**MESA NORMATIVA**

**INFORME EQUIPO REGULACIÓN DE FRECUENCIA**

**PARTE 1**

**EQUIPO DE TRABAJO: REGULACIÓN DE FRECUENCIA**

<table>
<thead>
<tr>
<th>No.</th>
<th>MIEMBROS</th>
<th>REPRESENTA A:</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>1</td>
<td>Cristino Sánchez</td>
<td>EDESUR</td>
</tr>
<tr>
<td>2</td>
<td>Ramón Henríquez</td>
<td>EDENORTE</td>
</tr>
<tr>
<td>3</td>
<td>Félix Otto</td>
<td>EDEESTE</td>
</tr>
<tr>
<td>4</td>
<td>Diana Campos</td>
<td>GPLV</td>
</tr>
<tr>
<td>5</td>
<td>Denny Pérez</td>
<td>CEPP</td>
</tr>
<tr>
<td>6</td>
<td>Osvaldo Gonzales</td>
<td>AES</td>
</tr>
<tr>
<td>7</td>
<td>George Reinoso(^1)</td>
<td>CDEEE</td>
</tr>
<tr>
<td>8</td>
<td>Norbo Mateo</td>
<td>ETED</td>
</tr>
<tr>
<td>9</td>
<td>Víctor Guzmán</td>
<td>HIDRO</td>
</tr>
<tr>
<td>10</td>
<td>Yeulis Rivas</td>
<td>CNE</td>
</tr>
<tr>
<td>11</td>
<td>Nelson Carbonell</td>
<td>SIE</td>
</tr>
<tr>
<td>12</td>
<td>Alexis Vasquez</td>
<td>OC</td>
</tr>
</tbody>
</table>

\(^1\) No se ha reportado su asistencia o participación a las reuniones y secciones de trabajo.
ÍNDICE GENERAL

1 EL PROBLEMA O PUNTOS A MEJORAR.................................................................4
2 OBJETIVO Y ALCANCE .......................................................................................5
3 PROPUESTAS DE SOLUCIÓN .............................................................................6
   3.1 PROPUESTA RPF 1 DE PROVISIÓN, ASIGNACIÓN Y REMUNERACIÓN DE LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA ..................................................................................................................6
   3.1.1 DESCRIPCIÓN: .........................................................................................6
   3.1.2 FORTALEZAS Y DEBILIDADES: .................................................................9
   3.1.3 ANÁLISIS DE LAS 5W-2H RPF 1 ..............................................................10
   3.2 PROPUESTA RPF 2 DE PROVISIÓN, ASIGNACIÓN Y REMUNERACIÓN DE LA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA ..................................................................................................................12
   3.2.1 DESCRIPCIÓN: .........................................................................................12
   3.2.2 FORTALEZAS Y DEBILIDADES: .................................................................12
   3.2.1 ANÁLISIS DE LAS 5W-2H RPF 2 ..............................................................13
   3.3 PROPUESTA DE PROVISIÓN, ASIGNACIÓN Y REMUNERACIÓN DE LA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA .................................................................14
   3.3.1 DESCRIPCIÓN: .........................................................................................14
   3.3.2 FORTALEZAS Y DEBILIDADES: .................................................................15
   3.3.3 ANÁLISIS DE LAS 5W-2H RSF .................................................................16
4 CONSECUENCIAS .........................................................................................18
   4.1 CUANTIFICACIÓN PROPUESTA RPF 1 .........................................................18
   4.1.1 CONSIDERACIONES DE LA SIMULACIÓN TRANSACCIONAL: ....................18
   4.1.2 RESULTADO DE LA CUANTIFICACIÓN DE LA PROPUESTA: ......................18
   4.2 CUANTIFICACIÓN PROPUESTA RPF 2 .........................................................20
   4.2.1 CONSIDERACIONES DE LA SIMULACIÓN TRANSACCIONAL: ....................20
   4.2.2 RESULTADO DE LA CUANTIFICACIÓN DE LA PROPUESTA: ......................20
   4.3 CUANTIFICACIÓN PROPUESTA RSF ..............................................................22
   4.3.1 CONSIDERACIONES DE LA SIMULACIÓN TRANSACCIONAL: ....................22
   4.3.2 RESULTADO DE LA CUANTIFICACIÓN DE LA PROPUESTA: ......................22
5 TRANSACCIÓN ..................................................................................................24
   5.1 TRANSACCIÓN PROPUESTAS RPF ..............................................................24
   5.2 TRANSACCIÓN PROPUESTA RSF ..............................................................25
   5.3 TRANSACCIÓN DE LAS PROPUESTAS .......................................................26
ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Flujograma de la propuesta 1 .......................................................... 8
Figura 2. Comparación del beneficio absoluto para el SENI propuestas RPF ........................................... 24
Figura 3. Comparación del beneficio relativo para el SENI propuestas RPF ........................................... 24
Figura 4. Comparación del beneficio absoluto para el SENI propuesta RSF ............................................ 25
Figura 5. Comparación del beneficio relativo para el SENI propuesta RSF ............................................ 25
Figura 6. Comparación del beneficio absoluto para el SENI .................................................. 26
Figura 7. Comparación del beneficio relativo para el SENI .................................................. 26

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Fortalezas y debilidades propuesta RPF1.......................................................... 9
Tabla 2. Análisis de las 5W-2H de la propuesta RPF 1 .................................................. 10
Tabla 3. Fortalezas y debilidades propuesta 2 .......................................................... 12
Tabla 4. Análisis de las 5W-2H de la propuesta RPF 2 .................................................. 13
Tabla 4. Fortalezas y debilidades propuesta RSF .................................................. 15
Tabla 5. Análisis de las 5W-2H de la propuesta RSF .................................................. 16
Tabla 6. Cuantificación propuesta RPF 1 .......................................................... 18
Tabla 7. Cuantificación situación actual RPF .................................................. 19
Tabla 8. Comparación RPF 1 versus situación actual .................................................. 19
Tabla 10. Cuantificación propuesta RPF 2 .......................................................... 20
Tabla 11. Cuantificación situación actual RPF .................................................. 21
Tabla 12. Comparación RPF 2 versus situación actual .................................................. 21
Tabla 13. Margen máximo estimado de RSF centrales motores diesel .......................................... 22
Tabla 14. Cuantificación propuesta RSF .................................................. 22
Tabla 15. Cuantificación situación actual RSF .................................................. 23
Tabla 16. Comparación RSF versus situación actual .................................................. 23
1 EL PROBLEMA O PUNTOS A MEJORAR

En el documento “Diagnostico de la Situación Actual del Servicio de Regulación de Frecuencia” enviado (publicado en fecha 17-10-2011) se identificaron los principales problemas o puntos a mejorar del servicio de regulación de frecuencia en le SENI, las cuales resumiremos a continuación:

1. Contradicciones entre el modelo de provisión de la capacidad del servicio y los criterios del uso de esa capacidad.
2. El criterio de asignación de RPF es excluyente y genera sobrecostos.
3. Escaso número de oferentes para la RSF y concentrado en las centrales más baratas genera sobrecostos adicionales.
4. El volumen requerido de reserva no es determinado por criterios técnicos-económicos de optimización.
5. La asignación conjunta del pago no envía las señales económicas correctas.
6. Solo tienen responsabilidad del pago del servicio los generadores. Se deberá evaluar si la demanda debería participar en el pago de este servicio de este servicio.
7. Determinación efectiva de la remuneración de las centrales hidroeléctricas.
8. Falta de transparencia en la determinación del Incentivo de regulación (IR).
9. Reforzar y aplicar efectivamente el proceso de Habilitación (requisitos técnicos, información necesaria, pruebas a las unidades y equipos de registro y medición).
10. El mecanismo de fiscalización no ha sido aplicado efectivamente y no tiene lineamientos de acciones correctivas o de penalización.
11. Necesidad de completar el sistema SCADA en todas las instalaciones del SENI.
12. Las constantes y significativas desviaciones en tiempo real y la manualidad del servicio de RSF afecta la calidad de la frecuencia y su desempeño.
13. Determinación del impacto operativo y remunerativo de la operación de centrales en régimen especial.
14. Determinación del impacto operativo y remunerativo de la operación en el SENI de grandes cargas fluctuantes (mineras).
15. Reconocimiento de equipos de regulación diferentes a las unidades generadoras.

