



**RESUMEN DE EVALUACIÓN DE IMPACTO  
REGULATORIO DE PROPUESTA DE LA UNIDAD  
DE TRANSACCIONES DE MODIFICACIONES AL  
ROBCP RELACIONADAS CON LA  
PARTICIPACIÓN EN LA REGULACIÓN  
SECUNDARIA DE FRECUENCIA DE LOS  
GENERADORES CONECTADOS EN REDES DE  
DISTRIBUCIÓN**

Octubre de 2024

PÁGINA EN  
BLANCO

## ÍNDICE

SECCIÓN 1 – INFORMACIÓN GENERAL .....	5
1. LUGAR Y FECHA DE ELABORACIÓN DE LA EVALUACIÓN .....	5
2. NOMBRE DE LA PROPUESTA DE REGULACIÓN.....	5
3. NOMBRE DE LA INSTITUCIÓN RESPONSABLE/REGULADORA.....	5
4. BASE LEGAL QUE FACULTA A LA SIGET A LA EMISIÓN DE LA REGULACIÓN PLANTEADA .....	5
SECCIÓN 2 – DEFINICIÓN DE LA PROBLEMÁTICA Y OBJETIVOS DE LA PROPUESTA DE REGULACIÓN .....	6
5. ANTECEDENTES.....	6
6. NORMATIVA VIGENTE .....	7
7. PROPUESTA DE LA UT DE MODIFICACIÓN AL ROBCP.....	8
8. RESUMEN DE EVALUACIÓN DE IMPACTO REGULATORIO Y ANÁLISIS TÉCNICO.....	8
A. DEFINICIÓN DE LA PROBLEMÁTICA.....	8
B. OBJETIVOS DE LA PROPUESTA.....	13
C. ADECUACIONES A LAS PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA UT.....	13
SECCIÓN 3 – IDENTIFICACIÓN DE LAS POSIBLES ALTERNATIVAS PARA SOLUCIONAR LA PROBLEMÁTICA .....	15
A. IDENTIFICACIÓN DE POSIBLES ALTERNATIVAS A SEGUIR.....	15
B. EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS IDENTIFICADAS.....	15
i. <i>Alternativa 1: No hacer nada o mantener el statu quo:</i> .....	15
ii. <i>Alternativa 2: Alternativa no regulatoria:</i> .....	16
iii. <i>Alternativa 3: Alternativa regulatoria:</i> .....	17
9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	17
10. ANTEPROYECTO DE MODIFICACIONES.....	18
ANEXO I – PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL ROBCP .....	19
ANEXO II – JUSTIFICACIÓN TÉCNICA PRESENTADA POR LA UT.....	24
DEFINICIÓN DE LA PROBLEMÁTICA IDENTIFICADA .....	24
OBJETIVOS DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN .....	24
IDENTIFICACIÓN DE POSIBLES ALTERNATIVAS PARA ATENDER LA PROBLEMÁTICA PLANTEADA .....	25
RECOPIACIÓN DE EVIDENCIA QUE MOTIVE LA SOLICITUD PROPUESTA .....	27
CONCLUSIÓN.....	30

PÁGINA EN  
BLANCO

## SECCIÓN 1 – INFORMACIÓN GENERAL

### 1. LUGAR Y FECHA DE ELABORACIÓN DE LA EVALUACIÓN

San Salvador, octubre de 2024.

### 2. NOMBRE DE LA PROPUESTA DE REGULACIÓN

Propuesta de Modificaciones al ROBCP relacionadas con la participación en la regulación secundaria de frecuencia de los generadores conectados en redes de distribución.

### 3. NOMBRE DE LA INSTITUCIÓN RESPONSABLE/REGULADORA

Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET).

### 4. BASE LEGAL QUE FACULTA A LA SIGET A LA EMISIÓN DE LA REGULACIÓN PLANTEADA

- I. La Constitución de la República en su artículo 101 establece que el orden económico debe responder esencialmente a principios de justicia social, que tiendan a asegurar a todos los habitantes del país una existencia digna del ser humano. Asimismo, el Estado promoverá el desarrollo económico y social mediante el incremento de la producción, la productividad y la racional utilización de los recursos. Con igual finalidad, fomentará los diversos sectores de la producción y defenderá el interés de los consumidores.
- II. El artículo 102 de la Constitución de la República garantiza la libertad económica, en lo que no se oponga al interés social, y determina que el Estado fomentará y protegerá la iniciativa privada dentro de las condiciones necesarias para acrecentar la riqueza nacional y para asegurar los beneficios de esta al mayor número de habitantes del país.
- III. 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.
- IV. De conformidad con el artículo 2 de la LGE, se establece que la aplicación de los preceptos contenidos en dicha ley tomará en cuenta los siguientes objetivos:  
«[...]»
  - a. *Desarrollo de un mercado competitivo en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica;*
  - b. *Libre acceso de las entidades generadoras a las instalaciones de transmisión y distribución, sin más limitaciones que las señaladas por la Ley;*
  - c. *Uso racional y eficiente de los recursos e infraestructura energética;*
  - d. *Fomento del acceso al suministro de energía eléctrica para todos los sectores de la población; y,*
  - e. *Protección de los derechos de los usuarios y de todas las entidades que desarrollan actividades en el sector».*

- V. Adicionalmente, el artículo 4 de la Ley de Creación de la SIGET, establece que la SIGET es la entidad competente para aplicar las normas contenidas en tratados internacionales sobre electricidad vigentes en el país, en las leyes que rigen el sector y sus reglamentos.
- VI. El artículo 5 de la citada ley regula las atribuciones de la SIGET y entre estas se encuentran las de (i) dictar normas y estándares técnicos aplicables a los sectores de electricidad y de telecomunicaciones -literal c)-; (ii) establecer, mantener y fomentar relaciones de cooperación con instituciones u organismos extranjeros y multilaterales vinculados a los sectores de electricidad y telecomunicaciones -literal i)- y, (iii) realizar todos los actos, contratos y operadores que sean necesarios para cumplir con los objetivos que le impongan las leyes, reglamentos y demás disposiciones de carácter general -literal r)-.
- VII. Asimismo, la LGE establece que corresponde a la Junta de Directores, de conformidad con el artículo 33 inciso 2 de la referida ley, aprobar el Reglamento de operación del sistema de transmisión y administración del mercado mayorista, propuesto por la UT, previo visto bueno de la Dirección General de Electricidad, Hidrocarburos y Minas. Asimismo, el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP) en el numeral 2.6.1. del Capítulo 2, establece lo siguiente:

*«Las propuestas para realizar modificaciones al presente Reglamento y sus Anexos, podrán ser presentadas a la Junta Directiva de la UT por cualquier PM o por la SIGET» [énfasis es propio] y en el numeral 2.6.6 de ese mismo Capítulo: «[...] La Junta Directiva de la UT deberá informar a la SIGET la solicitud de cambio 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 tanto, en uso de sus facultades y con el objetivo de velar por el cumplimiento del marco normativo vigente, la SIGET somete para su valoración el presente resumen de Evaluación de Impacto Regulatorio, relacionado con la propuesta de modificaciones a los capítulos 1, 12, 20 y Anexo 11 del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) remitidas por la Unidad de Transacciones.

