



Comité de Operación Económica del  
Sistema Interconectado Nacional

San Isidro, 06 de mayo de 2019

**COES/D-469-2019**

Ingeniero

**Jaime Mendoza Gacón**

Gerente de Regulación de Tarifas

**OSINERGMIN**

Presente.-



Asunto : **ABSOLUCIÓN DE OBSERVACIONES A LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES N° 22, "RESERVA ROTANTE PARA REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA"**

Ref. : (1) Oficio N° 311-2019-GRT recibido el 21.03.2019  
(2) Carta COES/D-353-2019 del 03.04.2019

De mi consideración:

En cumplimiento de lo acordado por el Directorio en su Sesión 534 de fecha 23.04.2019, y en relación a nuestra comunicación de la referencia (2), remitimos a su Despacho el informe correspondiente a la absolución de observaciones a la propuesta de Procedimiento indicado en el asunto.

Al respecto, adjuntamos los siguientes documentos:

Anexo A: Transcripción del Acuerdo adoptado por el Directorio del COES; Procedimiento Técnico COES N° 22 "Reserva Rotante para Regulacion Secundaria De Frecuencia", aprobado en su Sesión de Directorio N° 534 de fecha 23.04.2019.

Anexo B: Informe Técnico COES/D/DO/SEV-044-2019 (Anexo 2 de la carta COES/D-415-2019): Absolución de observaciones efectuadas por Osinergmin a la propuesta de procedimiento técnico N° 22 "Reserva Rotante para Regulacion Secundaria De Frecuencia".

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,

Ing. LEONARDO DE JO PRADO  
DIRECTOR EJECUTIVO (e)  
COES

Adj.: Lo indicado.

C.c.: P, DO, SEV, OPT, DJR.

## **ANEXO A**

**SESIÓN DE DIRECTORIO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL  
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

**SESIÓN DE DIRECTORIO N° 534 DEL 23 DE ABRIL DE 2019**

**O.D.1 OBSERVACIONES A LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES N° 22 "RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA"**

El Presidente cedió el uso de la palabra al Director Ejecutivo (e), quien dio cuenta del documento COES/D-415-2019 y sus anexos, que contiene i) las observaciones formuladas por OSINERGMIN mediante oficio N° 311-2019-GRT al proyecto de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia" (en adelante "PR-22") y su informe de sustento, ii) el informe Técnico COES/D-DO-SEV-044-2019 que contiene la subsanación a las referidas observaciones; y, iii) la nueva propuesta de modificación del PR-22.

Luego de revisada la propuesta presentada.

Estando al informe indicado, el Directorio por unanimidad,

**ACORDÓ:**

1. Autorizar a la Dirección Ejecutiva remitir al OSINERGMIN, la absolución de observaciones realizadas por OSINERGMIN, a la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia", conforme se detalla en el anexo 2 del documento COES/D-415-2019.
2. Aprobar la propuesta de modificación ajustada del Procedimiento Técnico del COES N° 22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia", conforme se detalla en el anexo A de la presente acta; y disponer su remisión al OSINERGMIN para los fines pertinentes.
3. Dispensar del trámite de suscripción de acta el acuerdo adoptado en la presente O.D.1.



ANEXO A DEL ACTA DE LA S.D 534 DEL DIRECTORIO DEL COES DEL 23 DE ABRIL DE 2019



<b>COES SINAC</b>	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	<b>PR-22</b>
RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA		
<ul style="list-style-type: none"> <li>□ Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 058-2014 -OS/CD, publicada 26 de marzo de 2014. De acuerdo al artículo 3 de la Resolución OSINERGMIN N° 058-2014-OS/CD, <b><u>el presente procedimiento entró en vigencia el 01.07.2014.</u></b></li> <li>□ Corregido mediante Fe de erratas publicada el 05 de abril de 2014.</li> <li>□ Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 088-2014-OS/CD, publicada el 28 de mayo de 2014.</li> <li>□ Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 239-2015-OS/CD, publicada el 15 de octubre de 2015.<sup>1</sup></li> <li>□ Mediante Resolución OSINERGMIN N° 141-2016-OS/CD, publicada el 14 de junio de 2016, se precisan los numerales 9.3 y 9.5.3 a.</li> <li>□ Modificado por la Resolución OSINERGMIN N° 188-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día <b><u>01 de enero de 2018.</u></b></li> </ul> <p>Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N°</p>		

## 1. OBJETIVO

Establecer los criterios y metodología para la prestación del Servicio Complementario de Regulación Secundaria de Frecuencia, incluyendo los siguientes aspectos:

- 1.1. Condiciones que deben de cumplir los recursos que presten el servicio.
- 1.2. Determinación y asignación de la Reserva rotante del SEIN para la prestación del servicio.
- 1.3. Seguimiento y control del desempeño de la prestación del servicio.
- 1.4. Determinación de los pagos y compensaciones que correspondan.
- 1.5. Especificación técnica del Control Automático de Generación para la prestación del servicio.

## 2. BASE LEGAL

El presente Procedimiento se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

- 2.1. Decreto Ley N° 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.2. Ley N° 28832 – Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la generación Eléctrica.
- 2.3. Decreto Supremo N° 009-93-EM – Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.4. Decreto Supremo N° 020-97-EM – Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).
- 2.5. Decreto Supremo N° 027-2008-EM – Reglamento del Comité de Operación



<sup>1</sup> La Resolución OSINERGMIN N°239-2015-OS/CD modifica la Resolución N°058-2014-OS/CD estableciendo que la puesta en servicio del sistema AGC se realizará a más tardar el 01 de Agosto del 2016. Asimismo, amplía el Periodo Transitorio para la aplicación del PR-22 hasta el 31 de Julio del 2016 y a su vez, modifica las etapas contenidas en el artículo 15 de la "Norma de Estándares Técnicos Mínimos del Equipamiento para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN".

- Económica del Sistema (COES).
- 2.6. Resolución Directoral N°014-2005-EM/DGE – Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados(NTOTR)
- 2.7. Resolución Directoral N° 243-2012-EM-DGE – Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (NTIITR).

### 3. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

- 3.1. Para la aplicación del presente Procedimiento Técnico, las siguientes abreviaturas tendrán el significado que a continuación se indica:

**ACE:** Error de Control de Área, por sus siglas en inglés (Área Control Error).  
**AGC:** Control Automático de Generación, por sus siglas en inglés (Automatic Generation Control).  
**DRB:** Déficit de Reserva a bajar.  
**DRS:** Déficit de Reserva a subir.  
**RM:** Regulador Maestro.  
**RAB:** Reserva Asignada a bajar.  
**RAS:** Reserva Asignada a subir.  
**RCB:** Reserva en Control a bajar.  
**RCS:** Reserva en Control a subir.  
**URS:** Unidad de Regulación Secundaria.

