de asegurarse que los beneficios para el sistema de estas medidas superen a los eventuales costos.

En consistencia con lo antes comentado, es que se propone que las disposiciones para incentivar las exportaciones se aprueben con carácter transitorio por un período de hasta 6 meses, y que posteriormente al análisis de los efectos observados en el mercado, se determine si procede o no la aprobación definitiva de esas modificaciones.

- b. Sobre la Alternativa 2, de no aprobar la propuesta de modificación al ROBCP remitida por la UT, no se espera obtener beneficios, sino más bien los siguientes costos o desventajas:
 - i. Se mantendrá la situación actual, de no compensar a aquellos generadores renovables, que por instrucciones de la UT, reduzcan su inyección al sistema (vertimiento), lo que implicará un impacto negativo en sus ingresos, el cual se profundizará si la única fuente de remuneración de esos generadores es la energía inyectada al sistema de transmisión.
 - ii. La UT tendrá una desventaja de carácter operativo pues no contará con un criterio para determinar el orden con el cual debe solicitar a los PM con generación base, que reduzcan su generación en eventos de vertimiento de generación base, lo que no garantizará que la forma de recortar la generación sea la más adecuada.
 - iii. Se desaprovecharán recursos energéticos renovables baratos en vista que en una situación de posible vertimiento no quedará otra opción más que recortar la generación base, mientras que con los mecanismos para incentivar la demanda nacional y las exportaciones se procura evitar que eso ocurra, al promover la utilización de esa energía.
 - iv. Se mantendrá la posibilidad de que algunas unidades generadoras reciban una doble compensación en algunos intervalos de mercado, por generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria y por eficiencia, impactando con ello a los PMs a los que se les traslada dichos costos (demanda y PM exportadores).

6. SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA REGULATORIA

De acuerdo con la evaluación de los costos y beneficios de las dos alternativas planteadas, se recomienda optar por la Alternativa 1, la cual implica aprobar la propuesta de la UT de modificación al ROBCP. Es importante mencionar que esta opción es adecuada desde un punto de vista técnico y económico, aunque se deben incorporar las adecuaciones recomendadas por la Gerencia de Electricidad.

7. 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. La propuesta de modificación al ROBCP remitida por la UT tiene como objetivo superar la limitante de que en la normativa vigente no existe una regulación específica para que la UT administre, tanto técnica como económicamente, los eventos de vertimiento de generación base. También por medio de esa propuesta se busca incorporar disposiciones para incentivar la exportación y la demanda nacional, lo que, de forma indirecta, posibilite minimizar el vertimiento de generación base. Asimismo, entre las modificaciones propuestas se incluyen ajustes con el propósito de eliminar la posibilidad de duplicidad de pago de compensaciones (por eficiencia y para suplir déficit de reserva secundaria) a una unidad de generación, en un mismo intervalo de mercado.
- b. Por las razones que se resumen en el literal anterior, se concluye que la Alternativa 1 es adecuada desde un punto de vista técnico, la cual consiste en la aprobación de la propuesta de la UT de modificación al ROBCP, no obstante, se recomienda, entre otros aspectos las siguientes adecuaciones:
 - Ampliar el alcance de la aplicación del Anexo 21 propuesto por la UT, estableciendo que el vertimiento de generación base se aplicará en condiciones operativas del sistema que ocasionen vertimiento, a efectos mantener el balance carga-generación en el área de control y salvaguardar las condiciones de calidad y seguridad del sistema; y no únicamente cuando se registra una demanda de potencia muy baja en el sistema.
 - Debe quedar claro que la vigencia de las ofertas o acuerdos de flexibilidad será trimestral pero que en caso que los PMs habilitados a presentar esas ofertas o a suscribir esos acuerdos lo consideren necesario, podrán presentar modificaciones a esa información mensualmente. Se proponen, asimismo, otras adecuaciones de forma para mayor claridad de las diversas disposiciones.
 - Clasificar las modificaciones al ROBCP como permanentes o transitorias. El objeto de recomendar propuestas transitorias es que una vez aprobadas se cuente con un período de prueba para su aplicación, a fin de determinar si los beneficios de las mismas superan a los eventuales costos. Se recomienda que su aplicación sea durante un período de hasta 6 meses.

En el caso de las modificaciones al ROBCP catalogadas como permanentes a raíz del análisis técnico realizado, se prevé que no tendrán incidencia económica para los usuarios finales.

8. ANTEPROYECTO DE MODIFICACIONES

El proyecto de modificaciones al ROBCP se encuentra en el documento "Consulta pública de la propuesta de Modificaciones al ROBCP sobre vertimiento de generación base".