## **SECCIÓN 2 – DEFINICIÓN DE LA PROBLEMÁTICA Y OBJETIVOS DE LA PROPUESTA DE REGULACIÓN**

### **5. ANTECEDENTES**

Mediante nota del 31 de agosto de 2022, el Ingeniero Javier Alfredo González Castillo, presidente de la Junta Directiva de la Unidad de Transacciones S.A. de C.V. (en adelante UT) remitió una propuesta de modificación a los capítulos 1, 12, 20 y anexo 11 del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción (ROBCP), indicando lo siguiente:

*“En referencia a la normativa aplicable sobre el servicio auxiliar de regulación secundaria de frecuencia para los Participantes de Mercado (PM) generadores que operan en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME), se ha identificado la necesidad de modificación a la reglamentación con el objeto de brindar igualdad de condiciones para los generadores conectados directamente a la red de transmisión y para aquellos conectados al sistema de transmisión a través de las redes de distribución”.*

Mediante el Acuerdo N.º 385-E-2022 de fecha 7 de septiembre de 2022, la Junta de Directores de la SIGET resolvió en el numeral 1 de la parte resolutive, lo siguiente:

1. *“Prevenir a la sociedad **Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.** que, en los términos establecidos en el apartado C del presente proveído, aclare y subsane el planteamiento de las razones de hecho y de derecho en que se funda su solicitud. En este sentido, atendiendo a lo prescrito por el artículo 72 de la LPA en relación con el numeral 2.6 del Capítulo 2 del ROBCP, debe desarrollar y presentar el razonamiento en virtud del cual la UT define la problemática, objetivos que se persiguen, identificación de las posibles alternativas para atender dicha problemática y la recopilación de evidencia que motive la solución propuesta.*

*Para tal efecto, se otorga un plazo de diez días hábiles, contados a partir del día siguiente al día de la notificación del presente acuerdo. En caso de no evacuar la prevención en el plazo indicado, se archivará sin más trámite, quedando a salvo el derecho a presentar nuevamente su solicitud, si fuere procedente”.*

Mediante nota del 27 de septiembre de 2022, el Ingeniero Javier Alfredo González Castillo, presidente de la Junta Directiva de la UT, remitió los fundamentos y razonamientos de la propuesta normativa contenida en la nota del 31 de agosto de 2022, dando cumplimiento al numeral 1 de la parte resolutive del acuerdo N.º 385-E-2022.

Mediante el Acuerdo N.º 314-E-2024 de fecha 27 de agosto de 2024, notificado el 03 de septiembre de 2024, la Junta de Directores de la SIGET resolvió en la letra b) de la parte resolutive, lo siguiente:

- b) *“Comisionar a la Gerencia de Electricidad de la SIGET para que, con el apoyo de la Gerencia Legal de esta Institución, realice el resumen de la EIR y el correspondiente anteproyecto de reforma al 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 sociedad **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 vista de lo anterior, se desarrolla el presente Resumen de Evaluación de Impacto Regulatorio (EIR), obteniéndose como resultado el correspondiente anteproyecto de Modificaciones al ROBCP (en los capítulos 1, 12, 20 y anexo 11,) relacionadas con la participación en la reserva secundaria de los generadores conectados en redes de distribución y otros temas conexos.

## **6. NORMATIVA VIGENTE**

El objeto de cada uno de los capítulos 1, 12, 20 y anexo 11 del ROBCP, sujetos a las modificaciones propuestas, se resume de la siguiente manera:

- a. **Capítulo 1 Glosario.** En este capítulo se establecen las definiciones y abreviaturas para los efectos del ROBCP.
- b. **Capítulo 12 Servicios Auxiliares.** En este capítulo se detallan las reglas, alcances y requisitos para los servicios auxiliares, por ejemplo: el suministro de energía reactiva, reserva rodante, regulación primaria de frecuencia, regulación secundaria de frecuencia, reserva fría por confiabilidad, arranque en cero voltaje y la coordinación de servicios auxiliares con el Mercado Eléctrico Regional (MER).
- c. **Capítulo 20 Generadores conectados a redes de distribución.** En este capítulo se indican las condiciones específicas que debe cumplir un PM generador que está

conectado directamente a una red de distribución para participar en el mercado mayorista.

- d. **Anexo 11 Servicios Auxiliares.** Se establecen los requisitos técnicos que deben cumplir los PMs que participan en el suministro de servicios auxiliares, así como las reglas de mercado para definir las transacciones económicas asociadas con dichos servicios, incluyendo los cargos o compensaciones que se debe pagar por cada uno de ellos.

## 7. PROPUESTA DE LA UT DE MODIFICACIÓN AL ROBCP

El 31 de agosto de 2022, la UT remitió a la SIGET una propuesta de modificación al ROBCP, con el objeto principalmente de brindar igualdad de condiciones entre los PM generadores conectados directamente a la red de transmisión y aquellos conectados al sistema de transmisión a través de las redes de distribución.

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

- Permite que los PM generadores conectados en redes de distribución participen en la regulación secundaria de frecuencia.
- Permite que los PM generadores que brindan el servicio de regulación secundaria de frecuencia al sistema, recolecten el monto total por brindar dicho servicio.
- Mejora las definiciones de regulación primaria de frecuencia, regulación secundaria de frecuencia y reserva rodante. Asimismo, adiciona las definiciones de reserva primaria y reserva secundaria.
- Modifica la redacción de algunos numerales del ROBCP y reubica otros a un lugar más adecuado, con el objeto de tener una mejor comprensión de la normativa.

La justificación técnica presentada por la Unidad de Transacciones se encuentra en el Anexo II de este informe, en el que se transcribe la *“Evacuación del Requerimiento contenido en el acuerdo SIGET N° 385-E-2022, numeral 1 de su parte resolutive”*.

## 8. RESUMEN DE EVALUACIÓN DE IMPACTO REGULATORIO Y ANÁLISIS TÉCNICO

Se desarrollan a continuación los elementos que conforman el Resumen de Evaluación de Impacto Regulatorio (EIR) de conformidad con el numeral 10.8 de los Lineamientos para la Elaboración de Evaluaciones de Impacto Regulatorio Ex Ante, publicados por el Organismo de Mejora Regulatoria.

### a. DEFINICIÓN DE LA PROBLEMÁTICA

En el Mercado Mayorista de Electricidad (MME) los servicios auxiliares son servicios proporcionados por los Participantes de Mercado (PM) que son indispensables para mantener la calidad y seguridad del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). Entre estos servicios, se encuentran los siguientes:

- **El suministro de potencia reactiva:** es potencia que no se consume en la red para realizar un trabajo (como iluminación, funcionamiento de un motor, etc.) pero que es esencial para mantener niveles adecuados de voltaje en el sistema, y puede ser provista por unidades generadoras directamente conectadas a la red o por bancos de compensación reactiva (capacitores o inductores).

- **El servicio de arranque en cero voltaje:** consiste en energizar nuevamente la red luego de una contingencia que provocó el colapso total del sistema, y que puede ser ofrecido por algunas unidades generadoras habilitadas para ello.
- **La regulación primaria de frecuencia:** de conformidad con el ROBCP, es la regulación automática rápida de frecuencia cuyo objeto es mantener el equilibrio instantáneo entre inyección y retiro ante las variaciones entre la generación y la demanda.
- **La regulación secundaria de frecuencia:** de conformidad con el ROBCP, es la regulación automática para compensar el error final de la frecuencia resultante de la regulación primaria para, de ser posible de acuerdo con la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia y llevar nuevamente a las unidades que participan en la regulación primaria a su generación programada.

En lo referente a la regulación secundaria de frecuencia, cabe señalar que es un servicio en cuya liquidación económica participan actualmente los PM Generadores que están conectados directamente al sistema de transmisión y los PM comercializadores o distribuidores que inyectan energía a dicho sistema. Adicionalmente, dentro de este esquema remuneratorio se distingue entre los que aportan este servicio de manera excedentaria respecto al valor obligatorio (que actúan como vendedores de la cantidad en exceso) y los que hacen uso de este servicio (que actúan como compradores de la cantidad deficitaria<sup>1</sup>); sin que se trasladen montos monetarios positivos ni negativos a la demanda.

En ese contexto, la UT ha identificado que en la normativa vigente del ROBCP, a los PM generadores conectados a redes de distribución se les exime de proporcionar físicamente el servicio de regulación secundaria de frecuencia, al mismo tiempo que están exentos de pagar el cargo que debería cobrárseles dado que no prestan dicho servicio. Lo anterior se encuentra reflejado explícitamente en el numeral 20.5.1 del Capítulo 20 – “Generadores conectados a redes de distribución” del ROBCP:

*“20.5.1. Los PMs generadores conectados a redes de distribución estarán obligados a cumplir con todos los servicios auxiliares estipulados en este Reglamento, exceptuando la regulación de frecuencia secundaria”.*

Debido a lo anterior y de conformidad con lo expuesto por la UT, se identifica la existencia de **fallas que inciden en la competencia** dentro del mercado eléctrico, reflejadas en las siguientes problemáticas en el mercado mayorista:

- i. **Desigualdad de condiciones entre los PM generadores que operan en el mercado mayorista en lo que respecta al servicio de regulación secundaria de frecuencia.** De conformidad con lo establecido en el ROBCP, a un PM generador conectado directamente al sistema de transmisión se le exige que proporcione el servicio de regulación secundaria de frecuencia ya sea a través de sus propias unidades de generación (si está habilitado técnicamente para ello) o comprándolo a otros generadores.