- 3.2. Para la aplicación del presente Procedimiento, las siguientes definiciones tendrán el significado que a continuación se indica:

**Banda Central:** Rango de frecuencia comprendida entre  $60,0\text{Hz} \pm \text{Delta}$ . Este rango es utilizado para evaluar la calidad de la RSF.

**Banda Dinámica:** Rango de frecuencia que se considera admisible para la evolución del desvío de frecuencia con el tiempo tras una gran perturbación. Este rango es utilizado para evaluar la calidad de la RSF.

**Banda de potencia:** Rango de potencia de una unidad de generación o URS definido por un límite superior y un límite inferior.

**Bloque de Control:** Conjunto de unidades de generación utilizados para la Regulación Secundaria, y que son coordinados de manera centralizada por un programa AGC.

**Ciclo de Operación:** intervalo de tiempo no mayor a 5 segundos en que se calcula el requerimiento de Regulación Secundaria para todo el SEIN.

**Déficit de Reserva:** Reserva de RSF que una URS no proporciona y que debería haber proporcionado según la asignación que le correspondió en el despacho. Se compone de un Déficit de Reserva a subir, y un Déficit de Reserva a bajar.

**Delta:** desvío de frecuencia admisible en el SEIN en operación normal, cuyo valor es determinado anualmente por el COES en el Estudio indicado en el Anexo V.

**Delta Máxima:** desvío de frecuencia máxima admisible en el SEIN ante una gran perturbación, cuyo valor es determinado anualmente por el COES en el Estudio indicado en el Anexo V

**Calificación:** Procedimiento previo que deben realizar las URS que decidan participar en la prestación del Servicio Complementario de Regulación Secundaria, de acuerdo con lo detallado en el numeral 7.

**Etapas del PDO:** Periodo de tiempo resultante de la subdivisión del Periodo de programación.

**Periodo de programación:** Intervalo discretizado de tiempo que coincida con el periodo del PDO o RDO, donde se programa el despacho de las unidades de generación y la RRSF.

**Mercado de RSF:** Mecanismo de mercado para satisfacer las necesidades de RSF. Este Mercado tendrá un horizonte temporal diario.



**Regulador Maestro:** programa AGC controlado por el COES que permite realizar la Regulación Secundaria de manera automática a nivel de todo el SEIN o por áreas geográficas.

**Reserva Asignada:** RRSF asignada a una unidad de generación mediante el procedimiento de asignación de RRSF detallado en el numeral 9 del presente procedimiento.

**Reserva Asignada a la URS:** Suma de las Reservas Asignadas a las unidades de generación pertenecientes a esa URS. Se compone de una Reserva Asignada a Subir, y una Reserva Asignada a Bajar.

**Reserva en Control:** Reserva rotante disponible en una URS y útil para Regulación Secundaria, calculada como la suma de las Reservas Regulantes de las unidades de generación de la URS que se encuentran en control. Se compone de una Reserva en Control a Subir y una Reserva en Control a Bajar.

**Reserva Reconocida:** parte de la Reserva en Control de una URS que el COES considera útil para Regulación Secundaria en el SEIN. Se calcula según los criterios especificados en el Anexo III.

**Reserva Regulante:** Reserva útil disponible en una unidad de generación para Regulación Secundaria, calculada como se especifica en el Anexo III.

**Unidad de Regulación Secundaria:** Unidad o conjunto de unidades de generación que pueden prestar el servicio de RSF.

**Oferta:** Es la declaración voluntaria, en el Mercado de RSF, de magnitud de reserva a subir y/o a bajar con sus respectivos precios que realiza el titular o representante de la URS para brindar el servicio de RSF.

3.3. Para la aplicación del presente procedimiento, los términos en singular o plural que estén contenidos en éste e inicien con mayúscula, se encuentran definidos en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC", aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o la norma que lo sustituya; y en su defecto, serán aquellas definiciones contenidas en las normas citadas en la Base Legal.

Asimismo, en todos los casos cuando en el presente Procedimiento se citen normas, procedimientos técnicos o cualquier dispositivo legal, se entenderá que incluyen todas sus normas concordantes, modificatorias y sustitutorias.

#### 4. PRODUCTOS

4.1. Estudio anual presentado a más tardar el 31 de octubre de cada año al OSINERGMIN. Este estudio considerara, sin carácter de vinculante las observaciones y comentarios de los Agentes del SEIN. Este estudio anual determina lo siguiente:

- 4.1.1. Los coeficientes para el cálculo de la reserva rotante para Regulación Secundaria,
- 4.1.2. El porcentaje de participación de las centrales eólicas y solares en la determinación de la magnitud de la Reserva Secundaria de Frecuencia según lo detallado en el Anexo II
- 4.1.3. Los parámetros necesarios para los programas AGC
- 4.1.4. Los desvíos de frecuencia admisibles y la evaluación del desempeño de la Regulación Secundaria, conforme a lo establecido en el Anexo V.
- 4.1.5. Precio límite de Oferta aplicable al servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia aprobado por OSINERGMIN.

4.2. Informe mensual de evaluación del cumplimiento de las URS asignadas al servicio de Regulación Secundaria, que será presentado a OSINERGMIN el día 10 del mes siguiente al mes de evaluación.

4.3. Listado de URS calificadas para Regulación Secundaria y las unidades de generación que las componen según se especifica en el numeral 6, así como sus respectivas fechas de ingreso (modificación y bandas de regulación), dicha



información será publicada en la página web del COES.