ANEXO I. FASE I - JUSTIFICACIONES DE PROPUESTA DE MODIFICACIONES AL ROBCP PRESENTADAS POR LA UT

1. CONCEPTO DE GENERACIÓN BASE Y UNIDADES GENERADORAS CONSIDERADAS COMO ENERGÍA RENOVABLE VARIABLE.

1.1. JUSTIFICACIÓN DEL CAMBIO

En el ROBCP se encuentra definido el concepto de *Unidades Generadoras Renovables no Convencionales*, el cual engloba las tecnologías eólica, solar, biomasa y mareomotriz. Sin embargo, ante la necesidad de normar mecanismos para la gestión de escenarios de baja demanda en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) y exceso de oferta de generación base con costo variable cero, se ha identificado que debe diferenciarse inequívocamente a aquellas unidades de generación cuyo recurso primario, si bien renovable, tiene la característica adicional de ser de naturaleza intermitente en su inyección de potencia, en particular las unidades de generación eólicas, solares o mareomotriz.

Por la misma razón antes citada, resulta imprescindible contar con un término para la identificación de un grupo de unidades generadoras más extendido, conformado por aquellas que en condiciones normales de demanda, inyectan de forma continua la totalidad de su energía disponible al sistema, sea porque sus costos de operación son cero, por tener asignada prioridad de despacho al ser generadores que utilizan recursos variables no convencionales o por sus restricciones técnicas propias para bajar carga o salir de línea. El término propuesto para este grupo de unidades es “Generación base”, el cual deberá incorporarse debidamente en el glosario para su correcta identificación.

1.2. PROPUESTA Y DETALLE DE CAMBIOS

Se propone adicionar las definiciones de *Generación base* y de *Unidades generadoras a partir de Energía Renovable Variable (ERV)* en el glosario del ROBCP, de manera que las referencias a estos grupos de unidades generadoras, que se realicen en otras secciones de la reglamentación, sean claras y no se presten a confusiones o interpretaciones alternativas.

Sección	Tipo	Detalle de numerales
Glosario	Se adicionan	Generación base
		Unidades generadoras a partir de energía renovable variable.

2. CONSIDERACIÓN DE COSTO VARIABLE IGUAL A CERO PARA UNIDADES GEOTÉRMICAS

2.1. JUSTIFICACIÓN DEL CAMBIO

De acuerdo con lo expresado por LaGEO S.A. de C.V. en carta con fecha 19 de diciembre de 2019, remitida a la Superintendencia General de Electricidad y a esta sociedad, las centrales de generación geotérmica presentan restricciones técnicas para la regulación de su potencia, algunas de las cuales están relacionadas con: el tiempo prolongado que se requiere para la salida o puesta en servicio de los pozos productores geotérmicos; la contaminación del aire y contaminación por ruido que se genera durante estas operaciones; las inestabilidades derivadas en el sistema de alimentación de vapor hacia los turbogeneradores; y, la fatiga a la que se someten los alabes de las turbinas durante las variaciones de carga. Además de lo anterior, podrían darse problemas por el uso en forma no óptima de la concesión para el uso de este recurso por parte del estado.

Las restricciones técnicas mencionadas, provocan que las centrales geotérmicas deban inyectar la totalidad de su energía disponible al SEP, independientemente del Costo Marginal de Operación (CMO), que se tenga en los diferentes escenarios de oferta y demanda. Lo anterior implicaría la asignación de un costo variable de producción igual a cero para esta tecnología.

Sin embargo, actualmente las unidades geotérmicas presentan un Costo Variable No Combustible (CVNC) diferente de cero, asociados al costo de mantenimiento y otros costos variables en que se incurre para su operación.

2.2. PROPUESTA Y DETALLE DE CAMBIOS

En línea con las restricciones técnicas mencionadas, y el consecuente requerimiento de asignación de prioridad de despacho a las unidades geotérmicas, el cual es independiente de las condiciones de oferta-demanda del SEP, se propone modificar el anexo 17 del ROBCP para asignarles a dichas unidades un costo variable igual a cero, no siendo necesaria la elaboración de las auditorías establecidas en dicho anexo.