Por el contrario, a un PM generador conectado a través de una red de distribución, se le exime de las obligaciones anteriores, a pesar de que obtiene el mismo beneficio que los PM generadores conectados directamente al sistema de

---

<sup>1</sup> Es la cantidad de reserva secundaria que están en obligación de aportar, pero que no pueden entregar físicamente y que, por tanto, la tienen que comprar a otros generadores.

transmisión, al operar en un mismo SEP en el que se garantizan las condiciones de seguridad y calidad.

En ese sentido, la regulación secundaria de frecuencia es un “bien común” que favorece a todos los generadores o comercializadores que inyectan energía al SEP, por el cual todos esos PM contribuyen a ella físicamente o pagan la cantidad monetaria que les corresponde, a excepción de los PM generadores conectados al sistema de transmisión a través de las redes de distribución, quienes bajo el contexto normativo vigente actúan, por tanto -desde un punto de vista económico-, como polizones o “free riders”.

- ii. **Los PM generadores que brindan el servicio de regulación secundaria de frecuencia, no recolectan la cantidad monetaria total que les corresponde por el servicio brindado, el cual se aporta considerando toda la demanda del sistema de transmisión en cada hora.**

Al respecto, la UT ha presentado una simulación de los cargos y abonos que cada PM obtiene en concepto del servicio de regulación secundaria de frecuencia, tomando como base la liquidación de marzo de 2022 (ver tabla 1). Al respecto, la UT expresa que dicho período se considera representativo de la problemática planteada; ya que en este, no solo los PM generadores conectados directamente al sistema de transmisión inyectaron energía al SEP, sino también aquellos operadores conectados a través de las redes de distribución.

Tabla 1. Cargos y Abonos por el servicio de regulación secundaria de frecuencia (marzo de 2022)

PM	ESCENARIO ACTUAL		ESCENARIO PROPUESTO	
	ABONO	CARGO	ABONO	CARGO
c03		3,468		3,467
c04		1,201		1,201
c07				
c08		1,888		1,887
c11		27		27
c14		7,334		21,230
c18		7,842		8,255
c19				3,276
c20				231
c24		5,306		25,605
c29		46,044		46,034
c32		205		205
c34		32,757		32,750
c35		23,470		23,465
c45		9,172		9,170
c51				

PM	ESCENARIO ACTUAL		ESCENARIO PROPUESTO	
	ABONO	CARGO	ABONO	CARGO
c52		272		272
c55		10,386		10,384
c56		7,346		7,345
c62		146		146
c63		11,085		11,083
c65		19,558		19,554
c67		380		380
c70		303		303
c71		127		127
c73		718		718
d02		692		692
d03		342		342
d07		28		28
g01	573,362	105,440	600,242	105,411
g02		71		71
g03	115,804	529	122,035	529
g05		246,871		246,819
g06				2,517
g07		34,530		34,523
g08		1,140		1,139
g09		63,068		63,054
g10	145,024	252	152,373	252
g11		23,072		23,068
g12		43,685		43,675
g13		6,693		6,692
g14		9,162		9,161
g15		4,440		4,439
g16		53,187		53,178
g17		27,633		27,629
g18		4,764		4,764
g19		19,557		19,551
<b>Total</b>	<b>834,191</b>	<b>834,191</b>	<b>874,650</b>	<b>874,650</b>

Al analizar el ejemplo presentado por la UT se identifica lo siguiente:

- a. Con la normativa vigente, los cargos y abonos ascienden a un monto total de USD\$ 834,191.
- b. Con la propuesta de modificación de la UT, los cargos y abonos se incrementan a un monto total de USD\$ 874, 650.
- c. Por consiguiente, de aplicarse la propuesta remitida por la UT se obtendría un incremento de USD\$ 40,459 de los montos que fueron percibidos en marzo de 2022 por los PM generadores por brindar el servicio de regulación secundaria de frecuencia (identificados como g01, g03 y g10). Bajo el escenario planteado, dicho incremento sería pagado por los PM generadores conectados a través de las redes de distribución (identificados como c14, c18, c19, c20, c24 y g06), lo cual representa en ese ejemplo aproximadamente un 5% del monto total.

Los resultados de la simulación anterior ejemplifican los resultados que se obtendrían de aprobarse la solicitud de la UT de modificar los capítulos 1, 12, 20 y el Anexo 11 del ROBCP, corroborándose que las modificaciones propuestas permiten corregir la problemática detectada.

Por otra parte, derivado del análisis realizado por la Gerencia de Electricidad al ejemplo presentado por la UT, adicionalmente, es importante destacar los siguientes aspectos relacionados con las reglas vigentes:

- En consistencia con el numeral 20.5.1. del Capítulo 20 "Generadores conectados a redes de distribución" del ROBCP, los PM generadores conectados a redes de distribución no participan en la liquidación de la regulación secundaria de frecuencia, siempre y cuando las inyecciones de energía eléctrica provengan de sus propias unidades de generación.
- En concordancia con lo anterior, los PM generadores conectados a través de las redes de distribución participan en la liquidación de la regulación secundaria de frecuencia (aplicándoseles cargos exclusivamente), solo cuando han realizado transacciones de importación de energía desde el MER.
- Los abonos en concepto de servicio por regulación secundaria de frecuencia son recibidos únicamente por aquellos generadores que están habilitados técnicamente por la UT para aportar dicho servicio y que lo proveen en exceso respecto a la cantidad obligatoria que se exige en el ROBCP.

Por otra parte, de implementarse la propuesta de la UT, se verifica que en caso de que los generadores conectados a redes de distribución no puedan proporcionar físicamente su aporte de reserva secundaria para la regulación secundaria de frecuencia a través de sus propias unidades de generación, se habilitaría para que, alternativamente, puedan cumplir con su obligación comprando el servicio de regulación secundaria de frecuencia prestado en exceso por otros generadores.

Finalmente, cabe resaltar que actualmente los PM distribuidores participan en la liquidación de reserva secundaria de frecuencia, únicamente por los siguientes motivos:

- Por realizar transacciones de importación de energía desde el MER, o
- Por inyectar energía a la red de transmisión que proviene de generadores conectados en sus redes de distribución y que no forman parte del Mercado

Mayorista (aspecto que no está explícitamente desarrollado en el ROBCP, sino solamente de manera general).

#### **b. OBJETIVOS DE LA PROPUESTA**

En términos generales, la propuesta de modificación a los capítulos 1, 12, 20 y anexo 11 del ROBCP persigue los siguientes objetivos:

- a. **Brindar igualdad de condiciones a los PM generadores que operan en el MME en cuanto al servicio de regulación secundaria de frecuencia.** Para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, se debería tomar en cuenta a todos los PM generadores que están operando en el MME, es decir tanto a los PM generadores conectados directamente a la red de transmisión como aquellos que están conectados al sistema de transmisión a través de las redes de distribución.
- b. **Permitir la recolección del monto total por la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia.** De conformidad con el ejemplo de la UT, se estima que los PM generadores que brindan el servicio de regulación secundaria de frecuencia al sistema, dejan de percibir cierta cantidad de ingresos (estimados en aproximadamente 5% del total, como se observó en el ejemplo mencionado), debido a que los PM generadores conectados en redes de distribución no participan en este esquema remuneratorio, lo que se traduce en una disminución de ingresos para los generadores que sí aportan este servicio de manera excedentario respecto a su obligación.
- c. **Incorporar mejoras a la normativa, para adicionar al glosario los conceptos de reserva primaria y secundaria, con respecto a la regulación de frecuencia.** La reserva primaria y la reserva secundaria se refieren a la potencia disponible para poder brindar el servicio de regulación de frecuencia. Por otra parte, la regulación de frecuencia se encuentra relacionada con la regulación automática para compensar el error de frecuencia, cuyo objeto es mantener el equilibrio instantáneo entre la inyección y retiro ante los desbalances entre la generación y la demanda.