## 5. OBLIGACIONES

### 5.1. Del COES:

- 5.1.1. Tener implementado el Regulador Maestro según lo establecido en el Anexo I.
- 5.1.2. Realizar un estudio anual en el que se detalle lo establecido en el Anexo V.
- 5.1.3. Realizar el informe mensual de evaluación del cumplimiento de las URS asignadas al servicio de Regulación Secundaria, mencionado en el numeral 4.2.
- 5.1.4. Calificar a las URS para la prestación del servicio de RSF.
- 5.1.5. Elaborar y mantener actualizado el listado de las URS calificadas para efectuar la RSF y las unidades de generación que las conforman.
- 5.1.6. Realizar el seguimiento en tiempo real del cumplimiento del servicio RSF por parte de las URS, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 10 del presente Procedimiento Técnico.
- 5.1.7. Realizar la asignación del servicio de RSF según lo establecido en el numeral 9 del presente Procedimiento.
- 5.1.8. Determinar las liquidaciones asociadas a la provisión del servicio de RSF.
- 5.1.9. El COES elaborará una Nota Técnica donde se establezcan las especificaciones técnicas necesarias para el funcionamiento del Regulador Maestro, según lo detallado en el Anexo VI

### 5.2. De los titulares de las URS:

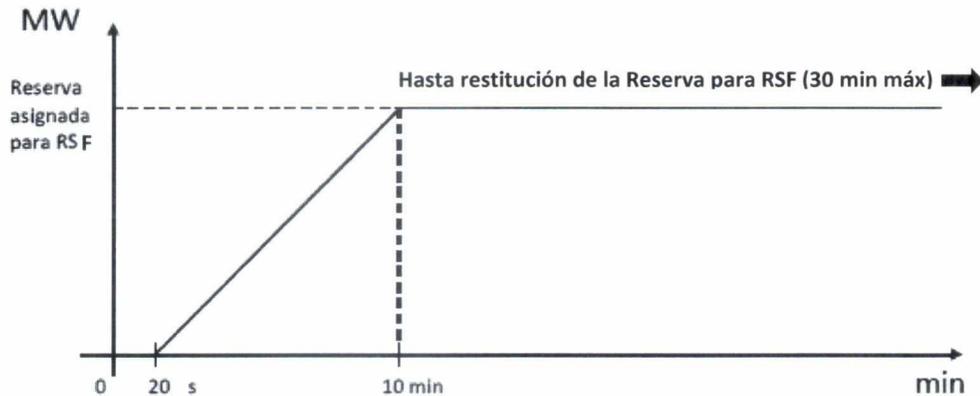
- 5.2.1. Mantener actualizados los datos técnicos de todas las unidades de generación, señalados en el presente Procedimiento Técnico.
- 5.2.2. Comunicar todo evento ocurrido o acción efectuada en sus instalaciones que afecte el servicio de RSF.
- 5.2.3. La empresa de generación representante de la URS conformada por unidades de más de un Generador, asumirá toda responsabilidad ante el COES por la operación de la URS que representa.
- 5.2.4. Realizar en calidad de único responsable, la reliquidación de los importes económicos percibidos por el servicio de RSF a las unidades de generación que las conforman, conforme a los acuerdos de partes establecidos entre los titulares de generación.



## 6. CRITERIOS PARA LA PRESTACION DEL SERVICIO

- 6.1. La asignación de la reserva necesaria para la RSF a cada URS se basará en un procedimiento de asignación conjunta PDO con la RRSF haciendo uso de información de Oferta presentada para cada URS. Los criterios principales para esta asignación están descritos en el numeral 9.
- 6.2. Las URS deberán estar conectadas de forma permanente al AGC durante todo el periodo que se consignó en la Oferta que presentaron. Asimismo, su estado (según numeral 2.10 del Anexo I) y su Reserva Asignada, será la que corresponda en el PDO.
- 6.3. El ajuste de los parámetros del Regulador Maestro y las condiciones de Calificación para las URS, tendrán en cuenta los siguientes requisitos mínimos exigidos a la RSF en el SEIN:
  - 6.3.1. Los valores vigentes de Delta y Delta Máxima.

- 6.3.2. La característica mínima de respuesta exigida en el SEIN será tal que, ante un Evento que ocasione un déficit/superávit de generación igual o mayor a la magnitud de RRSF programada, la respuesta para la RSF se iniciará en los siguientes 20 segundos después de ocurrido el Evento, estando completamente disponible en los siguientes 10 minutos y a partir de este momento, podrá sostenerse hasta por 30 minutos adicionales.



- 6.4. Cuando en el SEIN se formen áreas geográficas aisladas eléctricamente de manera temporal por mantenimientos o contingencias se tendrá en cuenta lo siguiente:

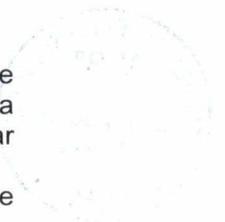
- 6.4.1. El AGC podrá reconfigurarse automáticamente para controlar las áreas donde esté presente al menos una URS.
- 6.4.2. Se reasignará la RRSF entre las URS de cada área geográfica según lo detallado en el numeral 9.
- 6.4.3. El ACE será calculado de manera separada para cada área geográfica, según lo detallado en el Anexo I.

- 6.5. Las URS podrán elegir el modo de control de sus unidades de generación, entre el control individual o control conjunto (centralizado). En el caso de control conjunto, las URS tendrán la libertad de repartir la consigna recibida del AGC del COES entre sus unidades de generación.

## 7. CALIFICACION DE RECURSOS PARA LA PROVISION DEL SERVICIO DE RSF

- 7.1. Requisitos para la Calificación de las URS:

- 7.1.1. Una URS puede ser conformada por una o más unidades de generación. El número de empresas que pueden conformar una URS no podrá exceder a dos (2) y en ese caso, deberán designar a una de las empresas para que los represente ante el COES.
- 7.1.2. Las unidades de generación que pertenezcan a una central de generación no podrán pertenecer a más de una URS.
- 7.1.3. Disponer de al menos una (1) unidad de generación que cumpla al menos los siguientes requisitos:
  - a. Tener capacidad de para recibir consignas mediante un mando remoto.
  - b. Contar con una Banda de potencia en la que pueda responder a consignas tanto a subir como a bajar generación.



- c. Tener capacidad de responder a las consignas enviadas en menos de diez (10) segundos.
  - d. Las gradientes de toma de carga y descarga por unidad de generación superiores a 8 MW/min y en el caso de ciclos combinados la suma de las gradientes de las tomas de carga y descargas superiores a 16 MW/min.
- 7.1.4. La URS deberá declarar una Banda de potencia mínima por unidad de generación, con valores iguales o mayores a 6 MW para subir generación y valores iguales o mayores a 6MW para bajar generación.
- 7.1.5. La URS debe contar con una respuesta suficientes tal que cumpla con el requisito especificada en el numeral 6.3.2.
- 7.1.6. Disponer de la infraestructura de comunicaciones necesaria para enviar y recibir en cada Ciclo de Operación, la información a intercambiar con el COES que se especifica en el numeral 5 del Anexo I. Los requisitos técnicos para esta infraestructura serán establecidos por el COES y asegurarán una disponibilidad mínima igual a la establecida en la NTIITR.
- 7.1.7. Proporcionar la información técnica necesaria de cada unidad de generación e incluirá, al menos:
- a. Bandas de potencia
  - b. Limitaciones de la Banda de potencia en caso corresponda.