Estos puntos identificados podrían su vez subdividirse en:

a) Los asociados a la provisión y asignación del servicio:

1. Contradicciones entre el modelo de provisión de la capacidad del servicio y los criterios del uso de esa capacidad.
2. El criterio de asignación de RPF es excluyente y genera sobrecostos.
3. Escaso número de oferentes para la RSF y concentrado en las centrales más baratas genera sobrecostos adicionales.
4. El volumen requerido de reserva no es determinado por criterios técnicos-económicos de optimización
b) Los asociados a la remuneración del servicio:

5. La asignación conjunta del pago no envía las señales económicas correctas.
6. Solo tienen responsabilidad del pago del servicio los generadores. Se deberá evaluar si la demanda debería participar en el pago de este servicio de este servicio.
7. Determinación efectiva de la remuneración de las centrales hidroeléctricas.
8. Falta de transparencia en la determinación del Incentivo de regulación (IR).

9. Reforzar y aplicar efectivamente el proceso de Habilitación (requisitos técnicos, información necesaria, pruebas a las unidades y equipos de registro y medición).
10. El mecanismo de fiscalización no ha sido aplicado efectivamente y no tiene lineamientos de acciones correctivas o de penalización.
11. Necesidad de completar el sistema SCADA en todas las instalaciones del SENI.
12. Las constantes y significativas desviaciones en tiempo real y la manualidad del servicio de RSF afecta la calidad de la frecuencia y su desempeño.

13. Determinación del impacto operativo y remunerativo de la operación de centrales en régimen especial.
14. Determinación del impacto operativo y remunerativo de la operación en el SENI de grandes cargas fluctuantes (mineras).
15. Reconocimiento de equipos de regulación de frecuencia diferentes a las unidades generadoras.

Las argumentaciones (asunciones y análisis) de cada uno de estos puntos puede ser vista en detalle en el documento de diagnostico mencionado con anterioridad.

2 OBJETIVO Y ALCANCE

Sobre la base del proceso de identificación de dificultades y oportunidades de mejoras del servicio de regulación de frecuencia en el SENI, y guardando los objetivos y metas originalmente trazados por el equipo de trabajo en nuestro plan de acción (publicado en fecha 7-10-2011), a continuación se muestra en este documento un conjunto de propuestas o medidas de solución que permitirían mitigar o reaedicuar algunos de los puntos débiles de este servicio previamente identificados.

El alcance de este documento ha sido limitado a las medidas de solución de los puntos asociados a la provisión, asignación y remuneración del servicio (los puntos del 1 al 8), debido a la restricción de tiempo y alcance establecido por el Comité Estratégico de la Mesa Normativa. Dejando para posteriores informes la consecución y terminación de los puntos de mejoras restantes.
3 PROPUESTAS DE SOLUCIÓN

Una vez identificados los principales puntos de mejoras del servicio de regulación de frecuencia del SENI a continuación se propone un conjunto de medidas de reeducción (a modo de propuestas) para mitigar o resolver las debilidades expuestas en los puntos del 1 al 8 de la sección 1)

En este sentido, se han elaborado 2 propuestas para la regulación primaria:

- Propuesta RPF 1, la cual ha sido consensuada por 10 de los 11 miembros activos del equipo de trabajo.
- Y la Propuesta RPF 2, la cual ha sido elaborada por el representante de AES Dominicana.

Adicionalmente se presenta una propuesta que aborda la regulación secundaria.

3.1 Propuesta RPF 1 de Provisión, Asignación y Remuneración de la Regulación Primaria de Frecuencia

3.1.1 Descripción:

1. Se propone que todas las máquinas hábiles para RPF, aporten un porcentaje (%) de su disponibilidad como margen de RPF obligatorio (conforme al artículo 203 del RLGE) no remunerado. Las centrales que no tengan capacidad de prestar el servicio o que no puedan suplir el total del margen obligatorio, lo comprarán a las centrales que lo puedan prestar y que cuentan con una capacidad excedente a su margen de regulación obligatorio.

En ese sentido, para cubrir el déficit de reserva de las empresas con capacidad insuficiente habilitada para prestar el servicio, el OC deberá de asignar dicho margen de forma tal que se reduzca el costo de regulación y operación del SENI entre las empresas de generación que cuenten con capacidad excedente al margen obligatorio de RPF, hasta completar los requerimientos de regulación de RPF. El monto de compensación de margen adicional asignado por el OC en cada hora será compensado conforme a las fórmulas establecidas en el RLGE y será pagado por los agentes deficitarios a prorrata de su déficit de margen obligatorio en la hora.

La reserva porcentual obligatoria de RPF que deberán de aportar las máquinas, se fijaría en primera instancia en un 3%, y podrá ser modificado por el Organismo Coordinador bajo metodologías técnico-económica cuando las condiciones SENI lo ameriten, no pudiendo exceder el 5%.

El límite establecido como obligatorio de regulación primaria debe basarse en estudios que establezcan la reserva requerida para la demanda total del sistema considerando el
comportamiento de la demanda de los “cargas convencionales”. Si al introducir el modelamiento de demanda de usuarios con “cargas especiales” o de “generadores del régimen especial” se incrementa la reserva requerida por el sistema, la diferencia de reserva requerida deberá ser asumida por el causante del aumento. La repartición y el pago de esta reserva se haría con el mismo método elegido en el punto 1 de la sección 3.1.2 para cubrir los faltantes de los generadores y deberá ser pagado por el causante de la misma.

2. Proponer la siguiente formulación para la compensación de las centrales hidráulicas que aporten margen adicional de RPF. Esta propuesta se debe a que en el RLGE no se encuentra especificada su compensación.

\[ CRPFCHRA_i = MARPF_i \times [\sigma_i + IR_i] \]

Caso Forzado.

\[ CRPFCHRFORA_i = EGEN_i \times \max(CMGpro_j + \sigma_j - CMG_i, 0) + MARPF_i \times [\sigma_i + IR_i] \]

Donde:

- \( CRPFCHRA_i \): Compensación RPF Adicional Hidráulicas de Regulación en la hora i.
- \( CRPFCHRFORA_i \): Compensación Forzada Hidráulicas de Regulación RPF Adicional en la hora i. Solo aplica para despachos de unidades hidráulicas forzadas para RF fuera del programa óptimo realizado por el OC.
- \( MARPF_i \): Margen adicional de regulación primaria de frecuencia asignado.
- \( \sigma_j \): Desviación estándar del Costo Marginal del mes j en la barra de la central compensada. Se estima que al realizar regulación de frecuencia, una central hidroeléctrica de regulación registra una pérdida de oportunidad, pues turbinará esta agua en horas que podrían tener menor costo marginal. Como estimación del esta diferencia de precios se ha aproximado a una desviación estándar del costo marginal del mes. Con esto debería estar más que cubierto la pérdida de oportunidad, pues en general estas centrales de regulación turbinan el agua solo en horas costos altos.
- \( EGEN_i \): Energía Generada por la Central forzada en la hora i.
- \( CMGpro_j \): Costo Marginal Promedio del mes j en la barra de la central compensada.

---

2 El OC deberá de definir y establecer los criterios para determinar este tipo de cargas, de acuerdo a las siguientes características: valor de potencia demanda, variabilidad en el tiempo, ubicación en el SENI, o cualquier otra característica revolante para los estudios de la reserva de regulación.

3 El OC deberá de definir y establecer los criterios para determinar este tipo de cargas, de acuerdo a las siguientes características: valor de potencia demanda, variabilidad en el tiempo, ubicación en el SENI, o cualquier otra característica revolante para los estudios de la reserva de regulación.
Se propone a CMGpro para dar consistencia estadística en la formulación al utilizar la desviación estándar del mes.

3. Se propone como requisito de conexión que todo generador que ingrese al sistema deberá estar habilitado para prestar el servicio de regulación de frecuencia.

4. Se deberá de volver a verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en el RLGE para ser habilitados para el servicio de regulación primaria. Se deberá dar un plazo a los generadores de ajuste para adecuación al 100% de los requisitos establecidos. El generador que no pueda hacerlo deberá justificar al OC los motivos técnicos de su incapacidad. Este generador deberá pagarle a otro para que cubra su obligación.