Por otra parte, la Gerencia de Electricidad de la SIGET, ha identificado el siguiente objetivo que permite complementar la propuesta de la UT:

- d. **Reflejar explícitamente en el ROBCP el tratamiento a las inyecciones desde las redes de distribución, que no están asociadas a un PM generador que participa en el MME en relación con su aporte al servicio de regulación primaria y secundaria de frecuencia.** Se ha identificado, por una parte, que los flujos inversos ocurren frecuentemente en el mercado mayorista y, por otra, que estos ya participan en el esquema remuneratorio de la regulación primaria de frecuencia y regulación secundaria de frecuencia. Motivo por el cual es necesario que dicha participación se refleje explícitamente dentro de la normativa vigente (regulación primaria y secundaria de frecuencia) y que no solo sea considerada de manera general, propiciando de esa manera mayor claridad y certeza jurídica para todos los participantes.

#### **c. ADECUACIONES A LAS PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LA UT**

Como resultado de la revisión de la propuesta de modificación al ROBCP de la UT, se concuerda con los objetivos establecidos; asimismo se considera que las propuestas se encuentran técnicamente justificadas. No obstante, la Gerencia de Electricidad de la SIGET plantea las siguientes observaciones a dichas propuestas:

a. **Capítulo 1. Glosario.** Se recomiendan las siguientes modificaciones:

- Precisar dentro de la definición de regulación secundaria de frecuencia que los “intercambios” a los que se hace mención, se refieren a “intercambios regionales en las interconexiones”. Por lo que se recomienda ajustar, dicha definición de la siguiente manera<sup>2</sup>:

**Regulación Secundaria de Frecuencia:** Es la regulación automática para compensar el error final de la frecuencia resultante de la regulación primaria para, de ser posible de acuerdo ~~a con~~ la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia, regresar los intercambios regionales en las interconexiones a los valores programados ~~y llevar nuevamente a las unidades que participan en la regulación primaria~~ de frecuencia a su generación programada. La Regulación Secundaria de Frecuencia ~~es también conocida como se realiza bajo el Control Automático de Generación (CAG), y forma parte de la Reserva Rodante del Sistema.~~

- En consistencia, con la adición de las definiciones de reserva primaria y reserva secundaria propuesta por la UT, se recomienda precisar la definición de reserva rodante de la siguiente manera:

**Reserva Rodante:** Es la potencia disponible de una unidad generadora que se encuentra sincronizada al sistema y puede aportar a la regulación primaria y secundaria de frecuencia. Está formada por la reserva primaria y la reserva secundaria. ~~Se calcula como la diferencia entre su potencia máxima neta y la potencia despachada.~~

b. **Capítulo 12. Servicios Auxiliares.** Se recomiendan las siguientes modificaciones:

- Especificar el tratamiento que se le debe dar, en relación con el aporte al servicio de regulación primaria y secundaria de frecuencia, a los flujos inversos desde las redes de distribución que no están asociados a un PM generador que participa en el MME.

De la revisión al ejemplo presentado por la UT se observa que las empresas distribuidoras participan en la liquidación de la reserva secundaria de frecuencia en calidad únicamente de compradoras, es decir, aplicándoseles cargos. Tal como se mencionó anteriormente, la participación de las distribuidoras podría deberse a los siguientes motivos:

- i. Transacciones de importación desde el Mercado Eléctrico Regional. Este caso está tratado explícitamente en el numeral 12.6.2.5 del Capítulo 12. Servicios Auxiliares del ROBCP de la siguiente manera:

*12.6.2.5 Las unidades generadoras representadas en las interconexiones con el MER, no serán consideradas como aporte al servicio de CAG, debido a que las variaciones de los interconectores no son administradas por la estación maestra de la UT.*

- ii. Inyecciones que retornan al sistema de transmisión desde las redes de distribución y que no están asociadas a un PM generador que participa en el MME. Este caso no está considerado explícitamente en la normativa vigente, sino solo de manera general como aplica a cualquier otra inyección al sistema de transmisión (salvo la excepción

<sup>2</sup> En color rojo se muestran los cambios propuestos por la UT y en azul, los propuestos adicionalmente por la Gerencia de Electricidad.

de las inyecciones en redes de distribución). Por lo tanto, se recomienda, de manera análoga a lo que establece el numeral 12.6.2.5, adicionar el numeral 12.6.2.6 de la siguiente forma:

12.6.2.6. Las inyecciones que retornan al sistema de transmisión desde las redes de distribución y que no están asociadas a una unidad generadora o GGP que opera en el mercado mayorista, no serán consideradas como aporte al servicio de CAG, debido a que estas inyecciones son originadas por generadores que no son administrados por la estación maestra de la UT.

- De manera similar a lo anteriormente expuesto, se identifica que los PM distribuidores también participan actualmente en la liquidación de la regulación primaria de frecuencia (asignándoseles exclusivamente cargos) debido a las inyecciones desde los sistemas de distribución, las cuales provienen de generadores que en su mayoría son del tipo renovable variable, razón por la cual no pueden realizar aportes a la regulación primaria de frecuencia. Por lo anterior, se recomienda hacer explícita la participación de este tipo de inyecciones en el esquema remuneratorio de la regulación por reserva primaria, adicionando el numeral 12.5.3.4 de la siguiente manera:

12.5.3.4 Las inyecciones que retornan al sistema de transmisión desde las redes de distribución y que no están asociadas a una unidad generadora o GGP que opera en el mercado mayorista, no serán consideradas como aporte a la regulación primaria de frecuencia.

### **SECCIÓN 3 – IDENTIFICACIÓN DE LAS POSIBLES ALTERNATIVAS PARA SOLUCIONAR LA PROBLEMÁTICA**

#### **a. IDENTIFICACIÓN DE POSIBLES ALTERNATIVAS A SEGUIR**

Con base en lo establecido en 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 statu quo: No aprobar la propuesta de modificación al ROBCP presentada por la UT, 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.

#### **b. EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS IDENTIFICADAS**

- i. **Alternativa 1: No hacer nada o mantener el statu quo:**

*No aprobar la propuesta de modificación al ROBCP presentada por la UT, conservando el estado actual de la regulación.*

Esta alternativa, implica no aprobar la propuesta recibida por parte de la UT para modificar el ROBCP y, por tanto, tampoco se considerarían los ajustes propuestos por la Gerencia de Electricidad de la SIGET.

Bajo este escenario, se perdería la oportunidad de mejorar las disposiciones desarrolladas en el Capítulo 1, 12, 20 y Anexo 11 del ROBCP. Es decir, se mantendría la desigualdad de condiciones entre los PM Generadores que operan en el Mercado Mayorista en relación con el aporte de regulación secundaria de frecuencia, dependiendo si están conectados al sistema de transmisión o a redes de distribución. Así como también, se mantendría la condición de conformidad con la cual los PM generadores que brindan el servicio de regulación secundaria en forma excedentaria al sistema continuarían sin recolectar la cantidad monetaria total que les corresponde por el servicio brindado, conservándose entonces las problemáticas identificadas.

En adición a lo anterior, se perdería la oportunidad de mejorar y actualizar la normativa vigente mediante la adición de nuevas definiciones al glosario del ROBCP a través de su conceptualización explícita dentro de la regulación. Asimismo, no se adicionarían ciertos numerales de manera tal que se reflejen de mejor forma las reglas que pueden aplicarse a las condiciones actuales de mercado, generando mayor certeza jurídica.

#### ii. 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 y 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 de la regulación secundaria de frecuencia. 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 liquidación del servicio de regulación secundaria de frecuencia.

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 desigualdad de condiciones entre los PMs generadores 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 de la autorregulación. No obstante, aunque esta alternativa 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.

Sin embargo, esta alternativa no permitiría solventar la problemática principal que pretende resolver la UT para establecer igualdad de condiciones entre los generadores que participan en el MME, en lo referente al esquema remuneratorio de la regulación secundaria de frecuencia; ya que dicha situación solo podría ser directamente corregida de manera regulatoria, eliminando la exención actualmente establecida en el ROBCP que aplica a los generadores que están conectados en redes de distribución.