El COES podrá solicitar información técnica adicional en caso lo requiera.

- 7.1.8. Las URS cuyo margen de regulación sea mayor al mínimo de: 1) 45 MW y 2) el 50% de la RRSF del SEIN, deberán tener capacidad de regulación propia. Esta capacidad de la URS deberá poder activarse en caso el COES lo requiera ante cualquier eventualidad que indisponga al AGC.
- 7.1.9. Cada URS dispondrá de una oferta por defecto constituida por la Banda de Potencia y un precio, el cual podrá ser actualizado de manera mensual.

## 7.2. Proceso de Calificación de las URS:

- 7.2.1. La URS que desee participar en el servicio de RSF deberá enviar una solicitud de Calificación al COES.
- 7.2.2. El COES analizará si la URS cumple con los requisitos establecidos en el numeral 7.3.1 del presente Procedimiento. En caso de que el resultado del análisis sea positivo, el COES solicitará la ejecución de las pruebas de Calificación para la URS dentro de los quince (15) días calendarios de recibida la solicitud de la URS.
- 7.2.3. El resultado del proceso de Calificación de una URS no será impugnabile.
- 7.2.4. La calificación de una URS tendrá carácter permanente, salvo que se produzca alguna de las siguientes circunstancias que la obligará a renovar su calificación ante el COES:
- a. Modificación de los parámetros asociados al control de la URS, sin importar el motivo de dicha modificación.
  - b. Cuando el COES lo considere necesario, debido a un comportamiento que no se ajusta a los requerimientos establecidos en el presente procedimiento.
- 7.2.5. La URS calificada que desee adicionar una unidad de generación, deberá enviar la solicitud de Calificación al COES.



- 7.2.6. El COES analizará si la URS con la unidad de generación adicional cumple los requisitos establecidos en el numeral 7.1 del presente Procedimiento Técnico. En caso de que el análisis sea positivo, el COES solicitará la ejecución de las pruebas de Calificación detalladas en el Anexo VII dentro de los quince (15) días calendarios de recibida la solicitud de la URS.
- 7.2.7. De resultar satisfactorias las pruebas de Calificación de la URS con la unidad adicional, el COES calificará a la URS como apta para realizar el servicio de RSF, asimismo establecerá la nueva Banda de potencia para regular según lo especificado en el Anexo VII e indicará el día a partir del cual podrá presentar su Oferta al COES para prestar el servicio de RSF.

7.3. Las pruebas de Calificación de las URS para brindar el servicio de RSF se detallan en el Anexo VII.

## 8. DETERMINACION DE LA RRSF TOTAL

- 8.1. Se establecerá por separado la magnitud de la RRSF total requerida a subir y de la RRSF total requerida a bajar.
- 8.2. Las magnitudes de la RRSF a subir y a bajar serán determinadas anualmente por el COES, como resultado de un estudio según la metodología establecida en el Anexo II.

## 9. ASIGNACION DEL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

- 9.1. La asignación de la RRSF se realizará a nivel de las unidades de generación, sin perjuicio que el seguimiento del servicio de RSF se realice a nivel de URS.
- 9.2. La asignación de la RRSF total requerida por el SEIN será establecida en el PDO.

9.3. Mercado de RSF:

- 9.3.1. Las Ofertas de la RSF para la elaboración del PDO serán presentadas al COES por el titular o representante de la URS hasta las 9:00 am del día anterior a la asignación, en los medios y formas que establezca el COES.
- 9.3.2. En caso de que las Ofertas presentadas no cubran el total de la RRSF requerida, el COES incluirá a aquellas URS que no ofertaron y se encuentren disponibles, considerando sus respectivas ofertas por defecto presentadas según lo señalado en el numeral 7.1.9.
- 9.3.3. Los precios de las Ofertas y de las ofertas por defecto del numeral 7.1.9, no superarán el precio límite de Oferta aprobados por OSINERGMIN ni podrán ser menores a cero (0).
- 9.3.4. OSINERGMIN aprobará anualmente el precio límite de Oferta admitidos para la RSF teniendo en cuenta el estudio del COES mencionado en el Anexo V.
- 9.3.5. La asignación de la RRSF se realizará en un horizonte diario y para cada Etapa del PDO.
- 9.3.6. El COES realizará una asignación conjunta del PDO con la RRSF, publicando tras ello la información de la Reserva Asignada a cada unidad de generación dentro de la URS. El proceso de asignación conjunta tendrá en cuenta las indisponibilidades comunicadas.

9.4. Reparto de RRSF por Déficit de Reserva:



- 9.4.1. En caso de que se presente un Déficit de Reserva, este déficit se repartirá proporcionalmente al margen de otras URS que dispongan de una Reserva en Control que sea mayor a la Reserva Asignada. Este reparto se realizará según lo especificado en los numerales 1.10 y 1.11 del Anexo III y pasará a formar parte de su Asignación de Reserva.

## 10. SEGUIMIENTO DEL SERVICIO DE RSF EN TIEMPO REAL

- 10.1. El COES realizará un seguimiento en tiempo real del servicio brindado por las URS con objeto de comprobar la prestación adecuada de dicho servicio, salvo en caso de que el AGC del COES esté indisponible (estado OFF del AGC del COES, según lo especificado en el numeral 5.1 del Anexo I).
- 10.2. En cada Ciclo de Operación, el seguimiento comprobará lo siguiente:
- 10.2.1. La Reserva en Control total en cada URS es igual o superior a la Reserva Asignada total para esa URS. En caso de no cumplirse esta condición se le asignará un DRS o DRB, conforme a los criterios y metodología detallados en el Anexo III.
- 10.2.2. La respuesta dinámica de la URS en su conjunto es Aceptable según los criterios y metodología detallados en el Anexo III. En caso de no cumplirse esta condición se le asignará un DRS y DRB igual al total de su Reserva Asignada, y se declarará el estado de la URS como INACTIVO conforme a lo detallado en el ANEXO I.