A continuación se muestra un flujograma que resume los aspectos más importantes de la propuesta:

Donde:
- \( \%R_{RPF} \): requerimiento de regulación de frecuencia primaria en el SENI. Expresado en % de la demanda abastecida
- \( \%MORPF \): margen obligatorio de regulación de frecuencia primaria a ser suplido por el generador. Expresado en % de su disponibilidad real.
- \( MRPF \): margen de regulación de frecuencia primaria asignado o aportado por el generador.

Figura 1. Flujograma de la propuesta 1
### 3.1.2 Fortalezas y Debilidades:

<table>
<thead>
<tr>
<th>FORTALEZAS</th>
<th>DEBILIDADES</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>La señal de obligatoriedad es directa y se entiende la RPF como parte integral del servicio.</td>
<td>No garantiza el mínimo costo del sistema.</td>
</tr>
<tr>
<td>Cada generador asume la reserva a su propio costo.</td>
<td>No se toma en cuenta los parámetros de rapidez de respuesta para su asignación.</td>
</tr>
<tr>
<td>Solo se transfiere la obligación en caso de que físicamente una unidad no sea capaz de regular.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Solamente se generan pagos en el mercado a los generadores que incumplen.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Se le da una señal económica diferenciada a los recursos que cumplen frente a los que no cumplen.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Se elimina la distorsión actual originada por el cruce de cuentas, en donde aún cuando un generador cumpla con su reserva debe pagar.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Se reparte la reserva entre muchas unidades que tienen una respuesta automática a variaciones de la frecuencia.</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Se especifica la remuneración de las centrales hidroeléctricas.</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Tabla 1. Fortalezas y debilidades propuesta RPF.
### 3.1.3 Análisis de las 5W-2H RPF 1

#### Tabla 2. Análisis de las 5W-2H de la propuesta RPF 1

<table>
<thead>
<tr>
<th>CUESTIONAMIENTO</th>
<th>RESPUESTA</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>¿Qué se va a hacer?</td>
<td>Establecer la RPF como un servicio obligatorio no remunerativo en un % mínimo. Establecer un mecanismo de remuneración del servicio prestado por las centrales hidroeléctricas</td>
</tr>
<tr>
<td>¿Por qué?</td>
<td>La señal de obligatoriedad es directa y se entiende la RPF como parte integral del servicio.</td>
</tr>
<tr>
<td>¿Dónde?</td>
<td>Todos los Agentes del MEM</td>
</tr>
<tr>
<td>¿Quién?</td>
<td>Los generadores, el OC, la SIE y la CNE</td>
</tr>
<tr>
<td>¿Cómo?</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>- Inicialmente se asumirá como reserva obligatoria el 3%. El OC deberá realizar los estudios de la reserva requerida considerando los 2 casos planteados (sin/con demanda con cargas especiales).</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>- El OC deberá ajustar sus modelos de despacho para realizar la asignación de la reserva y tomar en cuenta asignaciones originadas por incumplimientos y por cargas especiales.</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>- Los generadores deberán ajustar y adquirir los equipos necesarios para cumplir con todos los requisitos establecidos en el art. 390 del RLGE para regular frecuencia primaria.</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>- El OC deberá realizar las especificaciones técnicas requeridas para la contratación de los consultores que verificarán el servicio. El OC deberá contratar consultores externos para que procedan a la habilitación de las unidades.</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>- La SIE en primera instancia y el OC deberá exigir a las nuevas centrales...</td>
</tr>
</tbody>
</table>
generadoras el cumplimiento de todos los requisitos establecidos para regular primaria.

- El OC y el CCE deberá establecer procedimientos de monitoreo.
- La SIE deberá establecer penalizaciones por incumplimientos no justificados por un agente ante el OC y la SIE.
- La SIE/CNE deberán emitir resoluciones y/o propuestas de cambio requeridas.

¿Cuándo?

<table>
<thead>
<tr>
<th>¿Cuándo?</th>
<th>Modelación y determinación de requerimientos adicionales de reserva (por cargas especiales y/o generadores del régimen especial), a más tardar 6 meses después de aprobada la propuesta por las instituciones del sector.</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td></td>
<td>Provisión y asignación: una vez aprobada la propuesta por las instituciones del sector, en la programación semanal siguiente.</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Remuneración: una vez aprobada la propuesta por las instituciones del sector, en el cálculo de las transacciones económicas siguientes.</td>
</tr>
<tr>
<td></td>
<td>Cumplimiento de todos los requisitos del art. 390: una vez aprobada la propuesta por las instituciones del sector, a más tardar 6 meses.</td>
</tr>
</tbody>
</table>

¿Cuánto? Las respuestas a este cuestionamiento serán contestadas en el 4.
3.2  Propuesta RPF 2 de Provisión, Asignación y Remuneración de la Regulación Primaria de Frecuencia

3.2.1  Descripción:

1. El OC realizará la asignación de la RPF entre todas las unidades generadoras disponibles para efectuar el servicio. Esto puede efectuarse a nivel de consignas operativas para la programación de la operación.

2. En caso de que existan centrales que no puedan ofrecer el servicio, el OC asignará la reserva restante de acuerdo a la lista de mérito de regulación de frecuencia, utilizando toda la reserva que tenga disponible cada máquina hasta completar la reserva horaria, es decir, la primera máquina de la lista de mérito de RF se le asignará además del porcentaje del margen horario toda la reserva que sea necesaria para completar el margen horario, si con eso no es suficiente, se sigue con la siguiente máquina disponible hasta completar la reserva horaria.

3. Proponer a la SIE que en pos de disminuir los costos del servicio, establezca temporalmente el valor del IR para la regulación primaria de frecuencia igual a “0” para ser congruentes con la señal de obligatoriedad en la prestación del servicio.

4. La responsabilidad de pago de la RPF recae en todos los generadores, en forma proporcional a la energía generada en cada hora, tal cual lo establece el marco jurídico actual.

3.2.2  Fortalezas y Debilidades:

<table>
<thead>
<tr>
<th>FORTALEZAS</th>
<th>DEBILIDADES</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>La asignación se distribuye entre los generadores disponibles.</td>
<td>La propuesta no garantiza remuneración a las máquinas Hidroeléctricas.</td>
</tr>
<tr>
<td>Se reduce el costo actual de la RPF, al eliminar temporalmente el “IR”.</td>
<td>Desincentiva la inversión para ofrecer el servicio de RPF.</td>
</tr>
<tr>
<td>La propuesta no conlleva cambios reglamentarios.</td>
<td>Mantiene la distorsión actual de los cruces de pagos entre agentes</td>
</tr>
</tbody>
</table>
3.2.1 Análisis de las 5W-2H RPF 2:

<table>
<thead>
<tr>
<th>CUESTIONAMIENTO</th>
<th>RESPUESTA</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>¿Qué se va a hacer?</td>
<td>Distribuir la asignación de la RPF entre todos los generadores disponibles para prestar el servicio. Eliminar temporalmente el “IR”.</td>
</tr>
<tr>
<td>¿Por qué?</td>
<td>Se distribuye la prestación del servicio entre todos los generadores disponibles y a la vez se conserva la asignación técnica del servicio. Con respecto a la situación actual, se reducen los costos asociados a la prestación del servicio, sin realizar una modificación de la normativa actual.</td>
</tr>
<tr>
<td>¿Dónde?</td>
<td>Todos los Agentes del MEM</td>
</tr>
<tr>
<td>¿Quién?</td>
<td>Los generadores, el OC, la SIE y la CNE</td>
</tr>
</tbody>
</table>
| ¿Cómo? | - El OC en los programas de despacho deberá distribuir la reserva de regulación primaria de frecuencia entre las centrales disponibles para prestar el servicio y el faltante lo aplicará en función del criterio de la lista de mérito de regulación de frecuencia.  
  - La SIE deberá emitir una resolución en la que indique que temporalmente el valor del IR será “0”. |
| ¿Cuánto? | Las respuestas a este cuestionamiento serán contestadas en el 4. |
3.3 Propuesta de Provisión, Asignación y Remuneración de la Regulación Secundaria de Frecuencia

3.3.1 Descripción:

1. En primera instancia asignar la Regulación Secundaria a las centrales hidráulicas y a térmicas de mayor costo variable conforme al artículo 205 del RLGE. Se podrán incluir en esta asignación todas las centrales habilitadas para RPF una vez el OC defina y determine si no se requiere de requisitos adicionales para su participación en la RSF.