### iii. 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 consiste en la aprobación de la propuesta de modificación a los Capítulos 1, 12, 20 y al Anexo 11 del ROBCP, remitida por la UT, incorporando las adecuaciones sugeridas por la Gerencia de Electricidad.

Esta alternativa busca alcanzar la igualdad de condiciones entre PM generadores que operan en el Mercado Mayorista en relación con la regulación secundaria de frecuencia, así como afinar ciertos conceptos relacionados con la reserva y regulación de frecuencia, permitiendo así una mejor comprensión de la norma. Adicionalmente, esta alternativa incorporará nuevos numerales al ROBCP con el objeto de tener una normativa actualizada que refleje las reglas que pueden aplicarse a las condiciones actuales del mercado.

Asimismo, se considera que, bajo esta alternativa, al tomar en cuenta para el aporte al servicio de regulación secundaria de frecuencia no solo a los PM generadores que están conectados directamente a la red de transmisión, sino también a los PM generadores que están conectados a través de las redes de distribución, se tendrán los siguientes beneficios:

- Se promueve una sana competencia entre los PM generadores que operan en el MME, al proveer igualdad de condiciones en cuanto a la obligatoriedad de prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia.
- Los PM Generadores que brindan el servicio de regulación secundaria de frecuencia percibirán la remuneración total por su aporte en dicha reserva para el sistema.
- Se elimina una ventaja económica indebida que influye en los inversionistas para instalar una planta de generación preferentemente en la red de distribución y no en el sistema de transmisión, pues de esa manera evitan ya sea el costo que implica brindar físicamente regulación secundaria de frecuencia o, al no proporcionarla, el tener que pagar por ella.
- Se promueve una mayor disponibilidad de generadores que brindan regulación secundaria en el SEP, para mantener los criterios de calidad, seguridad y desempeño en el sistema.
- Las oportunidades de mejora identificadas en la normativa no implican ningún impacto económico que deba pagar la demanda, debido a que el esquema remuneratorio de regulación secundaria de frecuencia está concebido para que participen en él únicamente operadores del mercado sin que se deban trasladar cantidades monetarias positivas ni negativas a la demanda.

## 9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De la revisión y análisis técnico de la propuesta de modificación al ROBCP remitida por la UT, se concluye lo siguiente:

- a. La propuesta de la UT permite proveer igualdad de condiciones a los PMs generadores que operan en el MME en cuanto al servicio de regulación secundaria de frecuencia. Además, permite recolectar el monto total por la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, así como incorporar los conceptos de reserva primaria y secundaria, con respecto a la regulación de frecuencia.

De igual forma, la propuesta promueve una sana competencia en el mercado mayorista, incentivando una mayor disponibilidad de generadores para brindar el servicio de regulación secundaria de frecuencia.

- b. Por las razones que se resumen en la letra a), se concluye de manera preliminar 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 adicionalmente las siguientes adecuaciones que recomienda la Gerencia de Electricidad:
  - i. Precisar las definiciones de regulación secundaria de frecuencia y reserva rodante.
  - ii. Reflejar explícitamente en el ROBCP el tratamiento que se aplica actualmente a los flujos inversos desde las redes de distribución que no están asociadas con un PM generador que participa en el Mercado Mayorista de Electricidad, en cuanto a su aporte al servicio de regulación primaria de frecuencia y al servicio de regulación secundaria de frecuencia.

## **10. ANTEPROYECTO DE MODIFICACIONES**

El anteproyecto de modificaciones al ROBCP está conformado por los siguientes documentos:

- Propuesta de modificaciones al Capítulo 1 del ROBCP.
- Propuesta de modificaciones al Capítulo 12 del ROBCP.
- Propuesta de modificaciones al Capítulo 20 del ROBCP.
- Propuesta de modificaciones al Anexo 11 del ROBCP.

El anteproyecto de modificaciones al ROBCP antes mencionadas se encuentra en el Anexo I de este Resumen de EIR.

## ANEXO I –ANTEPROYECTO DE MODIFICACIONES AL ROBCP

A continuación, se presentan cada una de las modificaciones al ROBCP, en color rojo se muestran las modificaciones propuestas por la UT y en color azul las adecuaciones propuestas adicionalmente por la Gerencia de Electricidad de la SIGET.

### PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL CAPÍTULO 1 – GLOSARIO

- i. Se modifican las definiciones de "Regulación Primaria de Frecuencia", "Regulación Secundaria de Frecuencia" y "Reserva Rodante", quedando de la siguiente manera:
  - **Regulación Primaria de Frecuencia:** Es la regulación automática rápida de frecuencia cuyo objeto es mantener el equilibrio instantáneo entre inyección y retiro ante las variaciones ~~normales~~ entre la generación y la demanda. Se realiza a través de los gobernadores de las unidades generadoras que permiten modificar en forma automática su generación. ~~Esta reserva forma parte de la Reserva Rodante del Sistema.~~
  - **Regulación Secundaria de Frecuencia:** Es la regulación automática para compensar el error final de la frecuencia resultante de la regulación primaria para, de ser posible de acuerdo ~~a~~ con la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia, regresar los intercambios regionales en las interconexiones a los valores programados y llevar nuevamente a las unidades que participan en la regulación primaria de frecuencia a su generación programada. La Regulación Secundaria de Frecuencia ~~es también conocida como se realiza bajo el~~ Control Automático de Generación (CAG), ~~y forma parte de la Reserva Rodante del Sistema.~~
  - **Reserva Rodante:** Es la potencia disponible de una unidad generadora que se encuentra sincronizada al sistema y puede aportar a la regulación primaria y secundaria de frecuencia. ~~Está formada por la reserva primaria y la reserva secundaria. Se calcula como la diferencia entre su potencia máxima neta y la potencia despachada.~~
  
- ii. Se adicionan las definiciones de "Reserva primaria" y "Reserva secundaria", quedando de la siguiente manera:
  - Reserva primaria: es la potencia disponible por parte de las unidades generadoras o GGP para brindar el servicio de regulación primaria de frecuencia. Esta reserva forma parte de la reserva rodante del sistema.
  - Reserva secundaria: es la potencia disponible por parte de las unidades generadoras o GGP para brindar el servicio de regulación secundaria de frecuencia. Esta reserva forma parte de la reserva rodante del sistema.

## PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN AL CAPÍTULO 12 – SERVICIOS AUXILIARES

iii. Se modifica el numeral 12.4.1.1 de la siguiente manera:

12.4.1.1. ~~El servicio de reserva rodante cumple el objetivo de contar~~ Que el sistema cuente con suficiente capacidad de reserva rápida disponible para cubrir desviaciones en la demanda prevista y contingencias en unidades de generación o en el sistema de transmisión dentro de un tiempo de respuesta definido.

iv. Se eliminan los numerales 12.4.1.2 y 12.4.1.3.

v. Se modifican los numerales 12.4.2.1, 12.4.3.2, 12.4.3.4, 12.5, 12.5.2.3, 12.5.3.2., de la siguiente manera:

12.4.2.1. La UT asignará el cubrimiento de la reserva rodante a las inyecciones en la red en función de lo siguiente:

- a) Que ~~Está~~ la unidad generadora o GGP esté habilitada técnicamente por la UT para prestar dicho servicio.
- b) Los costos variables y precios de las ofertas de retiro de oportunidad.
- c) El resultado de la operación real.

~~La reserva rodante es una disponibilidad de variar la potencia que se inyecta en la red dentro de un tiempo de respuesta definido. Los requerimientos técnicos se indican en el Anexo Servicios Auxiliares.~~

12.4.3.2. Para cada intervalo de Mercado la UT calculará la potencia requerida para reserva rodante, la cual será la suma del aporte de la reserva primaria utilizada para Regulación Primaria de Frecuencia y la reserva secundaria utilizada para Regulación Secundaria de Frecuencia bajo CAG.

12.4.3.4. El criterio para definir los márgenes de reserva rodante podrá ser modificado por la UT con base en estudios técnicos y económicos que lo justifiquen.