## 11. LIQUIDACION DEL SERVICIO

- 11.1. El COES calculará las compensaciones económicas a pagar a los prestatarios del servicio de RSF.
- 11.2. El servicio prestado para la RSF será liquidado por el COES y se incluirá como una compensación en el informe mensual LSCIO en cumplimiento del Procedimiento Técnico COES N° 10 "Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas" o el que lo reemplace, considerando para estos efectos al Generador titular o aquel que represente a la URS ante el COES.
- 11.3. La liquidación económica del servicio prestado se realizará conforme al detalle indicado en el Anexo IV de este Procedimiento.
- 11.4. La remuneración del servicio de RSF se efectuará con independencia de la prestación simultánea por parte de la unidad de generación de otros Servicios Complementarios.
- 11.5. Asignación del Costo de la RSF:  
El pago del monto de las compensaciones asociadas a las unidades de generación programadas para prestar el servicio de RSF, será asignado conforme al detalle indicado en el Anexo IV del presente Procedimiento.
- 11.6. La compensación de costos operativos adicionales producidos por el cumplimiento del servicio de RSF será determinada conforme a lo establecido en el Procedimiento Técnico COES N° 33 "Compensaciones de Costos Operativos Adicionales de las Unidades de Generación Térmica" o el que lo sustituya. Esta compensación no considerará la energía asociada a la Generación Mínima Técnica.



## 12. EVALUACION GLOBAL DEL SERVICIO

- 12.1. La evaluación global del servicio consistirá en un estudio individualizado de los períodos de operación ante grandes perturbaciones, y un estudio estadístico del resto considerados como períodos de operación normal.
- 12.2. Se considerará período de operación ante una gran perturbación a los 10 minutos inmediatamente posteriores a fallas por desconexión de generación, o a conexiones/desconexiones de carga mayores al 50% de la RRSF.
- 12.3. Para los períodos de operación normal, se calculará el desvío de frecuencia en cada Ciclo de Operación. Se considerará que el servicio de RSF es satisfactorio si el desvío de frecuencia se mantiene en la Banda Central para al menos el 95% de los ciclos.
- 12.4. Para los períodos de operación ante grandes perturbaciones, se considerará que el servicio de RSF es satisfactorio si la evolución dinámica de la frecuencia se mantiene dentro la Banda Dinámica admisible.
- 12.5. La Banda Dinámica aplicable a cada perturbación se calculará en función del volumen de la perturbación, esto es, la magnitud de la desconexión de generación que dio lugar a la perturbación.
- 12.6. La metodología para calcular la Banda Dinámica admisible será establecida por el COES, con las siguientes limitaciones:
- 12.6.1. El rango de variación de la frecuencia no podrá superar en ningún punto el desvío de frecuencia máximo, que será el menor valor entre:
- i) el desvío de frecuencia máximo esperado, dado el volumen de la perturbación y la Característica de Frecuencia mínima en el SEIN;
  - ii) el desvío de frecuencia máximo admisible ante grandes perturbaciones, dado por el valor de la Delta Máxima admisible.
- 12.6.2. La frecuencia deberá converger a la Banda Central en un tiempo no superior a 10 minutos.
- 12.7. Si el servicio de RSF es considerado no satisfactorio según los criterios detallados en los numerales 12.4 y 12.5, el COES propondrá a OSINERGMIN las medidas correctoras necesarias en el estudio indicado en el Anexo V.

#### ANEXOS

Anexo N°	Descripción
I	Metodología de prestación del servicio mediante un AGC
II	Metodología para determinar la reserva total
III	Metodología para el seguimiento de la reserva
IV	Metodología para el cálculo de las liquidaciones económicas del servicio de RS
V	Estudio anual
VI	Contenido de la Nota Técnica
VII	Pruebas de Calificación de las URS



#### DISPOSICIONES TRANSITORIAS

**Primera:** El valor de precio límite de Oferta al que se refiere el numeral 4.1.5 del presente documento será igual a 30 276.80 \$/ MW-mes hasta la aprobación del nuevo valor por OSINERGMIN.

**ANEXO I**  
**METODOLOGÍA DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO MEDIANTE EL AGC**

**1. CRITERIOS GENERALES**

- 1.1. La RSF en el SEIN se realizará de manera centralizada, mediante el AGC (Regulador Maestro) bajo control y responsabilidad del COES.
- 1.2. El objetivo del programa AGC será mantener la frecuencia del SEIN y el intercambio neto con otros sistemas en sus valores de referencia.
- 1.3. Existirá un programa AGC primario y uno secundario configurados de forma idéntica funcionando en paralelo. El AGC secundario estará preparado para tomar el control en cualquier momento.
- 1.4. El COES definirá áreas geográficas, y las actualizará anualmente en el estudio indicado en el Anexo V, considerando que debe de haber al menos una URS calificada en cada área geográfica.
- 1.5. Cuando un área geográfica se aisle, el AGC se reconfigurará automáticamente para efectuar el control de cada área en las que identifique por lo menos una URS operativa y una señal de frecuencia válida.
- 1.6. El programa AGC secundario conmutará con el programa AGC primario cuando se produzca alguna de las siguientes circunstancias:
  - 1.6.1. Pérdida de capacidad operacional del programa AGC primario.
  - 1.6.2. Cuando el COES lo considere necesario.
- 1.7. El programa AGC enviará consignas directas de potencia a las URS, en función del ACE y de la Reserva para RSF para el conjunto de unidades de generación en control de cada URS.
- 1.8. Los programas AGC del COES, y de las URS que cumplan los requisitos de regulación propia calcularán un Error de Control de Área (ACE) y lo filtrarán mediante un regulador proporcional-integral (PI) para calcular la consigna general del área.
- 1.9. Las especificaciones técnicas de los programas AGC primario y secundario, sus sistemas informáticos de soporte, y sus requisitos de mantenimiento, serán establecidos por el COES en la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI, atendiendo a lo siguiente:
  - 1.9.1. El sistema informático de soporte será redundante con capacidad de conmutación en caliente asegurando una disponibilidad de al menos el 99,95% en lo que se refiere a la función AGC.
  - 1.9.2. Los equipos de medida de frecuencia y potencia neta por las interconexiones serán redundantes, permitirán la conmutación automática ante fallo de la fuente primaria y asegurarán en conjunto una disponibilidad, incluyendo las comunicaciones, de al menos igual a la establecida en la NTIITR.