Sección	Tipo	Detalle de numerales
Anexo 17	Se modifica	3.23

3. CONCEPTO DE VERTIMIENTO DE GENERACIÓN BASE Y FLEXIBILIDAD DE GENERACIÓN.

3.1. JUSTIFICACIÓN DEL CAMBIO

El vertimiento de generación base se refiere a la reducción de las inyecciones de dichas unidades, cuando la potencia instantánea demandada resulta inferior a la disponibilidad agregada de la generación base, no pudiendo acomodarse la producción energética total de dichas plantas. Partiendo de lo anterior, se hace notar que el vertimiento de generación base no hace referencia, ni tiene relación con el concepto tradicional de vertimiento, relacionado con la apertura de las compuertas de vertedero de una central hidroeléctrica, para controlar el nivel de su embalse.

Para ilustrar el vertimiento de generación base, se presenta la figura 1, en donde se compara la inyección de generación base real horaria con el acumulado de la generación base disponible, para el 1 de enero del 2021 (día con mayor vertimiento de generación base a la fecha de elaboración de este informe), con la demanda requerida por el sistema.

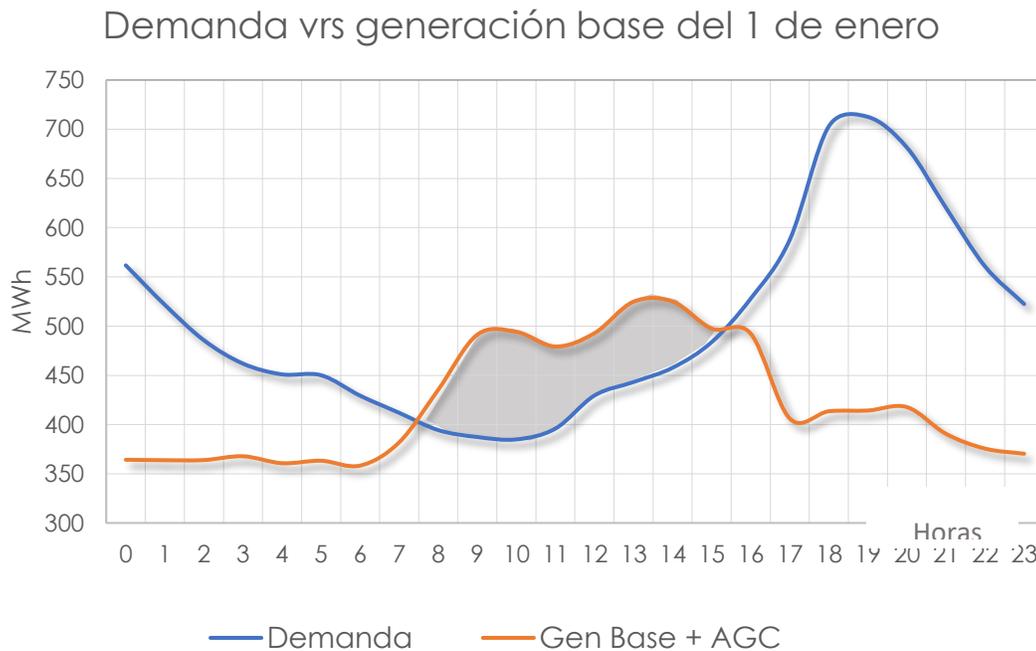


Figura 1: Generación y la demanda el 1° de enero del 2021.

De la figura anterior, se observa que pese a cubrirse la demanda de energía requerida por el sistema, aún existe un remanente de generación con costo variable igual a cero (sombreado gris), que debe ser reducido para mantener el balance carga-generación y así salvaguardar las condiciones de calidad y seguridad del SEP.

Adicionalmente, en la figura siguiente (figura 2) se presenta el detalle del vertimiento de generación base, es decir, la reducción de potencia por tecnología que fue coordinada entre la UT y los generadores base para el 1 de enero de 2021.