12.5. ~~Reserva para~~ Regulación Primaria de Frecuencia.

12.5.2.3. Cada unidad generadora o GGP tiene la obligación de aportar la reserva establecida para regulación primaria de frecuencia. ~~denominada reserva para regulación.~~

12.5.3.2. Ante una condición de racionamiento forzado o riesgo de racionamiento forzado, una condición de emergencia en el sistema, o ante falta de reserva para regulación primaria de frecuencia, la UT aplicará una reducción de la reserva rodante hasta el porcentaje correspondiente a la operación en emergencia.

vi. Se adiciona el numeral 12.5.3.4.

12.5.3.4. Las inyecciones que retornan al sistema de transmisión desde las redes de distribución y que no están asociadas a una unidad generadora o GGP que opera en el mercado mayorista, no serán consideradas como aporte a la regulación primaria de frecuencia.

vii. Se modifican los numerales 12.5.4.1, 12.5.6.1, 12.6, 12.6.1.1.

12.5.4.1. Cada unidad generadora o GGP tiene la obligación de participar en la regulación primaria de frecuencia, aportando o pagando lo correspondiente al ~~en un~~ porcentaje

obligado de reserva ~~primaria para regulación~~ igual al porcentaje requerido para ~~dicho el~~ servicio auxiliar de regulación primaria de frecuencia, de acuerdo ~~a con~~ las condiciones existentes.

12.5.6.1. La UT determinará con base ~~a en~~ condiciones ex post, la demanda real, los parámetros técnicos operativos de los generadores, y las unidades que efectivamente estuvieron disponibles, las asignaciones ~~del Servicio~~ de Reserva para la Regulación Primaria de Generación Frecuencia de acuerdo con el numeral 2.1 del Anexo 11.

12.6. Regulación Secundaria de Frecuencia ~~bajo Control Automático de Generación~~.

12.6.1.1. La UT realizará la regulación secundaria de frecuencia con unidades generadoras o GGP que se encuentren bajo Control Automático de Generación (CAG); para lo cual asignará reserva secundaria con el objeto de:

- a) Corregir el error acumulado en la Regulación Primaria de Frecuencia para lograr el balance instantáneo entre generación y demanda mientras se mantiene la frecuencia en su rango establecido;
- b) Mantener el intercambio en las interconexiones internacionales en los valores programados

viii. Se elimina el numeral 12.6.1.2

ix. Se adiciona el numeral 12.6.2.6. de la siguiente manera:

12.6.2.6. Las inyecciones que retornan al sistema de transmisión desde las redes de distribución y que no están asociadas a una unidad generadora o GGP que opera en el mercado mayorista, no serán consideradas como aporte al servicio de CAG, debido a que estas inyecciones son originadas por generadores que no son administrados por la estación maestra de la UT.

x. Se modifican los numerales 12.6.3.1, 12.6.3.2, 12.6.4, 12.6.5, 12.6.5.1, 12.6.6 y 12.6.6.1

12.6.3.1. El criterio para definir el nivel de reserva para regulación secundaria de frecuencia bajo control automático de generación tendrá en cuenta el requerimiento técnico de contar con una cantidad de regulación mínima para la sensibilidad del sistema, y la eficiencia económica dado el costo de suministrar la correspondiente reserva de regulación y el costo de la pérdida de calidad de servicio e incremento de la probabilidad de energía no servida por falta de una reserva adecuada. La potencia disponible para regulación secundaria de frecuencia, expresada como un porcentaje de la demanda, se definirá en el Anexo Servicios Auxiliares.

12.6.3.2. La UT aplicará el porcentaje correspondiente a operación en emergencia ante una condición de racionamiento forzado o riesgo de racionamiento forzado, una condición de emergencia en el sistema, o ante falta de reserva secundaria para regulación.

12.6.4. Aporte de reserva secundaria para regulación secundaria de frecuencia bajo CAG.

12.6.5. Asignación de reserva para regulación secundaria de frecuencia bajo CAG.

12.6.5.1. La UT asignará de acuerdo ~~con a~~ la función objetivo del despacho económico la reserva para regulación secundaria de frecuencia bajo CAG entre las unidades generadoras o GGP habilitados, teniendo en cuenta los requerimientos técnicos de este del servicio ~~auxiliar regulación secundaria de frecuencia bajo CAG~~.

12.6.6. Transacciones de reserva para regulación secundaria de frecuencia bajo CAG.

12.6.6.1. La UT determinará con base a en condiciones ex post, la demanda real, los parámetros técnicos operativos de los generadores, y las unidades que efectivamente estuvieron disponibles, para las asignaciones del Servicio de Reserva para Regulación Secundaria de Generación Frecuencia de acuerdo con el numeral 3.2 del Anexo 11.

## PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL CAPÍTULO 20 – GENERADORES CONECTADOS A REDES DE DISTRIBUCIÓN DEL ROBCP

**xi** Se modifica el numeral 20.5.1, quedando de la siguiente manera:

20.5.1 Los PMs generadores conectados a redes de distribución estarán obligados a cumplir con todos los servicios auxiliares estipulados en este Reglamento. exceptuando la regulación de frecuencia secundaria.

## PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL ANEXO 11 – SERVICIOS AUXILIARES DEL ROBCP

**xii** Se modifican los numerales 2.1, 2.3.4, 3.2 y 3.3.6 de la siguiente manera:

2.1. Todas las unidades generadoras que operan en el mercado mayorista que estén inyectando a la red de transmisión, deben aportar el 3% de reserva de potencia activa, con respecto a la inyección de potencia activa de la propia máquina, la cual será destinada a la regulación primaria de frecuencia del sistema.

2.3.4. La tasa de toma de carga para asumir las variaciones no previsibles del ciclo de carga, es decir su respuesta inercial por tipo de generación, cuando la capacidad de la unidad generadora se encuentra entre el 50% y el 100% de su capacidad nominal, deberá ser mejor mayor o igual a las siguientes:

- a) Vapor (carbón o hidrocarburo): 2-5%/min.
- b) Geotérmica: 2-5%/min.
- c) Turbina a Gas: 15-20%/seg.
- d) Motores de Combustión Interna: 5-10%/min.
- e) Hidroeléctrica Alta Caída (caída neta mayor que 75m): 1%/seg.
- f) Hidroeléctrica Media Caída (caída neta entre 35 y 75 m): 5%/seg.
- g) Hidroeléctrica Baja Caída (caída neta menor que 35 m): 10%/seg.

3.2. Todas las unidades generadoras que operan en el mercado mayorista que estén inyectando a la red de transmisión, deben aportar como mínimo el 4% de reserva de potencia activa con respecto a la inyección de potencia activa de la propia máquina, en adición al porcentaje establecido de reserva primaria, la cual será destinada a la Regulación Secundaria de Frecuencia del Sistema. La UT mantendrá una potencia mínima disponible en el sistema para regulación secundaria de frecuencia bajo CAG equivalente al cuatro por

ciento (4%) de la demanda. Está potencia deberá estar distribuida en al menos 2 unidades generadoras, de existir.

3.3.6. Los PMs generadores que participen en la Regulación Secundaria de Frecuencia, para contribuir a que el ~~servicio auxiliar de~~ CAG tenga un funcionamiento estable, deberán ~~de~~ proporcionar una rampa en MW/Min, no mayor a la tasa de toma de carga estipulada en la regulación primaria de frecuencia.

- xiii.** Eliminar el numeral 3.4.1 vigente, en consecuencia, se deben reenumerar los siguientes, por ejemplo, el numeral 3.4.2 vigente pasa a ser el 3.4.1 y de forma secuencial se deben reenumerar los siguientes, de la siguiente manera:

3.4.1. El cargo por la potencia disponible para CAG será calculado cada hora con base en la potencia disponible bajo CAG multiplicado por el Costo Marginal del sistema y por un porcentaje. Adicionalmente los PMs generadores que no presten el servicio pagarán el sobre costo en que incurra el sistema por dar este servicio.

3.4.2. El cargo que cada PM generador, que no cumpla con el requerimiento de regulación secundaria de frecuencia, debe pagar será de un 20% por ciento del Costo Marginal de Operación.