**2. CÁLCULO DEL REQUERIMIENTO TOTAL**

- 2.1. En operación normal el Bloque de Control del AGC será para el SEIN. La operación por áreas geográficas se detalla en el numeral 4 del presente Anexo.
- 2.2. En cada ciclo se calculará primero el ACE del SEIN mediante la siguiente expresión:

$$ACE = P_{med} - P_{prog} + KBC \cdot (f_{med} - f_0)$$

Donde:

$P_{med}$ : Potencia neta que fluye por las interconexiones del Bloque de Control con bloques adyacentes (MW).

$P_{prog}$ : Potencia neta programada por las interconexiones del Bloque de Control con bloques adyacentes (MW).

$K_{BC}$ : Factor K que estima la Característica de Frecuencia del Bloque de Control (MW/Hz).

$F_{med}$ : Frecuencia del sistema medida (Hz).

$F_0$ : Frecuencia de referencia igual a 60 (Hz).

- 2.3. En la expresión del numeral 2.2 el signo de KBC será positivo, y se considerará sentido positivo de las potencias netas por las interconexiones cuando el intercambio sea exportador.
- 2.4. Eventualmente el ACE del SEIN podrá controlar únicamente la frecuencia mientras no exista o estén fuera de servicio interconexiones internacionales síncronas con otros sistemas.
- 2.5. El factor KBC será calculado mediante una estimación por exceso de la Característica de Frecuencia media del sistema.
- 2.6. En operación normal el Bloque de Control será el conjunto del SEIN. En operación por áreas habrá un Bloque de Control por cada área. La operación por áreas geográficas se detalla en el numeral 4 del presente Anexo.
- 2.7. En caso de pérdida de comunicación entre el COES y una URS que opera en un área geográfica aislada la URS constituirá un Bloque de Control y calculará su propio ACE teniendo en cuenta sólo el desvío de frecuencia
- 2.8. El ACE podrá ser filtrado antes de pasar al regulador PI para establecer bandas muertas, límites, suavizados, etc. La definición precisa de este proceso de filtrado se basará en estudios realizado por el COES, y se especificará en la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI.
- 2.9. Las constantes de ganancia ( $\beta$ ) y constante de tiempo ( $\tau$ ) del regulador PI serán calculadas por el COES anualmente en el estudio indicado en el Anexo V manteniéndose dentro de los intervalos  $\beta \in [0, 0.75]$  y  $\tau \in [20 \text{ s}, 200 \text{ s}]$ .
- 2.10. El requerimiento total a las URS depende de calificación en tiempo real del estado de las mismas. Los posibles estados para cada URS son los siguientes:

Estado	Descripción
ACTIVO	Es el estado normal de operación. La URS participa en el control y el seguimiento que hace el COES es satisfactorio.
INACTIVO	La URS está conectada al sistema de control del COES, pero el AGC no cuenta con ella para la regulación, debido a: <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Un seguimiento no satisfactorio. Los criterios para declarar el seguimiento no satisfactorio se detallan en el numeral 10 y el Anexo III del presente procedimiento Técnico.</li> <li>b. Calidad deficiente de las comunicaciones entre la URS y el COES. Los criterios para declarar las comunicaciones como deficientes serán establecidos por el COES.</li> <li>c. La Reserva Asignada a la URS es nula por no haber salido asignada en el despacho conjunto PDO más Reserva para RSF.</li> </ol>
DESCONECTADO	La URS ha enviado una señal de desconexión al COES.



DESCONECTADO_COES	EL COES ha desconectado manualmente a la URS, por razones ajenas al comportamiento de la URS.
-------------------	---

- 2.11. El resultado del regulador PI constituye el Incremento de Potencia Total Requerida para el SEIN para las URS ( $\Delta P_{req}$ ). El requerimiento total será la Potencia Requerida para las URS en el SEIN ( $P_{req}$ ), calculada como la suma de la Potencia Actual de las URS en el SEIN y el  $\Delta P_{req}$ . La Potencia Actual en cada URS  $i$  ( $P_{act,i}$ ) se entenderá como la generada en tiempo real.
- 2.12. La  $P_{act}$  en el SEIN es la suma de la potencia actual de todas las URS en estado ACTIVO.

### 3. CÁLCULO DEL REQUERIMIENTO PARA CADA URS

- 3.1. Se calcula Potencia Actual en cada URS  $i$  ( $P_{act,i}$ ) como la suma de las potencias actuales de cada uno de las unidades de generación que forman parte de la URS.
- 3.2. Se calcula Potencia Sostenida en cada URS  $i$  ( $P_{sos,i}$ ) como la suma de los valores del PDO asignados a cada uno de las unidades de generación que forman parte de la URS.
- 3.3. Se calcula la Potencia Sostenida en el SEIN ( $P_{sos}$ ) como la suma de la Potencia Sostenida en todas las URS en estado ACTIVO.
- 3.4. Se calcula la Potencia Temporal para el SEIN ( $P_{tem}$ ) como la diferencia entre la Potencia Total Requerida para el SEIN ( $P_{req}$ ) y la Potencia Sostenida en el SEIN ( $P_{sos}$ ).
- 3.5. Se calcula la Reserva Reconocida de cada URS ( $RR_i$ ), igual a la Reserva Reconocida a Subir de la URS si  $P_{tem} > 0$  o igual a la Reserva Reconocida a Bajar de la URS si  $P_{tem} < 0$ .
- 3.6. Se calcula  $RR_{SEIN}$  la suma de las Reservas Reconocidas de todas las URS.
- 3.7. Se limita el valor absoluto de Potencia Temporal para el SEIN a  $RR_{SEIN}$ .

$$\text{Si } |P_{tem}| > RR_{SEIN} \rightarrow P_{tem} = RR_{SEIN} \cdot \text{sgn}(P_{tem})$$

Donde:  
 $\text{sgn}()$  es la función signo.

- 3.8. Se calcula la Potencia Temporal para cada URS  $i$  ( $P_{tem,i}$ ) repartiendo la Potencia Temporal para el SEIN entre las URS en estado ACTIVO, conforme a lo siguiente:

$$P_{tem,i} = (RR_i \div RR_{SEIN}) \cdot P_{tem}$$

Donde:

$RR_i$ : Reserva Reconocida de la URS, igual a la Reserva Reconocida a Subir de la URS si  $P_{tem} > 0$  o igual a la Reserva Reconocida a Bajar de la URS si  $P_{tem} < 0$ .

- 3.9. Se calcula el requerimiento para cada URS  $i$  ( $P_{req,i}$ ) como la suma de su Potencia Sostenida ( $P_{sos,i}$ ) y su Potencia Temporal ( $P_{tem,i}$ ).