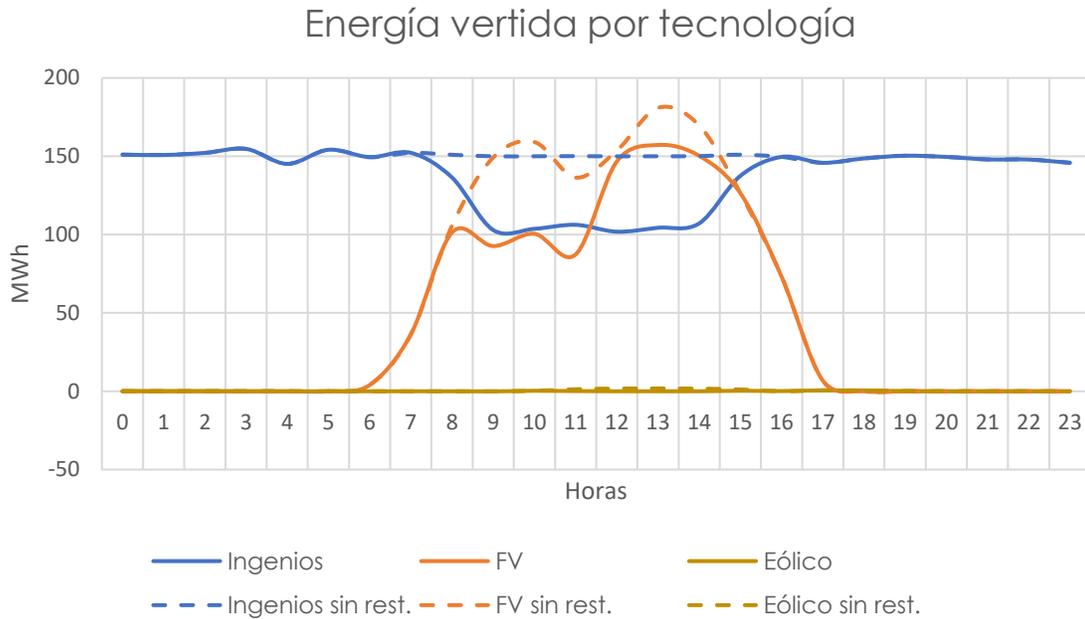


Figura 2: Energía vertida por cada tecnología de generación base para el 1 de enero de 2021.

De la figura anterior, se aprecia que el vertimiento de generación base necesario para mantener el balance carga-generación ante este tipo de escenarios de muy baja demanda, no puede ser aportado en igual medida por todas las plantas de generación base, debido a que ciertas tecnologías presentan restricciones que impiden o limitan la reducción de su inyección de potencia. Lo anterior está estrechamente relacionado con el nivel de **flexibilidad de generación** de cada una de las tecnologías, el cual es un concepto importante como parte de la administración del vertimiento de generación base, que se considera y amplía en el mecanismo propuesto para la gestión comercial y operativa del vertimiento de generación base.

3.2. PROPUESTA Y DETALLE DE CAMBIOS

Se propone adicionar los conceptos de vertimiento asociados al recurso hidroeléctrico y a la generación base en el glosario del ROBCP, para evitar la confusión entre ambos. Además, en el glosario, se solicita incluir el concepto de **flexibilidad de generación**, para contar con un término que se refiera a la disponibilidad de un generador base para variar su potencia, ante requerimientos de vertimiento de generación base.

Sección	Tipo	Detalle de numerales
Glosario	Se adicionan	Vertimiento
		Vertimiento de generación base
		Flexibilidad de generación

4. PROCEDIMIENTO PARA LA ADMINISTRACIÓN DE VERTIMIENTO DE GENERACIÓN BASE

4.1. JUSTIFICACIÓN DEL CAMBIO

Al ser necesaria la reducción de generación base para mantener el balance entre la potencia inyectada y la demanda del SEP, se vuelve indispensable contar con lineamientos claros que dicten el orden en que deben programarse e instruirse dichas reducciones. Estos lineamientos deben ser incorporados en la reglamentación, como parte del procedimiento para la gestión del vertimiento de generación base.

Debido a que todos los generadores base presentan un costo variable igual a cero (o lo asumen, en el caso de generación en calidad de prueba), se considera que, ante escenarios de baja demanda, estos tienen la obligación de reducir su generación de forma proporcional a su disponibilidad horaria. Sin embargo, ante la existencia de unidades de generación base con flexibilidad de generación nula o limitada, ya sea por restricciones técnicas, acuerdos o concesiones para la explotación de su recurso primario, procesos industriales dependientes de su generación de energía eléctrica, contratos físicos (contratos de largo plazo de libre concurrencia respaldados con generación renovable no convencional), etc. se evidencia la necesidad de brindar opciones dentro del citado procedimiento, para que, a través de terceros, estos generadores cumplan con su participación obligatoria para verter.

4.2. PROPUESTA Y DETALLE DE CAMBIOS

El mecanismo para la administración de vertimiento de generación base con costo variable igual a cero, que se propone incluir en el ROBCP, considera los siguientes principios:

- Todos los generadores base con costo variable igual a cero, tienen la obligación de participar en el vertimiento de generación base de forma proporcional a su disponibilidad horaria.
- La participación obligatoria para verter generación base, puede ser suplida por sus propios medios reduciendo sus inyecciones al sistema de transmisión o a través de terceros.
- El mecanismo para la administración de vertimiento de generación base, considera la posibilidad de suscribir acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación entre PM generadores base.
- La administración de vertimiento de generación base, se realizará utilizando una lista de prioridad de vertimiento, construida a partir de ofertas de flexibilidad de generación.
- Las ofertas de flexibilidad de generación serán construidas considerando la información de rangos de flexibilidad de generación con precio asociado, siendo este último el precio hasta el cual los generadores base prefieren comprar su vertimiento antes de verter su generación propia.
- Conforme a su ubicación en la lista de prioridad de vertimiento, los generadores base pueden ser compradores o vendedores de flexibilidad de generación.