En este sentido se plantea, como prioridad habilitar y/o rehabilitar las centrales hidroeléctricas con embalse y de pasadas con centrales aguas abajo que sean factibles de aportar RSF.

2. Al igual a lo propuesto para la RPF, los requerimientos adicionales de RSF (causados por cargas especiales o generación de régimen especial) deberán de ser determinados por el OC y asignados los costos incurridos a los demandantes de estos márgenes adicionales.

3. Proponer la siguiente formulación para la compensación de las centrales hidráulicas que aporten margen de RSF. Esta propuesta se debe a que en el RLGE no se encuentra especificada su compensación.

\[ CRSFCHR_i = MRSF_i \times (\sigma_i + IR_i) \]

Donde:

- \( CRSFCHR_i \): Compensación RSF Hidráulicas de Regulación en la hora i.
- \( MRSF_i \): Margen de regulación Secundaria de frecuencia asignado.

4 No obstante, es necesario señalar la conveniencia de introducir varios cambios en el RALGE, para mejorar la eficiencia técnico-económica del servicio de RSF. Dichos cambios sugeridos, son los siguientes:

- Para aumentar la rapidez de respuesta, en lo concerniente a la opción de control manual de RSF, para que sea solo automático y centralizado.
- Para reducir los costos, separar la asignación de RSF de las centrales en dos:
  - Para subir la frecuencia, asignándole la RSF a las centrales de mayor costo variable.
  - y para bajar la frecuencia, a las centrales de menor costo variable.
- Para mejorar el desempeño del servicio, especificar el tiempo mínimo de respuesta secundaria, en vez del periodo abierto de varios minutos (que podrían ser cientos de minutos), sea un valor fijo determinado por estudio (5 min, 10 min, etc.)
- Y el gradiente de toma de carga mínimo en MW/min requerido para prestar la RSF.

5 En cuanto al pago por el servicio de regulación secundaria de frecuencia, GPLV sometió la propuesta de que éste sea asumido por la demanda, justificado en la experiencia internacional estudiada en donde la RSF se considera como un servicio auxiliar y en el hecho de que todo pago debe recaer sobre el beneficiario del mismo. Esta propuesta no fue aprobada por la Mesa Normativa debido a la imposibilidad de traspasar actualmente esto a los clientes finales al no aplicarse una tarifa técnica, lo que aumentaría el déficit de las distribuidoras.
$\sigma_j$: Desviación estándar del Costo Marginal del mes $j$ en la barra de la central compensada.

Se estima que al realizar regulación de frecuencia, una central hidroeléctrica de regulación registra una pérdida de oportunidad, pues turbinará esta agua en horas que podrían tener menor costo marginal. Como estimación del esta diferencia de precios se ha aproximado a una desviación estándar del costo marginal del mes. Con esto debería estar más que cubierto la pérdida de oportunidad, pues en general estas centrales de regulación turbinan el agua solo en horas costos altos.

### 3.3.2 Fortalezas y Debilidades:

La Tabla 5 muestra las fortalezas y debilidades propuesta RSF.

<table>
<thead>
<tr>
<th>FORTALEZAS</th>
<th>DEBILIDADES</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>Relativamente se aumenta el número de participantes (ingresarían a prestar el servicio más hidroeléctricas y térmicas de mayor costo variable). Se especifica la remuneración de las centrales hidroeléctricas.</td>
<td>No garantiza el mínimo costo del sistema. Para una operación manual, el tener muchos operadores actuando sobre los grupos generadores llevará a sobrecontroles, deteriorando la calidad de la frecuencia, incluso agravando la situación. De implementarse un AGC, los factores de participación podrían ser muy pequeños, lo cual podría originar una respuesta inadecuada al control de AGC y de los generadores.</td>
</tr>
</tbody>
</table>
### 3.3.3 Análisis de las 5W-2H RSF

#### Tabla 6. Análisis de las 5W-2H de la propuesta RSF

<table>
<thead>
<tr>
<th>CUESTIONAMIENTO</th>
<th>RESPUESTA</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>¿Qué se va a hacer?</td>
<td>Aumentar los participantes de la RSF. Establece un mecanismo de remuneración del servicio prestado por las centrales hidroeléctricas.</td>
</tr>
<tr>
<td>¿Por qué?</td>
<td>La RSF está concentrada en las centrales de menor costo del SENI, provocando sobrecosto operativos y de remuneración del servicio. El riesgo de déficit del servicio es mayor. No está claramente definido la remuneración del servicio de las centrales hidroeléctricas, y el mecanismo actual no está enviando la señales económicas correctas.</td>
</tr>
<tr>
<td>¿Dónde?</td>
<td>Todos los Agentes generadores habilitados</td>
</tr>
<tr>
<td>¿Quién?</td>
<td>Los generadores, el OC, la SIE y la CNE</td>
</tr>
<tr>
<td>¿Cómo?</td>
<td>• El OC deberá de definir y determinar los requisitos adicionales que deberá de cumplir una central habilitada para RPF para ofrecer los servicio de RSF. • Los generadores interesados en participar de la RSF deberán ajustar y adquirir los equipos necesarios para cumplir con todos los requisitos establecidos en el art. 392 del RLGE y los que determine el OC para regular frecuencia secundaria. • El OC deberá realizar las especificaciones técnicas requeridas para la contratación de los consultores que verificarán el servicio. El OC deberá contratar consultores externos para que procedan a la habilitación de las unidades. • El OC y el CCE deberá establecer procedimientos de monitoreo. • La SIE deberá establecer penalizaciones por incumplimientos no justificados por un agente ante el OC y la SIE. • La SIE/CNE deberán emitir resoluciones y/o propuestas de cambio requeridas.</td>
</tr>
<tr>
<td>¿Cuándo?</td>
<td>• Definición y determinación de requisitos adicionales, a más tardar 2 meses, una vez aprobada la propuesta por las instituciones del sector.</td>
</tr>
</tbody>
</table>
- Provisión y asignación: una vez aprobada la propuesta por las instituciones del sector, en la programación semanal siguiente.
- Remuneración: una vez aprobada la propuesta por las instituciones del sector, en el cálculo de las transacciones económicas siguientes.
- Cumplimiento de todos los requisitos del art. 392 y los estipulados por OC: una vez aprobada la propuesta por las instituciones del sector y especificado los requisitos del OC, a más tardar 6 meses.

| ¿Cuánto? | Las respuestas a este cuestionamiento serán contestadas en el 4. |
En este capítulo revisaremos las consecuencias o cuantificaciones de las propuestas planteadas en el capítulo anterior, realizando una comparación con respecto a la situación actual.

No obstante, es importante señalar, que debido a las características técnicas del servicio de regulación de frecuencia, para poder completar a plenitud las implicaciones de las propuestas planteadas, sería necesario analizar un conjunto de simulaciones dinámicas del comportamiento del SENI, las cuales no han sido realizadas en el presente informe. Limitándose la evaluación a las cuantificaciones económicas y a los supuestos o asunciones teóricas del comportamiento dinámico del SENI al aumentar las masas rotantes bajo el control de frecuencia.

4.1 Cuantificación Propuesta RPF 1

4.1.1 Consideraciones de la simulación transaccional:

- Se utilizó como base las compensaciones de RPF de Agosto 2011.
- Se ha supuesto que EGEHID puede cubrir su déficit de reserva obligatoria con sus propias centrales.
- Se realiza la simulación bajo los dictámenes de la propuesta RPF 1.