3.4.3. En caso de incumplimiento en tres ocasiones durante un período de treinta días, para proveer el servicio, la unidad generadora o GGP podrá ser inhabilitado por seis meses para proveer el servicio.

- xiv.** Se modifican los numerales 3.5.1. y 3.5.2. de la siguiente manera:

3.5.1. Cuando la UT considere que el sistema se encuentra en condición de emergencia, todas las unidades generadoras que ~~operan en el mercado mayorista estén inyectando a la red de transmisión~~, deben aportar como mínimo un 4% de reserva rodante con respecto a la inyección de potencia activa de la propia máquina.

3.5.2. Cuando se dé una condición de déficit previsto en el predespacho, una falla y/o congestión imprevista en la operación en tiempo real o cualquier situación que requiera de un nivel de flexibilidad de la demanda mayor que el ofertado, todas las unidades generadoras que ~~operan en el mercado mayorista estén inyectando a la red de transmisión~~ deben aportar en forma conjunta como mínimo un 4% de reserva rodante con respecto a las inyecciones totales, dando prioridad a la Reserva ~~de para~~ Regulación Secundaria de Frecuencia.

## ANEXO II – JUSTIFICACIÓN TÉCNICA PRESENTADA POR LA UT

### DEFINICIÓN DE LA PROBLEMÁTICA IDENTIFICADA

Al analizar la normativa vigente contenida en el ROBCP, aplicable a la reserva para la regulación secundaria de frecuencia, su obligatoriedad y cargos por no prestar dicho servicio, se identifica que el numeral 20.5.1 del *Capítulo 20 – Generadores conectados a redes de distribución* del ROBCP:

20.5.1. Los PMs generadores conectados a redes de distribución estarán obligados a cumplir con todos los servicios auxiliares estipulados en este Reglamento, exceptuando la regulación de frecuencia secundaria (...)

Exime expresamente a los PM generadores conectados en redes de distribución de prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia, lo que conlleva también, a que estos PM generadores estén exentos de pagar el cargo por no prestar dicho servicio. Debido a lo anterior, se identifican como problemáticas en el mercado mayorista las siguientes:

- i. Desigualdad de condiciones entre los PM generadores que operan en el mercado mayorista en cuanto al servicio de regulación secundaria de frecuencia, lo cual no está en línea con los objetivos establecidos en el artículo 2 de la Ley General de Electricidad (LGE), de protección de los derechos de todas las entidades que desarrollan actividades en el sector y el desarrollo de un mercado competitivo en la actividad de generación. Los PMs generadores que operan en el MME, conectados a redes de distribución, por reglamentación no participan en el mercado de reserva secundaria, sin embargo, obtienen el mismo beneficio de operar en un sistema eléctrico en el que se mantienen las condiciones de seguridad y calidad del sistema que el resto de PMs generadores, que si tienen la obligación de participar en dicha reserva.
- ii. Los PM generadores que brindan el servicio de regulación secundaria de frecuencia, no recolectan la cantidad monetaria total que les corresponde por el servicio brindado, el cual se aporta considerando toda la demanda del sistema de transmisión en cada hora. Bajo las reglas actuales, únicamente se les remunera con la participación correspondiente a los PM generadores que se encuentran conectados directamente a la red de transmisión y los retiros regionales, por lo anterior, queda una parte de su aporte sin remunerar cuando hay PM generadores conectados a través de redes de distribución inyectando.

### OBJETIVOS DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN

Con base en la problemática planteada y a partir de oportunidades de mejoras identificadas en la redacción de algunos numerales del ROBCP, la propuesta de modificación presentada tiene como objetivos los siguientes:

1. Brindar igualdad de condiciones a los PM generadores que operan en el MME en cuanto al servicio de regulación secundaria de frecuencia; teniendo como base el cumplimiento de los objetivos que establece la LGE en su Art. 2, sobre "protección de los derechos de todas las entidades que desarrollan actividades en el sector" y "*el desarrollo de un mercado competitivo en las actividades de generación (...) de energía*", en función de mantener la estabilidad del sistema de eléctrico de potencia. Por tanto, para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, se debería tomar en cuenta a todos los PM generadores operando en el MME, es decir, tanto los PM generadores conectados directamente a la red de transmisión como aquellos que están conectados al sistema de transmisión a través de las redes de distribución.
2. Incorporar en el reglamento, normas que permitan la recolección del monto total por la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, que deberían percibir los PM generadores que efectivamente lo aportan.
3. Incorporar mejoras a la reglamentación para delimitar de una mejor manera los conceptos de reserva primaria y secundaria, con respecto a la regulación de frecuencia. Actualmente, en algunos apartados del reglamento, se hace referencia a la reserva primaria y secundaria como símil a los servicios de regulación primaria y secundaria de frecuencia, siendo los primeros los correspondientes a la potencia disponible a brindar para el servicio de regulación de frecuencia; y, los segundos, están relacionados con la regulación automática para compensar el error de frecuencia, cuyo objeto es mantener el equilibrio instantáneo entre la inyección y retiro ante las variaciones entre la generación y la demanda.
4. Reubicación y modificación de redacción de algunos numerales del ROBCP, para una mejor comprensión de la normativa. Se identifica que algunos numerales del reglamento, referentes a la reserva para la regulación secundaria de frecuencia, se encuentran contenidos en secciones que no necesariamente coinciden con la finalidad de éstos, por lo que, se propone su reubicación en el ROBCP.

### **IDENTIFICACIÓN DE POSIBLES ALTERNATIVAS PARA ATENDER LA PROBLEMÁTICA PLANTEADA**

Al tener definida la problemática existente y las oportunidades de mejora identificadas, relacionadas a la reserva para la regulación de frecuencia, con el fin de minimizar la posibilidad de tener vacíos regulatorios y brindar un trato equitativo a los PM generadores que operan en el MME, se plantean las siguientes alternativas:

- a) Alternativa 1: Aprobar la propuesta de modificación al ROBCP.
- b) Alternativa 2: No aprobar la propuesta de modificación al ROBCP.

Al analizar la primera alternativa, se considera como justificable realizar una modificación al ROBCP y sus anexos, buscando brindar una igualdad de condiciones a los PM generadores que participan en el mercado mayorista en cuanto al servicio de regulación secundaria de frecuencia, considerando la injerencia que éstos tienen en el mantenimiento

de la estabilidad del sistema de transmisión, en concordancia con los objetivos establecidos en el Art. 2 de la LGE, con el fin de promover “el desarrollo de un mercado competitivo en las actividades de generación (...) de energía”, en función de mantener la estabilidad del sistema.

En este sentido, para la prestación de dicho servicio, al tomar en cuenta tanto a los PM generadores que están conectados directamente a la red de transmisión, como a los que están conectados a través de las redes de distribución, se distinguen los siguientes beneficios:

- Se promueve una sana competencia entre los PM generadores que operan en el MME, al brindar igualdad de condiciones en cuanto a la obligatoriedad de brindar el servicio de reserva secundaria de frecuencia.
- Los PM Generadores que brindan el servicio de regulación secundaria de frecuencia percibirán la remuneración total por su aporte en dicha reserva para el sistema.
- Se elimina un criterio económico considerado para instalar una planta de generación en la red de distribución y no en el sistema de transmisión que evita el costo que representa brindar la reserva secundaria de frecuencia. En el contexto actual y futuro de incorporación al sistema de nuevas instalaciones de tecnología fotovoltaica que participen en el mercado mayorista, podrían presentar cierta tendencia en su proceso de decisión sobre dónde ubicar su punto de interconexión, ya que, si lo ubican en la red de distribución están exentos de brindar el servicio de regulación secundaria de frecuencia, ya sea por medios propios o pagando a un tercero.
- Se promueve una mayor disponibilidad de generadores que brindan reserva secundaria en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), para mantener los criterios de calidad y seguridad del sistema, ya que los PMs generadores en distribución que no aporten el servicio lo deberán pagar o adecuar sus equipos para participar de la misma; y
- Las oportunidades de mejora identificadas en la normativa no representan ningún impacto económico que deba de pagar la demanda.