- Al cierre del balance carga-generación se determinará la oferta de flexibilidad de generación que proporcionó el incremento marginal de vertimiento de generación base, la cual fijará el precio marginal de flexibilidad de generación.

Sección	Tipo	Detalle de numerales
Glosario	Se adiciona	Precio marginal de flexibilidad de generación
Anexo 21	Se adicionan	Numerales 1 (1.1,1.2)
		Numeral 2 (2.1)
		Numerales 3 (3.1, 3.2, 3.3, 3.4, 3.5, 3.6, 3.7, 3.8, 3.9, 3.10, 3.11, 3.12)
		Numerales 4 (4.1, 4.2, 4.3)
		Numerales 5 (5.1, 5.2, 5.3)
		Numerales 6 (6.1, 6.2)
		Numerales 7 (7.1, 7.2)

5. CÁLCULO DE LA ENERGÍA VERTIDA

5.1. JUSTIFICACIÓN DEL CAMBIO

Para la asignación de la energía a verter para los generadores base con costo variable igual a cero, es necesario identificar cual es la potencia disponible en las horas en las que se necesita esta reducción, para esto, cada tecnología requiere de procedimientos específicos.

En el caso de la generación en base con recursos geotérmicos o para los ingenios azucareros, se debe garantizar que la disponibilidad reportada por estos PM tenga congruencia con la historia reciente de inyección.

Las Energías Renovables Variables (ERV) presentan un mayor reto, debido a su característica variable del recurso primario, lo que crea la necesidad de tener mediciones de este para estimar la generación que se podría inyectar en caso de que no existiera una reducción por el vertimiento. Por tal motivo, también se deben prever mecanismos en caso de que las mediciones del recurso primario fallen.

5.2. PROPUESTA Y DETALLE DE CAMBIOS

Se detallan los pasos a seguir, gestiones, información requerida y aprobaciones para calcular la energía vertida para generadores base, especificando los lineamientos de cada tecnología. Además, se propone el procedimiento de cálculo utilizado y las acciones a seguir en caso de mantenimientos de los generadores, falla de los generadores, o falla del equipo de comunicación de los datos en las horas de vertimiento de generación base.

Sección	Tipo	Detalle de numerales
Anexo 21	Se adicionan	Numerales 8, 8.1, 8.2, 8.3 (8.3.1, 8.3.2, 8.3.3), 8.4, 8.5 (8.5.1, 8.5.1.1, 8.5.1.2)

6. TRANSACCIONES ECONÓMICAS.

6.1. JUSTIFICACIÓN DEL CAMBIO

Para determinar los cargos o abonos producto de la administración de vertimiento de generación base, se hace necesario determinar con anticipación los procedimientos a seguir, y así tener las reglas claras para la conciliación de las transacciones resultantes de estos eventos.

También se deben tener claridad sobre las acciones a seguir cuando un generador no acate parcial o totalmente las instrucciones de vertimiento de la UT, ya sea que no vierta su asignación o cuando vierta en exceso, o cuando se produzcan fallas en los generadores o en sus equipos de comunicación de datos.

6.2. PROPUESTA Y DETALLE DE CAMBIOS

Se establece que para cada periodo de mercado en que se necesite reducir la generación base, se calculará la participación obligatoria de vertimiento para cada PM, que se encuentre inyectando al SEP, y esta asignación será proporcional a su disponibilidad horaria.

En función de la energía vertida por cada PM y de las ofertas de flexibilidad de generación de los generadores base con costo variable cero, se propone determinar el precio marginal de flexibilidad de generación por intervalo de mercado, y posterior a esto establecer los abonos correspondientes por la generación vertida de forma adicional a la participación obligatoria de cada PM. De acuerdo con esta propuesta, los acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación serán liquidados entre las partes involucradas.

Además, se aclara que los siguientes generadores no recibirán abonos en concepto de generación base: generadores base que viertan en exceso a lo instruido por la UT o los que presenten fallas en la transmisión de datos y que no remitan la información de cálculo de potencia disponible en los periodos establecidos, aquellos generadores que hayan incumplido con los requisitos definidos en el reglamento que permiten la posibilidad de recibir abonos productos del mecanismo de administración de vertimiento de generación

base, los generadores que inyecten en redes de distribución que no participan en el MME y que son representadas por las empresas distribuidoras.