4.1.2 Resultado de la Cuantificación de La Propuesta:

En la siguiente tabla encontraremos los resultados de la cuantificación de la propuesta:

<table>
<thead>
<tr>
<th>Empresa</th>
<th>Energía enviada Agosto 2011 (KWh)</th>
<th>Reserva Obligatoria por Empresa (3%gen) (KWh)</th>
<th>3% Maquinas Habilidades para RF (KWh)</th>
<th>Deficit por Empresa (KWh)</th>
<th>Reserva adicional aportada por Empresas deficitarias (KWh)</th>
<th>Deficit Final por Empresa a comprar (KWh)</th>
<th>Reserva disponible asignada en unidades de mayor costo (KWh)</th>
<th>Compensación a Unidades Mayor Costo RD$</th>
<th>Pago Empresas Deficitarias</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>G1EGEISA</td>
<td>92,077,766.73</td>
<td>2,762,333.00</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>2,762,333.00</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>2,762,333.00</td>
<td>(8,306,999.45)</td>
</tr>
<tr>
<td>G1EGEHS</td>
<td>128,993,350.76</td>
<td>3,869,800.52</td>
<td>1,465,690.31</td>
<td>2,404,110.22</td>
<td>1,416,250.23</td>
<td>-</td>
<td>585,995.68</td>
<td>1,304,951.40</td>
<td>(3,091,317.59)</td>
</tr>
<tr>
<td>G1EGETCC</td>
<td>45,760,873.31</td>
<td>1,222,826.20</td>
<td>1,222,826.20</td>
<td>-</td>
<td>0</td>
<td>585,995.68</td>
<td>1,312,185.45</td>
<td>3,115,076.21</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>G1CEPPSA</td>
<td>31,103,925.61</td>
<td>993,117.77</td>
<td>993,117.77</td>
<td>-</td>
<td>0</td>
<td>1,312,185.45</td>
<td>3,115,076.21</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>G1EGHIDR</td>
<td>100,413,540.03</td>
<td>5,413,026.35</td>
<td>3,008,048.49</td>
<td>2,404,957.86</td>
<td>2,404,957.86</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(114.53)</td>
</tr>
<tr>
<td>G1FALCON</td>
<td>1,079.81</td>
<td>32.39</td>
<td>(32.39)</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(222,031.63)</td>
</tr>
<tr>
<td>IPPs</td>
<td>94,497,797.44</td>
<td>4,034,933.32</td>
<td>1,843,620.03</td>
<td>(2,131,313.89)</td>
<td>146,810.18</td>
<td>20,065,017.22</td>
<td>(5,873,958.68)</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>G1LAPES</td>
<td>25,312,636.91</td>
<td>2,559,979.11</td>
<td>2,559,979.11</td>
<td>-</td>
<td>0</td>
<td>1,790,367.81</td>
<td>4,384,986.21</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>G1MRDO</td>
<td>39,050,271.36</td>
<td>1,171,508.14</td>
<td>1,171,508.14</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>753,711.88</td>
<td>1,873,621.36</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>G1PPMDL</td>
<td>33,103,925.61</td>
<td>993,117.77</td>
<td>993,117.77</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>585,995.68</td>
<td>1,312,185.45</td>
<td>3,115,076.21</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>G1PMDL</td>
<td>122,980,888.51</td>
<td>3,686,426.66</td>
<td>3,686,426.66</td>
<td>-</td>
<td>0</td>
<td>1,427,964.65</td>
<td>7,195,236.33</td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>G1AAV</td>
<td>170,276,608.98</td>
<td>5,108,298.27</td>
<td>5,108,298.27</td>
<td>-</td>
<td>0</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(171,425.50)</td>
</tr>
<tr>
<td>G1GAESA</td>
<td>69,289,947.00</td>
<td>2,078,698.41</td>
<td>2,078,698.41</td>
<td>-</td>
<td>0</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>(171,425.50)</td>
</tr>
<tr>
<td>Total</td>
<td>1,096,698,691.43</td>
<td>32,900,960.74</td>
<td>22,101,120.43</td>
<td>(10,799,840.31)</td>
<td>4,925,881.63</td>
<td>5,870,125.26</td>
<td>17,817,871.50</td>
<td>(17,817,871.50)</td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>
Tabla 8. Cuantificación situación actual RPF\textsuperscript{6}

<table>
<thead>
<tr>
<th>EMPRESAS</th>
<th>CODIGOS</th>
<th>COMPENSACION</th>
<th>CARGOS POR SERVICIO RF</th>
<th>SALDO ACREEDOR</th>
<th>SALDO DEUDOR</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>ITABO</td>
<td>G1EGEISA</td>
<td>-</td>
<td>14,376,642</td>
<td>-</td>
<td>14,376,642</td>
</tr>
<tr>
<td>HAINA</td>
<td>G1EGEHSA</td>
<td>1,048,187</td>
<td>20,628,770</td>
<td>-</td>
<td>19,580,583</td>
</tr>
<tr>
<td>GPLV</td>
<td>G1GPLVEG</td>
<td>764,982</td>
<td>14,093,669</td>
<td>-</td>
<td>13,328,687</td>
</tr>
<tr>
<td>SEABOARD</td>
<td>G1EGETCC</td>
<td>1,267,812</td>
<td>6,647,818</td>
<td>-</td>
<td>5,380,005</td>
</tr>
<tr>
<td>CEP</td>
<td>G1CEPPSA</td>
<td>2,223,804</td>
<td>5,324,385</td>
<td>-</td>
<td>3,100,581</td>
</tr>
<tr>
<td>DPP</td>
<td>G1DPPLDC</td>
<td>115,709,734</td>
<td>19,661,177</td>
<td>96,048,557</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>CDEEE</td>
<td>CDEEE</td>
<td>476,432</td>
<td>21,540,078</td>
<td>-</td>
<td>21,063,646</td>
</tr>
<tr>
<td>EGEHID</td>
<td>G1EGEHID</td>
<td>2,088,696</td>
<td>28,226,363</td>
<td>-</td>
<td>26,137,667</td>
</tr>
<tr>
<td>AES ANDRES</td>
<td>G1AABV</td>
<td>54,119,828</td>
<td>27,289,157</td>
<td>26,830,671</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>MONTE RIO</td>
<td>G1MRIO</td>
<td>-</td>
<td>6,588,327</td>
<td>-</td>
<td>6,588,327</td>
</tr>
<tr>
<td>LAESA</td>
<td>G1LAESA</td>
<td>625,723</td>
<td>11,241,191</td>
<td>-</td>
<td>10,615,468</td>
</tr>
<tr>
<td>METALDOM</td>
<td>G1METALD</td>
<td>290,724</td>
<td>2,998,160</td>
<td>-</td>
<td>2,707,437</td>
</tr>
<tr>
<td>FALCONDO</td>
<td>G1FALCON</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>185</td>
<td>-</td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th>EMPRESAS</th>
<th>CODIGOS</th>
<th>COMPENSACION</th>
<th>CARGOS POR SERVICIO RF</th>
<th>SALDO ACREEDOR</th>
<th>SALDO DEUDOR</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>TOTALES</td>
<td></td>
<td>178,615,922</td>
<td>178,615,922</td>
<td>122,879,228</td>
<td>-</td>
</tr>
</tbody>
</table>

Tabla 9. Comparación RPF 1 versus situación actual

<table>
<thead>
<tr>
<th>EMPRESAS</th>
<th>CODIGOS</th>
<th>SALDO ACREEDOR</th>
<th>SALDO DEUDOR</th>
<th>SALDO ACREEDOR</th>
<th>SALDO DEUDOR</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>ITABO</td>
<td>G1EGEISA</td>
<td>-</td>
<td>14,376,642</td>
<td>-</td>
<td>8,306,999</td>
</tr>
<tr>
<td>HAINA</td>
<td>G1EGEHSA</td>
<td>-</td>
<td>19,580,583</td>
<td>-</td>
<td>3,091,318</td>
</tr>
<tr>
<td>GPLV</td>
<td>G1GPLVEG</td>
<td>-</td>
<td>13,328,687</td>
<td>4,384,986</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>SEABOARD</td>
<td>G1EGETCC</td>
<td>-</td>
<td>5,380,005</td>
<td>1,304,951</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>CEP</td>
<td>G1CEPPSA</td>
<td>-</td>
<td>3,100,581</td>
<td>3,115,076</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>DPP</td>
<td>G1DPPLDC</td>
<td>96,048,557</td>
<td>-</td>
<td>7,139,236</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>CDEEE</td>
<td>CDEEE</td>
<td>-</td>
<td>21,063,646</td>
<td>-</td>
<td>6,248,012</td>
</tr>
<tr>
<td>EGEHID</td>
<td>G1EGEHID</td>
<td>-</td>
<td>26,137,667</td>
<td>-</td>
<td>6,248,012</td>
</tr>
<tr>
<td>AES ANDRES</td>
<td>G1AABV</td>
<td>26,830,671</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>MONTE RIO</td>
<td>G1MRIO</td>
<td>-</td>
<td>6,588,327</td>
<td>1,873,621</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>LAESA</td>
<td>G1LAESA</td>
<td>-</td>
<td>10,615,468</td>
<td>-</td>
<td>171,426</td>
</tr>
<tr>
<td>METALDOM</td>
<td>G1METALD</td>
<td>-</td>
<td>2,707,437</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>FALCONDO</td>
<td>G1FALCON</td>
<td>-</td>
<td>185</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
</tbody>
</table>