### 4. OPERACIÓN POR AREAS GEOGRÁFICAS

- 4.1. En caso de que haya URS con sus unidades de generación distribuidos en varias áreas geográficas, el AGC las reconfigurará adecuadamente para que cada nueva URS esté ubicada únicamente en un área.



- 4.2. El AGC controlará el desvío de las interconexiones internacionales, calculando una señal de Error de Control Adicional (ECA).
- 4.3. El ECA se repartirá entre los Bloques de Control de modo proporcional a la Reserva disponible en cada URS.
- 4.4. El cálculo del requerimiento total para cada Bloque de Control y para cada URS dentro del bloque se hará con los mismos criterios generales detallados en los numerales 2 y 3 del presente Anexo.

## 5. INFORMACIÓN A INTERCAMBIAR EN TIEMPO REAL

- 5.1. La lista completa de información a intercambiar entre las URS y el COES será especificada por el COES en la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI. Como mínimo esta lista incluirá las siguientes señales:

<b>Variables con origen el COES</b>
Estado declarado del AGC del COES (ON/OFF)
$P_{req}$ para cada URS
La calificación de estado de cada URS

<b>Variables con Origen las URS</b>
Estado declarado de las URS (ON/OFF)
Estado de control de la unidad de generación
Potencia actual generada en tiempo real por cada unidad de generación
Límite superior declarado en tiempo real de cada unidad de generación
Límite inferior declarado en tiempo real de cada unidad de generación



**ANEXO II**  
**METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RESERVA TOTAL REQUERIDA**  
**PARA LA REGULACIÓN SECUNDARIA**

**1. CRITERIOS GENERALES**

- 1.1. La magnitud de la reserva destinada a la regulación secundaria, por desviaciones de demanda, se calculará en base a errores estadísticos medio horario de previsión de la demanda.
- 1.2. En caso de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) del tipo no gestionable (eólico, solar, mareomotriz o similar) la magnitud de reserva destinada a la regulación secundaria también deberá contemplar el error estadístico medio horario de la proyección de dicha generación.
- 1.3. Para el caso de áreas aisladas, el valor de la RRSF será igual al 5% de la mayor demanda pronosticada para dicha área durante el periodo que ésta se encuentre aislada.

**2. METODOLOGÍA**

Se calculará el error estadístico horario en la previsión de la demanda, en términos relativos del programa diario de operación (PDO), de la siguiente manera:

- 2.1. Se considera una base histórica del último año.
- 2.2. Se obtienen las desviaciones de la demanda real respecto de la demanda programada en el PDO o el reprograma de ser el caso. Se excluyen los periodos donde se presentó desconexión de carga debido a fallas de generación o transmisión.
- 2.3. Se separa la serie de desviaciones en la serie de desviaciones positivas (Serie DP=PDO-Demanda Real>0) y la serie de desviaciones negativas (Serie DN=PDO-Demanda Real<0).
- 2.4. Se asume que el error de predicción de ambas series posee una distribución estadística del tipo normal truncada por la izquierda en 0 para DP y por la derecha en 0 para DN. La magnitud de Reserva requerida se determina como la potencia necesaria para cubrir una desviación de demanda correspondiente a un determinado nivel de confianza p, el cual no deberá ser inferior al 90%, y que será propuesto por el COES en el estudio anual mencionado en el Anexo V.
- 2.5. Se procede de igual manera a los numerales 2.2, 2.3 y 2.4 respecto a las desviaciones para el caso de la generación con RER del tipo no gestionable y de manera individual por tecnología (eólico, solar, mareomotriz o similar), determinándose la magnitud de Reserva correspondiente para cada tipo de generación. Adicionalmente, se determinará el porcentaje de participación en la reserva total requerida para RSF correspondiente a cada tipo de generación RER no gestionable.
- 2.6. La magnitud de la Reserva destinada a la RSF será igual a la suma de las magnitudes determinadas en los numerales 2.4 y 2.5 del presente Anexo.
- 2.7. En caso el COES considere necesario, los cálculos anteriores podrán ser realizados por bloques horarios (mínima, media y máxima) o subdivisiones menores.



**ANEXO III**  
**METODOLOGÍA PARA EL SEGUIMIENTO DE LA RESERVA**

**1. CALCULO DEL VOLUMEN DE RESERVA**

- 1.1. Se calculará el Déficit de Reserva total de cada URS como la suma de los DRS y DRB, según la siguiente metodología:
- 1.2. Se calcula la Reserva Asignada de la URS como la suma de las Reservas Asignadas a sus unidades de generación en el despacho de Regulación Secundaria, distinguiendo entre Reserva a Subir y Reserva a Bajar:

$$RAS_i = \sum_{j=1}^{NS_i} RAS_j \quad RAB_i = \sum_{j=1}^{NB_i} RAB_j$$

Donde:

NS<sub>i</sub>: Número de grupos con RAS en la URS i.

NB<sub>i</sub>: Número de grupos con RAB en la URS i.

RAS<sub>j</sub>: RAS de la unidad de generación j (≥0).

RAB<sub>j</sub>: RAB de la unidad de generación j (≥0).

- 1.3. Se calcula la Reserva Regulante de cada unidad de generación perteneciente a la URS como la Reserva útil para regulación, que se certifica en las pruebas de Calificación, minorada por los límites más restrictivos que la URS pueda presentar para cada unidad de generación (LSD, LID), distinguiendo entre Reserva Regulante a Subir y Reserva Regulante a Bajar.
  - a. Se corrigen los Límites Declarados, si no son coherentes:

$$\text{Si } LID_j > LSD_j \rightarrow LID_j = LSD_j = PO_j$$

- b. Se calculan las Reservas Regulantes:

$$\begin{cases} RRS_j = \min(LSD_j - PO_j, LSR_j - PO_j) & \text{si } LID_j \leq PO_j \\ RRS_j = \min(LSD_j - LID_j, LSR_j - PO_j) & \text{si } LID_j > PO_j \end{cases}$$

$$\begin{cases} RRB_j = \min(PO_j - LID_j, PO_j - LIR_j) & \text{si } LSD_j \geq PO_j \\ RRB_j = \min(LSD_j - LID_j, PO_j - LIR_j) & \text{si } LSD_j < PO_j \end{cases}$$

Donde:

RRS<sub>j</sub>: Reserva Regulante a subir de la unidad de generación j.

RRB<sub>j</sub>: Reserva Regulante a bajar de la unidad de generación j.

PO<sub>j</sub>: Programa de Operación de la unidad de generación j.