Se definen como compradores de vertimiento de generación base, las unidades generadoras (que no son base) que se encuentren inyectando en calidad de prueba y que se encuentren imposibilitados para suspenderla, así como los retiros regionales. En adición a lo anterior los generadores base que incumplan las instrucciones de vertimiento asignado por la UT, asumirán todos los sobrecostos para no alterar el precio marginal de flexibilidad de generación.

Adicionalmente, la generación que sea despachada por requerimientos de calidad y seguridad del sistema como generación obligada no participará del mecanismo como compradora de vertimiento de generación base. Por otro lado, las reducciones solicitadas por la UT, de las inyecciones al sistema de transmisión desde las redes de distribución no serán renumeradas en este mecanismo.

Sección	Tipo	Detalle de numerales
Anexo 21	Se adicionan	Numerales 9.1, 9.2, 9.3, 9.4, 9.5, 9.6, 9.7, 9.8

7. INCENTIVO A LAS EXPORTACIONES EN PERIODOS DE VERTIMIENTO GENERACIÓN BASE.

7.1. JUSTIFICACIÓN DEL CAMBIO

En los datos históricos correspondientes a los intervalos de mercado con eventos de vertimiento de generación base, se ha identificado que, pese a existir un CMO igual a cero en el sistema y de haber reducciones en la generación base del MME, no se tienen transacciones de exportación hacia el Mercado Eléctrico Regional (MER).

Para ilustrar lo anterior, se presenta la figura 3, en donde se muestran los días y horas de ocurrencia de vertimiento de generación base para el primer trimestre del año 2021. En la figura se puede identificar que las transacciones comerciales programadas con el MER son cero, a pesar de tener un CMO igual a cero, debido a que los sobrecostos y los CSIS que se asignan a las inyecciones regionales, no permiten que las ofertas precio asociadas sean lo suficientemente bajas para ser despachadas en el MER.

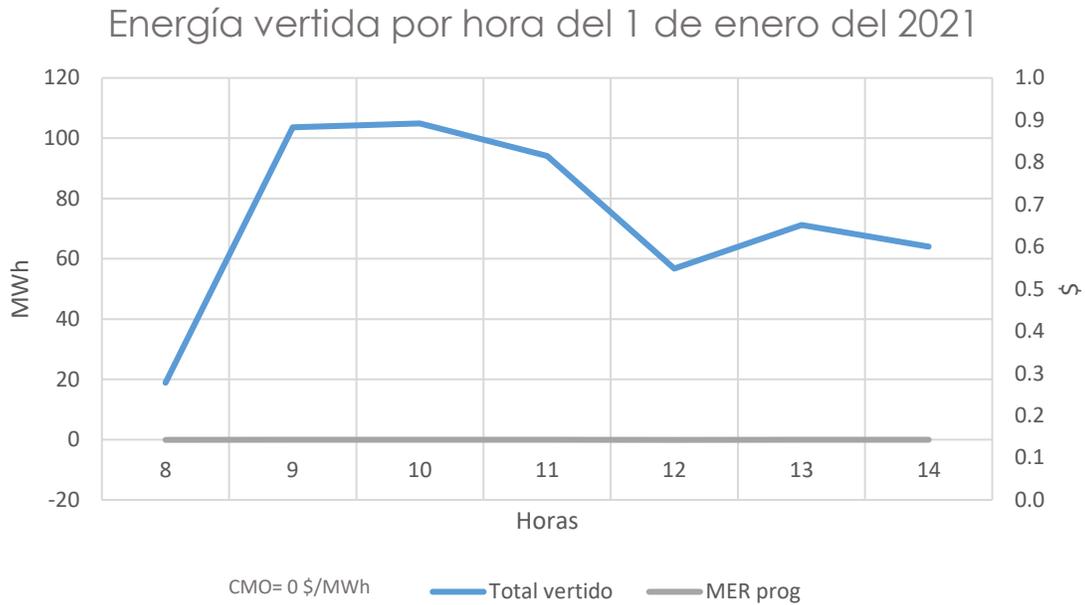


Figura 3: Detalle de energía vertida, CMO y MER del 1 de enero del 2021.

7.2. PROPUESTA Y DETALLE DE CAMBIOS

Se propone adicionar el concepto de horas de incentivo a la exportación, el cual incluye los periodos de mercado y épocas del año en los que, por la alta disponibilidad de generación base y baja demanda de potencia en el sistema, se aplican los siguientes incentivos para la exportación:

- Eliminación de los sobrecostos de exportación.
- Eliminación de los CSIS para las transacciones de inyección regional.