<table>
<thead>
<tr>
<th>EMPRESAS</th>
<th>CODIGOS</th>
<th>SALDO ACREEDOR</th>
<th>SALDO DEUDOR</th>
<th>SALDO ACREEDOR</th>
<th>SALDO DEUDOR</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>TOTALES</td>
<td></td>
<td>122,879,228</td>
<td>-</td>
<td>17,817,872</td>
<td>-</td>
</tr>
</tbody>
</table>

\textsuperscript{6} Se elimina las compensaciones de RSF de las transacciones de regulación de frecuencia de agosto 2011.
4.2 Cuantificación Propuesta RPF 2

4.2.1 Consideraciones de la simulación transaccional:

- Se utilizó como base las compensaciones de RPF de agosto 2011.
- Se distribuye en proporción a la generación.
- Se realiza la simulación bajo los dictámenes de la propuestas RPF 2

4.2.2 Resultado de la Cuantificación de La Propuesta:

En la siguiente tabla encontraremos los resultados de la cuantificación de la propuesta:

<table>
<thead>
<tr>
<th>AGENTE</th>
<th>CENTRAL</th>
<th>Compensación RPF x Energía (RD$)</th>
<th>Compensación RPF x IR (RD$)</th>
<th>Compensación RPF x Energía (RD$)</th>
<th>Compensación RPF x IR (RD$)</th>
<th>TOTAL RD$</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>EGEHID</td>
<td>JIGUEY 1</td>
<td>311,346</td>
<td>12,834</td>
<td>311,346</td>
<td>12,834</td>
<td>324,180</td>
</tr>
<tr>
<td>EGEHID</td>
<td>JIGUEY 2</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>0</td>
</tr>
<tr>
<td>EGEHID</td>
<td>AGUACATE 1</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>0</td>
</tr>
<tr>
<td>EGEHID</td>
<td>AGUACATE 2</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>0</td>
</tr>
<tr>
<td>EGEHID</td>
<td>RIO BLANCO 1</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>0</td>
</tr>
<tr>
<td>EGEHID</td>
<td>RIO BLANCO 2</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>0</td>
</tr>
<tr>
<td>EGEHID</td>
<td>MONCION 1</td>
<td>311,346</td>
<td>12,834</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>EGEHID</td>
<td>MONCION 2</td>
<td>274,539</td>
<td>11,362</td>
<td>274,539</td>
<td>11,362</td>
<td>285,901</td>
</tr>
<tr>
<td>EGEHID</td>
<td>VALDESA 1</td>
<td>36,504</td>
<td>1,488</td>
<td>36,504</td>
<td>1,488</td>
<td>37,992</td>
</tr>
<tr>
<td>EGEHID</td>
<td>VALDESA 2</td>
<td>36,504</td>
<td>1,488</td>
<td>36,504</td>
<td>1,488</td>
<td>37,992</td>
</tr>
<tr>
<td>EGEHID</td>
<td>TAVERA 1</td>
<td>849,752</td>
<td>36,766</td>
<td>849,752</td>
<td>36,766</td>
<td>886,518</td>
</tr>
<tr>
<td>EGEHID</td>
<td>TAVERA 2</td>
<td>495,898</td>
<td>20,215</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>516,113</td>
</tr>
<tr>
<td>DPP</td>
<td>LOS MINA 5</td>
<td>54,652,711</td>
<td>3,606,690</td>
<td>14,249,588</td>
<td>-</td>
<td>44,009,813</td>
</tr>
<tr>
<td>DPP</td>
<td>LOS MINA 6</td>
<td>53,908,689</td>
<td>3,541,644</td>
<td>3,564,928</td>
<td>-</td>
<td>3,485,404</td>
</tr>
<tr>
<td>HAINA</td>
<td>SULTANA DEL ESTE</td>
<td>926,785</td>
<td>121,402</td>
<td>2,756,521</td>
<td>-</td>
<td>1,708,334</td>
</tr>
<tr>
<td>GPLV</td>
<td>PALAMARA</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>0</td>
</tr>
<tr>
<td>GPLV</td>
<td>LA VEGA</td>
<td>669,227</td>
<td>95,755</td>
<td>1,289,425</td>
<td>95,755</td>
<td>(524,443)</td>
</tr>
<tr>
<td>SEABOARD</td>
<td>ESTRELLA DEL MAR</td>
<td>1,100,313</td>
<td>167,500</td>
<td>2,035,526</td>
<td>167,500</td>
<td>(767,713)</td>
</tr>
<tr>
<td>FALCONDO</td>
<td>FALCON</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>0</td>
</tr>
<tr>
<td>CDEEE</td>
<td>SAN FELIPE</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>476,432</td>
<td>-</td>
<td>476,432</td>
</tr>
<tr>
<td>AES ANDRES</td>
<td>AES ANDRES</td>
<td>51,072,456</td>
<td>3,047,372</td>
<td>51,333,018</td>
<td>-</td>
<td>2,786,810</td>
</tr>
<tr>
<td>LAESA</td>
<td>PIMENTEL - T1</td>
<td>165,715</td>
<td>26,197</td>
<td>171,912</td>
<td>-</td>
<td>(580,837)</td>
</tr>
<tr>
<td>LAESA</td>
<td>PIMENTEL - T2</td>
<td>377,169</td>
<td>56,642</td>
<td>433,811</td>
<td>-</td>
<td>(285,441)</td>
</tr>
<tr>
<td>CEPP</td>
<td>CEPP 1</td>
<td>545,704</td>
<td>90,490</td>
<td>364,812</td>
<td>-</td>
<td>271,565</td>
</tr>
<tr>
<td>CEPP</td>
<td>CEPP 2</td>
<td>1,372,214</td>
<td>215,395</td>
<td>1,587,609</td>
<td>215,395</td>
<td>172,394</td>
</tr>
<tr>
<td>MONTE RIO</td>
<td>MONTE RIO</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>855,702</td>
<td>-</td>
<td>(855,702)</td>
</tr>
<tr>
<td>METALDOM</td>
<td>METALDOM</td>
<td>249,289</td>
<td>41,435</td>
<td>1,088,510</td>
<td>41,435</td>
<td>(717,786)</td>
</tr>
</tbody>
</table>

TOTAL 167,044,812 11,571,110 133,685,786 - 33,359,026 11,571,110 44,930,136
Tabla 11. Cuantificación situación actual RPF\textsuperscript{7}

<table>
<thead>
<tr>
<th>EMPRESAS</th>
<th>CODIGOS</th>
<th>COMPENSACIÓN</th>
<th>CARGOS POR SERVICIO RF</th>
<th>SALDO ACREEDOR</th>
<th>SALDO DEUDOR</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>ITABO</td>
<td>G1EGEISA</td>
<td>-</td>
<td>14,376,642</td>
<td>-</td>
<td>14,376,642</td>
</tr>
<tr>
<td>HAINA</td>
<td>G1EGEHSA</td>
<td>1,048,187</td>
<td>20,628,770</td>
<td>-</td>
<td>19,580,583</td>
</tr>
<tr>
<td>GPLV</td>
<td>G1GPLVEG</td>
<td>764,982</td>
<td>14,093,669</td>
<td>-</td>
<td>13,328,687</td>
</tr>
<tr>
<td>SEABOARD</td>
<td>G1GETCC</td>
<td>1,267,812</td>
<td>6,647,818</td>
<td>-</td>
<td>5,380,005</td>
</tr>
<tr>
<td>CEPPE</td>
<td>G1CEPPSA</td>
<td>2,233,804</td>
<td>5,324,385</td>
<td>-</td>
<td>3,100,581</td>
</tr>
<tr>
<td>DPP</td>
<td>G1DPPPLDC</td>
<td>115,709,734</td>
<td>19,661,177</td>
<td>96,048,557</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>CDEEE</td>
<td>G1EGEHSA</td>
<td>476,432</td>
<td>21,540,078</td>
<td>-</td>
<td>21,063,646</td>
</tr>
<tr>
<td>EGEHID</td>
<td>G1GEHID</td>
<td>2,088,696</td>
<td>28,226,363</td>
<td>-</td>
<td>26,137,667</td>
</tr>
<tr>
<td>AES ANDRES</td>
<td>G1AA BV</td>
<td>54,119,828</td>
<td>27,289,157</td>
<td>26,830,671</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>MONTE RIO</td>
<td>G1MRIO</td>
<td>-</td>
<td>6,588,327</td>
<td>-</td>
<td>6,588,327</td>
</tr>
<tr>
<td>LAESA</td>
<td>G1LAESA</td>
<td>625,723</td>
<td>11,241,191</td>
<td>-</td>
<td>10,615,468</td>
</tr>
<tr>
<td>METALDOM</td>
<td>G1METALD</td>
<td>290,724</td>
<td>2,998,160</td>
<td>-</td>
<td>2,707,437</td>
</tr>
<tr>
<td>FALCONDO</td>
<td>G1FALCON</td>
<td>-</td>
<td>185</td>
<td>-</td>
<td>185</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALES</strong></td>
<td></td>
<td><strong>178,615,922</strong></td>
<td><strong>178,615,922</strong></td>
<td><strong>122,879,228</strong></td>
<td><strong>122,879,228</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