Con el fin de minimizar la posibilidad de que a futuro se den diferentes interpretaciones de la reglamentación, se considera oportuno y justificable realizar modificaciones al reglamento, para delimitar de una mejor manera los conceptos de reserva primaria y secundaria, con respecto a la regulación de frecuencia.

Respecto a la segunda alternativa, de no aprobar la propuesta de modificación al ROBCP, implica que los PM generadores que brindan el servicio de regulación secundaria de frecuencia al sistema, continúen sin percibir la remuneración total por el aporte en la reserva secundaria, lo que conlleva a una constante desigualdad de condiciones para los PM generadores en el MME, en discordancia con los objetivos de la Ley General de Electricidad, además de incentivar la instalación de plantas a nivel de la red de distribución para evitar el costo asociado a la reserva secundaria.

## **RECOPILACIÓN DE EVIDENCIA QUE MOTIVE LA SOLICITUD PROPUESTA**

Se presenta una simulación de los cargos y abonos que cada PM tiene como parte de sus transacciones en el MME, en el escenario actual y en el escenario en que se implementen las modificaciones al ROBCP relacionadas con la inclusión de los PM generadores conectados en las redes de distribución, en el servicio de regulación secundaria de frecuencia, tomando como base la liquidación de la reserva secundaria para marzo de 2022. Dicho período se considera representativo de la problemática planteada, al tener inyectando tanto a PM generadores conectados directamente a la red de transmisión como a través de las redes de distribución.

En los datos presentados a continuación se tiene que, bajo el escenario actual, existen cargos por el servicio de regulación secundaria de frecuencia correspondientes a c14, c18, y c24, los cuales son originados por importaciones de energía desde el Mercado Eléctrico Regional (MER), excluyendo de éstos los relacionados a las inyecciones de energía de sus plantas generadoras al Mercado Mayorista desde las redes de distribución, en cumplimiento con la normativa vigente. En cuanto a c19, c20 y g06, al no haber realizado importaciones desde el MER para el periodo en análisis conforme a las reglas actuales, no se les asignaron cargos.

PM	ESCENARIO ACTUAL		ESCENARIO PROPUESTO	
	ABONO	CARGO	ABONO	CARGO
c03		\$ 3,468		\$ 3,467
c04		\$ 1,201		\$ 1,201
c07		\$ -		\$ -
c08		\$ 1,888		\$ 1,887
c11		\$ 27		\$ 27
c14		\$ 7,334		\$ 21,230
c18		\$ 7,842		\$ 8,255
c19		\$ -		\$ 3,276
c20		\$ -		\$ 231
c24		\$ 5,306		\$ 25,605
c29		\$ 46,044		\$ 46,034
c32		\$ 205		\$ 205
c34		\$ 32,757		\$ 32,750
c35		\$ 23,470		\$ 23,465
c45		\$ 9,172		\$ 9,170
c51		\$ -		\$ -
c52		\$ 272		\$ 272
c55		\$ 10,386		\$ 10,384
c56		\$ 7,346		\$ 7,345
c62		\$ 146		\$ 146
c63		\$ 11,085		\$ 11,083
c65		\$ 19,558		\$ 19,554
c67		\$ 380		\$ 380
c70		\$ 303		\$ 303
c71		\$ 127		\$ 127
c73		\$ 718		\$ 718
d02		\$ 692		\$ 692
d03		\$ 342		\$ 342
d07		\$ 28		\$ 28
g01	\$ 573,362	\$ 105,440	\$ 600,242	\$ 105,411
g02		\$ 71		\$ 71
g03	\$ 115,804	\$ 529	\$ 122,035	\$ 529
g05		\$ 246,871		\$ 246,819
g06		\$ -		\$ 2,517
g07		\$ 34,530		\$ 34,523
g08		\$ 1,140		\$ 1,139
g09		\$ 63,068		\$ 63,054
g10	\$ 145,024	\$ 252	\$ 152,373	\$ 252
g11		\$ 23,072		\$ 23,068
g12		\$ 43,685		\$ 43,675
g13		\$ 6,693		\$ 6,692
g14		\$ 9,162		\$ 9,161
g15		\$ 4,440		\$ 4,439
g16		\$ 53,187		\$ 53,178
g17		\$ 27,633		\$ 27,629
g18		\$ 4,764		\$ 4,764
g19		\$ 19,557		\$ 19,551
<b>Total</b>	<b>\$ 834,191</b>	<b>\$ 834,191</b>	<b>\$ 874,650</b>	<b>\$ 874,650</b>

Tabla 1: cargos y abonos por el servicio de regulación secundaria de frecuencia.

En la tabla presentada, se identifican en color verde, a los PM generadores que aportaron el servicio de regulación secundaria de frecuencia para el sistema, siendo estos:

- g01: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL)
- g03: Orazul Energy El Salvador, S. en C.V.

- g10: Termopuerto, S.A. de C.V.

Y por otro lado, se resaltan en color anaranjado, a los PM generadores conectados en redes de distribución:

- c14: Textufile, S.A. de C.V.
- c18: Energía Borealis, S.A. de C.V.
- c19: Gecca, S.A. de C.V.
- c20: Apopa Energy, S.A. de C.V.
- c24: Ingenio La Cabaña, S.A. de C.V.
- g06: Cemento Holcim, S.A. de C.V.

Para simular el escenario correspondiente a las propuestas de modificación al ROBCP (escenario propuesto), se incluye en la participación del servicio de regulación secundaria de frecuencia a los PM generadores conectados a redes de distribución, teniendo como resultado lo siguiente:

PM	ESCENARIO ACTUAL	ESCENARIO PROPUESTO	DIFERENCIA
	CARGO	CARGO	
c14	\$ 7,334	\$ 21,230	\$ 13,896
c18	\$ 7,842	\$ 8,255	\$ 414
c19	\$ -	\$ 3,276	\$ 3,276
c20	\$ -	\$ 231	\$ 231
c24	\$ 5,306	\$ 25,605	\$ 20,300
g06	\$ -	\$ 2,517	\$ 2,517
Resto de PMs	\$ 813,710	\$ 813,535	-\$ 174
<b>Total</b>	<b>\$ 834,191</b>	<b>\$ 874,650</b>	<b>\$ 40,460</b>

Tabla 2: cargos para los PM generadores conectados en redes de distribución.

PM	ESCENARIO ACTUAL	ESCENARIO PROPUESTO	DIFERENCIA
	ABONO	ABONO	
g01	\$ 573,362	\$ 600,242	\$ 26,880
g03	\$ 115,804	\$ 122,035	\$ 6,231
g10	\$ 145,024	\$ 152,373	\$ 7,349
<b>Total</b>	<b>\$ 834,191</b>	<b>\$ 874,650</b>	<b>\$ 40,460</b>

Tabla 3: abonos para los PM generadores que aportan el servicio de regulación secundaria de frecuencia al sistema.

De lo anterior, se identifica un impacto en los montos que perciben los PM generadores por el servicio de regulación secundaria de frecuencia aplicando las reglas actuales con respecto a la propuesta de modificación, resultando de ésta última un incremento total aproximado del 5% que equivale a \$40,460; distribuidos de la siguiente manera:

PM	DIFERENCIA	PARTICIPACIÓN
g01	\$ 26,880	66%
g03	\$ 6,231	15%
g10	\$ 7,349	18%
<b>Total</b>	<b>\$ 40,460</b>	<b>100 %</b>

Tabla 4: distribución del incremento correspondiente al abono percibido.

## CONCLUSIÓN

Con base en lo expuesto y conforme a los objetivos planteados en el presente documento, se considera justificable aprobar las propuestas de modificación a la reglamentación vigente, relacionada con la participación en la reserva secundaria de los PM generadores conectados en redes de distribución, a fin de brindar igualdad de condiciones para todos los PM generadores que participan del servicio de regulación secundaria de frecuencia y con promover una sana competencia en el mercado mayorista, incentivando una mayor disponibilidad de generadores para brindar el servicio auxiliar mencionado, así como eliminar el incentivo de que al conectarse en la red de distribución se puede evitar el costo del servicio auxiliar de la reserva secundaria.