Sección	Tipo	Detalle de numerales
Glosario	Se adiciona	Horas de incentivo a la exportación
Capítulo 11	Se modifican	Numerales 11.6.7, 11.6.8.1
Anexo 9	Se adiciona	Numeral 3.2.7

8. PROCEDIMIENTO DE INCENTIVOS A LA DEMANDA NACIONAL

8.1. JUSTIFICACIÓN DEL CAMBIO

Actualmente, la demanda máxima del sistema utilizada para el cálculo de la capacidad firme se obtiene del periodo de control conforme a lo indicado en el ROBCP, sin excluir días bajo ninguna causa. Conforme a la estadística de los eventos de vertimiento de generación base de 2020 y 2021, estos han ocurrido en el bloque de resto, por lo que se podrían incluir reglas en la normativa vigente desde el cálculo de la capacidad firme, que incentiven el incremento de los retiros de los PMs en el bloque horario mencionado, ayudando a mitigar estos eventos.

A continuación, se muestran los perfiles de demanda para los días de la semana en comparación de los días feriados y fines de semana, en los cuales se aprecia como la demanda en el periodo de las 5:00 y las 17:59 horas de los fines de semana y días feriados es significativamente menor en comparación a la demanda para un día laboral.

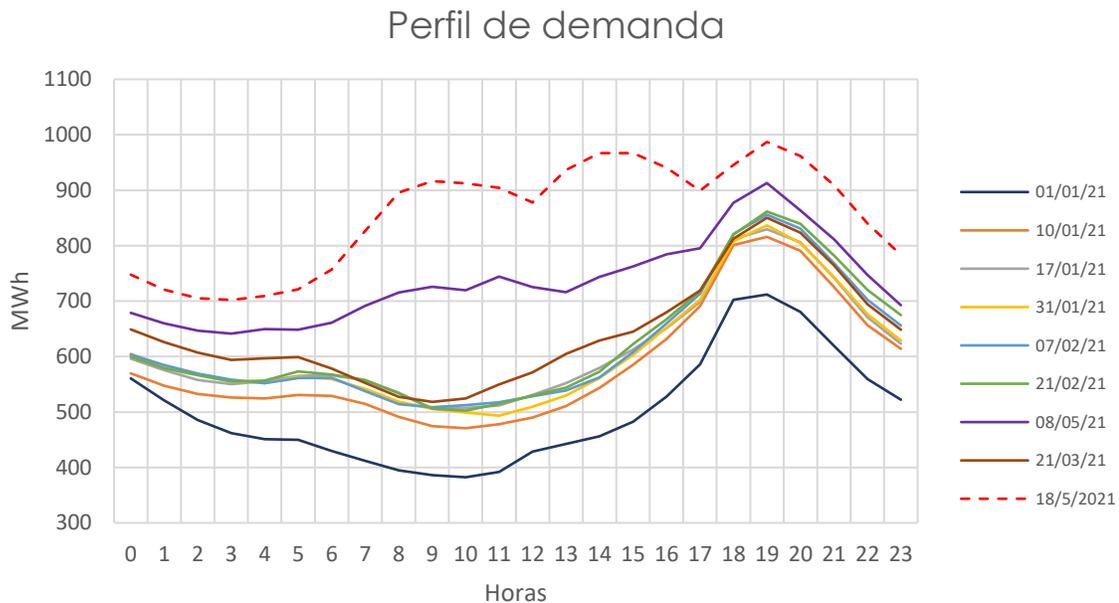


Figura 4: Comparación entre la demanda de un día laboral vs demanda de día feriado y fin de semana del 2021.

Asimismo, se observa que al graficar la de demanda versus la disponibilidad de generación base mas la generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria, existe una coincidencia entre los rangos horarios de mayor generación base y una muy baja demanda en las horas pertenecientes al bloque de resto (5:00 a 17:59 horas).