Tabla 12. Comparación RPF 2 versus situación actual

<table>
<thead>
<tr>
<th>EMPRESAS</th>
<th>CODIGOS</th>
<th>SALDO ACREEDOR</th>
<th>SALDO DEUDOR</th>
<th>BALANCE ACTUAL</th>
<th>BALANCE PROPUESTA RPF 2</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>ITABO</td>
<td>G1EGEISA</td>
<td>-</td>
<td>14,376,642</td>
<td>-</td>
<td>11,037,235</td>
</tr>
<tr>
<td>HAINA</td>
<td>G1EGEHSA</td>
<td>-</td>
<td>19,580,583</td>
<td>-</td>
<td>12,705,735</td>
</tr>
<tr>
<td>GPLV</td>
<td>G1GPLVEG</td>
<td>-</td>
<td>13,328,687</td>
<td>-</td>
<td>6,018,557</td>
</tr>
<tr>
<td>SEABOARD</td>
<td>G1GETCC</td>
<td>-</td>
<td>5,380,005</td>
<td>-</td>
<td>2,850,424</td>
</tr>
<tr>
<td>CEPPE</td>
<td>G1CEPPSA</td>
<td>-</td>
<td>3,100,581</td>
<td>-</td>
<td>2,188,277</td>
</tr>
<tr>
<td>DPP</td>
<td>G1DPPPLDC</td>
<td>96,048,557</td>
<td>-</td>
<td>53,484,954</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>CDEEE</td>
<td>G1EGEHSA</td>
<td>-</td>
<td>21,063,646</td>
<td>-</td>
<td>16,122,066</td>
</tr>
<tr>
<td>EGEHID</td>
<td>G1GEHID</td>
<td>-</td>
<td>26,137,667</td>
<td>-</td>
<td>21,628,321</td>
</tr>
<tr>
<td>AES ANDRES</td>
<td>G1AA BV</td>
<td>26,830,671</td>
<td>-</td>
<td>30,922,194</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>MONTE RIO</td>
<td>G1MRIO</td>
<td>-</td>
<td>6,588,327</td>
<td>-</td>
<td>3,825,200</td>
</tr>
<tr>
<td>LAESA</td>
<td>G1LAESA</td>
<td>-</td>
<td>10,615,468</td>
<td>-</td>
<td>6,813,691</td>
</tr>
<tr>
<td>METALDOM</td>
<td>G1METALD</td>
<td>-</td>
<td>2,707,437</td>
<td>-</td>
<td>1,217,512</td>
</tr>
<tr>
<td>FALCONDO</td>
<td>G1FALCON</td>
<td>-</td>
<td>185</td>
<td>-</td>
<td>129</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALES</strong></td>
<td></td>
<td><strong>122,879,228</strong></td>
<td>-</td>
<td><strong>84,407,148</strong></td>
<td><strong>84,407,148</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

\textsuperscript{7} Se elimina las compensaciones de RSF de las transacciones de regulación de frecuencia de agosto 2011.
4.3 Cuantificación Propuesta RSF

4.3.1 Consideraciones de la simulación transaccional:

- Se utilizó como base las compensaciones de RSF de agosto 2011.
- Las unidades hidráulicas participantes son las mismas que prestan el servicio actualmente.
- Se incluyen las centrales con motores diesel (como parte de la asignación de las centrales de mayor costo variable), con los siguientes márgenes máximos estimados por central:

<table>
<thead>
<tr>
<th>CENTRAL</th>
<th>MARGEN MÁXIMO (MW)</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>PIMENTEL - T1</td>
<td>2.07</td>
</tr>
<tr>
<td>PIMENTEL - T2</td>
<td>2.34</td>
</tr>
<tr>
<td>METALDOM</td>
<td>3.11</td>
</tr>
<tr>
<td>MONTE RIO</td>
<td>7.50</td>
</tr>
<tr>
<td>SULTANA DEL ESTE</td>
<td>7.41</td>
</tr>
<tr>
<td>ESTRELLA DEL MAR</td>
<td>5.33</td>
</tr>
<tr>
<td>PALAMARA</td>
<td>7.58</td>
</tr>
<tr>
<td>LA VEGA</td>
<td>6.81</td>
</tr>
<tr>
<td>CEPP 1</td>
<td>1.27</td>
</tr>
<tr>
<td>CEPP 2</td>
<td>3.80</td>
</tr>
</tbody>
</table>

- Se realiza la simulación bajo los dictámenes de la propuestas RSF

4.3.2 Resultado de la Cuantificación de La Propuesta:

En la siguiente tabla encontraremos los resultados de la cuantificación de la propuesta:

<table>
<thead>
<tr>
<th>EMPRESAS</th>
<th>CODIGOS</th>
<th>COMPENSACION</th>
<th>CARGOS POR SERVICIO RF</th>
<th>SALDO ACREADOR</th>
<th>SALDO DEUDOR</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>ITABO</td>
<td>G1GEISA</td>
<td>-</td>
<td>6,008,255</td>
<td>-</td>
<td>6,008,255</td>
</tr>
<tr>
<td>HAINA</td>
<td>G1GEHSA</td>
<td>13,349,352</td>
<td>9,026,411</td>
<td>4,322,941</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>GPLV</td>
<td>G1GPLVEG</td>
<td>22,055,067</td>
<td>6,551,401</td>
<td>15,503,666</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>SEABOARD</td>
<td>G1GETCC</td>
<td>8,461,663</td>
<td>2,954,441</td>
<td>5,507,222</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>CEE</td>
<td>G1CEPPSA</td>
<td>8,548,010</td>
<td>2,315,754</td>
<td>6,232,257</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>DPP</td>
<td>G1DPLPDC</td>
<td>-</td>
<td>8,325,154</td>
<td>-</td>
<td>8,325,154</td>
</tr>
<tr>
<td>CDEEE</td>
<td>CDEEE</td>
<td>795,665</td>
<td>9,335,861</td>
<td>-</td>
<td>8,540,196</td>
</tr>
<tr>
<td>EGEHID</td>
<td>G1GEHID</td>
<td>2,761,110</td>
<td>12,076,080</td>
<td>-</td>
<td>9,314,971</td>
</tr>
<tr>
<td>AES ANDRES</td>
<td>G1AABV</td>
<td>-</td>
<td>11,424,396</td>
<td>-</td>
<td>11,424,396</td>
</tr>
<tr>
<td>MONTE RIO</td>
<td>G1MRIO</td>
<td>10,589,427</td>
<td>3,271,942</td>
<td>7,317,485</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>LAESA</td>
<td>G1LAESA</td>
<td>5,815,542</td>
<td>4,954,449</td>
<td>861,093</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>METALDOM</td>
<td>G1METALD</td>
<td>5,178,559</td>
<td>1,310,161</td>
<td>3,868,398</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>FALCONDO</td>
<td>G1FALCON</td>
<td>-</td>
<td>90</td>
<td>-</td>
<td>90</td>
</tr>
<tr>
<td>TOTALES</td>
<td></td>
<td>77,554,397</td>
<td>77,554,397</td>
<td>43,613,062</td>
<td>-</td>
</tr>
</tbody>
</table>