Generación base (GB) vs demanda (Dm) en días de vertimiento de GB

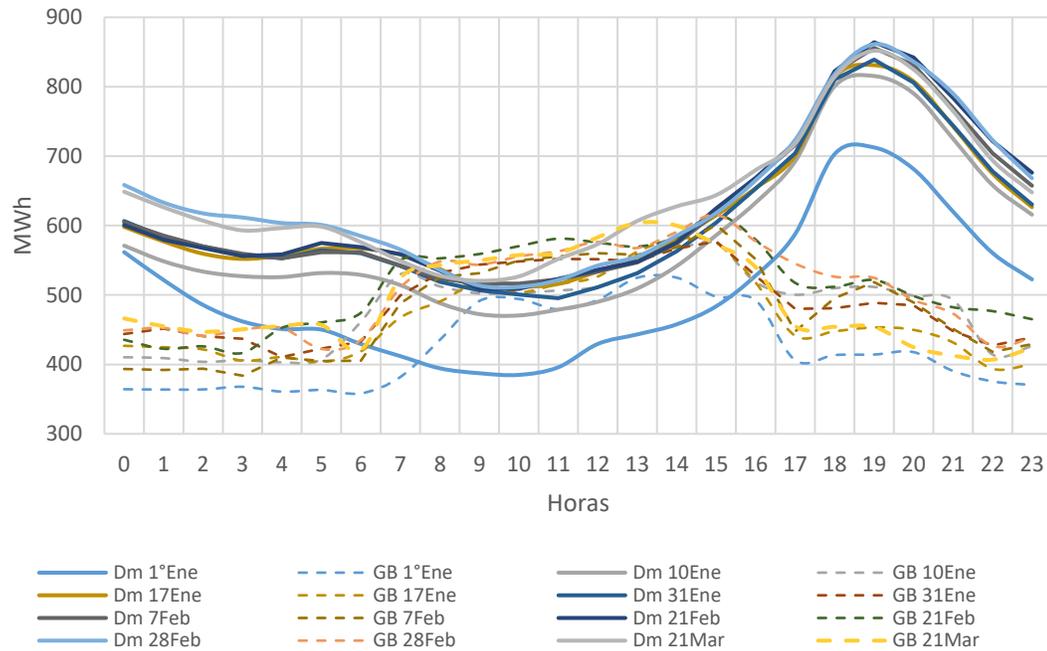


Figura 5: Demanda vs. la disponibilidad de generación base más la generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria de los días con vertimiento de generación base del 2021.

8.2. PROPUESTA Y DETALLE DE CAMBIOS

La propuesta de modificación al ROBCP, establece incentivos para promover las transacciones de retiro nacional en aquellas horas en que existe una coincidencia entre la mayor generación base disponible y la menor demanda en el mercado mayorista. Por lo anterior, se propone excluir del periodo de control para el cálculo de la demanda reconocida, las horas pertenecientes al bloque de resto (de las 5:00 a las 17:59 horas) de los sábados, domingos y días feriados publicados por la UT en su sitio web.

Además, para que exista claridad en los días considerados como feriados, se propone definir este término desde el glosario del ROBCP y publicar el listado de días feriados en el sitio web de la UT cada año antes del 15 de diciembre.

Sección	Tipo	Detalle de numerales
Glosario	Se adiciona	Día feriado
	Se modifica	Período de control de la capacidad firme
Capítulo 6	Se modifican	Los numerales 6.3.1 y 6.3.3 literal a) del numeral 6.3. Demanda para efectos del cálculo de la Capacidad Firme.

9. MODIFICACIÓN DE LA COMPENSACIÓN POR EFICIENCIA Y LA GENERACIÓN DESPACHADA COMO OBLIGADA PARA SUPLIR DÉFICIT DE RESERVA SECUNDARIA.

9.1. JUSTIFICACIÓN DEL CAMBIO

Debido al establecimiento de las horas de incentivo a la exportación, surge la necesidad de especificar que los costos correspondientes a las compensaciones por eficiencia serán asignados a la demanda nacional, en dichos intervalos de mercado, y no a la energía retirada total.

Además, se identifica que el reglamento vigente incluye a la generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria como parte de las unidades que serán compensadas por eficiencia, sin embargo, estas unidades ya están recibiendo un pago por el mismo concepto a través de la compensación por suplir déficit de reserva secundaria.

Adicionalmente, en los numerales en donde se expresan las compensaciones mencionadas, no existen formulaciones matemáticas que ayuden a comprender el cálculo de estos cargos.

9.2. PROPUESTA Y DETALLE DE CAMBIOS

Se excluye de la compensación por eficiencia a la generación obligada por AGC y se adiciona para mayor claridad la formulación matemática que la expresa, y se definen sus términos.

Se expresa para mayor claridad, dentro de servicios auxiliares, la fórmula matemática que describe el monto para compensar a la unidad generadora despachada como generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria, y se definen sus términos.

Sección	Tipo	Detalle de numerales
Capítulo 12	Se modifica	El 12.6.6.5
Anexo 9	Se modifica	3.1.6
	Se modifica	3.2.2.9