INFORME EQUIPO DE TRABAJO REGULACIÓN DE FRECUENCIA-PARTE 1 22 of 26
### Tabla 15. Cuantificación situación actual RSe

<table>
<thead>
<tr>
<th>EMPRESAS</th>
<th>CODIGOS</th>
<th>COMPENSACION</th>
<th>CARGOS POR SERVICIO RF</th>
<th>SALDO ACREDITO</th>
<th>SALDO DEUDOR</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>ITABO</td>
<td>G1EGEISA</td>
<td>-</td>
<td>12,654,394</td>
<td>-</td>
<td>12,654,394</td>
</tr>
<tr>
<td>HAINA</td>
<td>G1EGEHSA</td>
<td>-</td>
<td>17,228,379</td>
<td>-</td>
<td>17,228,379</td>
</tr>
<tr>
<td>GPLV</td>
<td>G1GPLVEG</td>
<td>-</td>
<td>11,747,382</td>
<td>-</td>
<td>11,747,382</td>
</tr>
<tr>
<td>SEABOARD</td>
<td>G1EGETCC</td>
<td>-</td>
<td>5,745,957</td>
<td>-</td>
<td>5,745,957</td>
</tr>
<tr>
<td>CEPPE</td>
<td>G1CEPPSA</td>
<td>-</td>
<td>4,627,135</td>
<td>-</td>
<td>4,627,135</td>
</tr>
<tr>
<td>DPP</td>
<td>G1DPPLDC</td>
<td>60,846,237</td>
<td>16,976,459</td>
<td></td>
<td>43,869,778</td>
</tr>
<tr>
<td>CDEEE</td>
<td>G1DEEE</td>
<td>-</td>
<td>1,252,167</td>
<td>-</td>
<td>17,355,093</td>
</tr>
<tr>
<td>EEGHID</td>
<td>G1EGETID</td>
<td>605,447</td>
<td>25,221,973</td>
<td>-</td>
<td>24,616,526</td>
</tr>
<tr>
<td>AES ANDRES</td>
<td>G1AAABV</td>
<td>91,681,512</td>
<td>24,368,385</td>
<td>67,313,126</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>MONTE RIO</td>
<td>G1MRIO</td>
<td>5,143,873</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
<td>5,143,873</td>
</tr>
<tr>
<td>LAESA</td>
<td>G1LAESA</td>
<td>-</td>
<td>9,470,268</td>
<td>-</td>
<td>9,470,268</td>
</tr>
<tr>
<td>METALDOM</td>
<td>G1METALD</td>
<td>-</td>
<td>2,593,803</td>
<td>-</td>
<td>2,593,803</td>
</tr>
<tr>
<td>FALCONDO</td>
<td>G1FALCON</td>
<td>-</td>
<td>93</td>
<td>-</td>
<td>93</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALES</strong></td>
<td><strong>154,385,363</strong></td>
<td><strong>154,385,363</strong></td>
<td><strong>111,182,904</strong></td>
<td><strong>-</strong></td>
<td><strong>111,182,904</strong></td>
</tr>
</tbody>
</table>

### Tabla 16. Comparación RSe versus situación actual

<table>
<thead>
<tr>
<th>EMPRESAS</th>
<th>CODIGOS</th>
<th>SALDO ACREDITO</th>
<th>SALDO DEUDOR</th>
<th>BALANCE ACTUAL</th>
<th>SALDO ACREDITO</th>
<th>SALDO DEUDOR</th>
<th>BALANCE PROPUESTA RSe</th>
</tr>
</thead>
<tbody>
<tr>
<td>ITABO</td>
<td>G1EGEISA</td>
<td>12,654,394</td>
<td>12,654,394</td>
<td>6,008,255</td>
<td>6,008,255</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>HAINA</td>
<td>G1EGEHSA</td>
<td>17,228,379</td>
<td>17,228,379</td>
<td>4,322,941</td>
<td>4,322,941</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>GPLV</td>
<td>G1GPLVEG</td>
<td>11,747,382</td>
<td>11,747,382</td>
<td>15,503,666</td>
<td>15,503,666</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>SEABOARD</td>
<td>G1EGETCC</td>
<td>5,745,957</td>
<td>5,745,957</td>
<td>5,507,222</td>
<td>5,507,222</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>CEPPE</td>
<td>G1CEPPSA</td>
<td>4,627,135</td>
<td>4,627,135</td>
<td>6,232,257</td>
<td>6,232,257</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>DPP</td>
<td>G1DPPLDC</td>
<td>43,869,778</td>
<td>-</td>
<td>8,325,154</td>
<td>8,325,154</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>CDEEE</td>
<td>G1DEEE</td>
<td>1,252,167</td>
<td>-</td>
<td>17,355,093</td>
<td>17,355,093</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>EEGHID</td>
<td>G1EGETID</td>
<td>605,447</td>
<td>24,616,526</td>
<td>9,314,971</td>
<td>9,314,971</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>AES ANDRES</td>
<td>G1AAABV</td>
<td>91,681,512</td>
<td>24,368,385</td>
<td>11,424,396</td>
<td>11,424,396</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>MONTE RIO</td>
<td>G1MRIO</td>
<td>5,143,873</td>
<td>5,143,873</td>
<td>7,317,485</td>
<td>7,317,485</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>LAESA</td>
<td>G1LAESA</td>
<td>9,470,268</td>
<td>9,470,268</td>
<td>9,314,971</td>
<td>9,314,971</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>METALDOM</td>
<td>G1METALD</td>
<td>2,593,803</td>
<td>2,593,803</td>
<td>3,868,398</td>
<td>3,868,398</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td>FALCONDO</td>
<td>G1FALCON</td>
<td>93</td>
<td>93</td>
<td>93</td>
<td>93</td>
<td>-</td>
<td>-</td>
</tr>
<tr>
<td><strong>TOTALES</strong></td>
<td><strong>111,182,904</strong></td>
<td><strong>111,182,904</strong></td>
<td><strong>43,613,062</strong></td>
<td><strong>-</strong></td>
<td><strong>43,613,062</strong></td>
<td></td>
<td></td>
</tr>
</tbody>
</table>

---

8 Se elimina las compensaciones de RSe de las transacciones de regulación de frecuencia de agosto 2011.
5 TRANSACCIÓN

En este capítulo, se evaluará las propuestas planteadas para su respectiva elección entendiendo al máximo beneficio para el SENI que estas podrían proporcionar.

5.1 Transacción Propuestas RPF

A continuación se comparan el beneficio al SENI que proporciona las propuestas RPF 1 y RPF 2:

Figura 2. Comparación del beneficio absoluto para el SENI propuestas RPF

Figura 3. Comparación del beneficio relativo para el SENI propuestas RPF

Como puede apreciarse en las figuras, el máximo beneficio para el SENI se cuantifica en una reducción del costo remunerativo del orden del 85% y del costo compensado del orden del 31%, proporcionándolo la propuesta RPF 1. Esto evidencia la conveniencia económica de la adopción de la propuesta RPF 1 sobre la propuesta RPF 2.
5.2 Transacción Propuesta RSF

A continuación se comparan el beneficio al SENI que proporciona la propuesta RSF con respecto a la situación actual:

**Figura 4.** Comparación del beneficio absoluto para el SENI propuesta RSF

**Figura 5.** Comparación del beneficio relativo para el SENI propuesta RSF

Como puede apreciarse en las figuras, el máximo beneficio para el SENI se cuantifica en una reducción del costo remunerativo del orden del 55% y del costo compensado del orden del 43%.
5.3 Transacción de las Propuestas

A continuación se comparan el beneficio al SENI que proporciona las propuestas de regulación de frecuencia total con respecto a la situación actual:

![Figura 6. Comparación del beneficio absoluto para el SENI](image)

Como puede apreciarse en las figuras, el máximo beneficio para el SENI se cuantifica en una reducción del costo remunerativo del orden del 74% y del costo compensado del orden del 71%, proporcionándolo la combinación de las propuestas RPF 1+RSF. Esto evidencia la conveniencia económica de la adopción de la combinación de las propuestas RPF 1+RSF sobre la combinación RPF 2+RSF.