LSD<sub>j</sub>: Límite superior declarado de la unidad de generación j.

LSR<sub>j</sub>: Límite superior regulante teórico de la unidad de generación j, obtenido en la Calificación según lo detallado en el numeral 7.1 del presente Procedimiento Técnico.

LID<sub>j</sub>: Límite inferior declarado de la unidad de generación j.

LIR<sub>j</sub>: Límite Inferior regulante teórico del grupo j obtenido en la Calificación de la URS, según lo detallado en el ANEXO VII.

- 1.4. Si alguno de los valores de RRS<sub>j</sub> y RRB<sub>j</sub> resultan negativos se toman iguales a cero.
- 1.5. Se calcula la Reserva en Control de la URS i como la suma de las Reservas



Regulantes que aportan las unidades de generación pertenecientes a la URS y que están en control, distinguiendo entre RCS y RCB.

$$RCS_i = \sum_{j=1}^{NC_i} RRS_j \quad RCB_i = \sum_{j=1}^{NC_i} RRB_j$$

Donde:

$NC_i$ : Número de grupos en control en la URS  $i$ .

$RRS_j$ : Reserva Regulante a subir de la unidad de generación  $j$ .

$RRB_j$ : Reserva Regulante a bajar de la unidad de generación  $j$ .

- 1.6. Se calcula la Reserva Reconocida de la URS  $i$ , distinguiendo entre Reserva Reconocida a Subir (RRS) y Reserva Reconocida a Bajar (RRB):

$$\begin{cases} RRS_{i0} = RCS_i & \text{si } RCS_i \leq RAS_i \\ RRS_{i0} = RAS_i & \text{si } RCS_i > RAS_i \\ RRB_{i0} = RCB_i & \text{si } RCB_i \leq RAB_i \\ RRB_{i0} = RAB_i & \text{si } RCB_i > RAB_i \end{cases}$$

- 1.7. Se calcula el Déficit de Reserva de la URS  $i$ , distinguiendo entre DRS y DRB:

$$\begin{cases} DRS_i = RAS_i - RRS_i & \text{si } RAS_i \geq RRS_i \\ DRS_i = 0 & \text{si } RAS_i < RRS_i \\ DRB_i = RAB_i - RRB_i & \text{si } RAB_i \geq RRB_i \\ DRB_i = 0 & \text{si } RAB_i < RRB_i \end{cases}$$

- 1.8. El total del Déficit de Reserva para todo el sistema se reparte entre las URS sin déficit y con superávit de reserva física (diferencia positiva entre Reserva en Control y Reserva Asignada), utilizando el mecanismo de reparto de RRSF por Déficit de Reserva previsto en el numeral 9.3 del presente Procedimiento.

- 1.9. Se calculan los Déficit de Reserva compensables a subir (DRCS) y Déficit de Reserva compensables a bajar (DRCB):

$$\begin{cases} DRCS = \sum_j^{NU} (RCS_j - RAS_j) & \text{si } \sum_j^{NU} DRS_j > \sum_j^{NU} (RCS_j - RAS_j) \\ DRCS = \sum_j^{NU} DRS_j & \text{si } \sum_j^{NU} DRS_j \leq \sum_j^{NU} (RCS_j - RAS_j) \\ DRCB = \sum_j^{NU} (RCB_j - RAB_j) & \text{si } \sum_j^{NU} DRB_j > \sum_j^{NU} (RCB_j - RAB_j) \\ DRCB = \sum_j^{NU} DRB_j & \text{si } \sum_j^{NU} DRB_j \leq \sum_j^{NU} (RCB_j - RAB_j) \end{cases}$$

Donde:

$NU$ : Número de URS en el SEIN en estado ACTIVO.

- 1.10. El recálculo de las Reservas Reconocidas de cada URS con superávit físico se realizará de la siguiente manera:



$$\begin{cases} RRS_i = RRS_{i0} + \frac{(RCS_i - RAS_i)}{\sum_j^{NU} (RCS_j - RAS_j)} \cdot DRCS \\ RRB_i = RRB_{i0} + \frac{(RCB_i - RAB_i)}{\sum_j^{NU} (RCB_j - RAB_j)} \cdot DRCB \end{cases}$$

1.11. Se calcula el superávit de reserva de la URS i, distinguiendo entre superávit de reserva a subir (SRS) y superávit de reserva a bajar (SRB):

$$\begin{cases} SRS_i = RRS_i - RAS_i & \text{si } RAS_i \leq RRS_i \\ SRS_i = 0 & \text{si } RAS_i > RRS_i \\ SRB_i = RRB_i - RAB_i & \text{si } RAB_i \leq RRB_i \\ SRB_i = 0 & \text{si } RAB_i > RRB_i \end{cases}$$

## 2. SEGUIMIENTO DE LA RESPUESTA

- 2.1. En cada Ciclo de Operación se declarará la respuesta dinámica de la URS como Aceptable o No Aceptable, según la siguiente metodología:
- 2.2. Se calcula la respuesta dinámica teórica de la URS, como la potencia que debería estar generando la URS (Pmod,i) en respuesta a los requerimientos del COES (Preq,i)
- 2.3. La respuesta dinámica teórica de la URS (Pmod,i) en un ciclo n se calculará como incremento de generación teórica respecto al valor de la respuesta dinámica teórica en el ciclo anterior n-1, salvo que se cumplan la condición para inicializar de valor, en cuyo caso será igual a la potencia actual de la URS según lo detallado en el numeral 3.1 del Anexo I.
- 2.4. La condición para inicializar el valor de la respuesta dinámica teórica de la URS en un ciclo n será que haya un cambio en el estado de la URS entre el ciclo n-1 y el ciclo n salvo en el cambio de ACTIVO a INACTIVO.
- 2.5. Si la URS está en estado INACTIVO, no se calculará Preq,i, de modo que, a efectos de cálculo de la respuesta dinámica teórica de la URS, se tomará como Preq,i el último valor calculado mientras la URS estuvo en estado ACTIVO.
- 2.6. La metodología para calcular el incremento de generación que determina la respuesta dinámica teórica de la URS en un Ciclo de Operación será especificada por el COES en la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI.
- 2.7. Se calculará el error de respuesta (ERi) como la desviación entre la potencia que debería estar generando y la potencia actual de la URS:

$$ER_i = |P_{mod,i} - P_{act,i}|$$

Donde:

Pmod,j: potencia dinámica teórica de la URS i.

Pact,j: potencia actual de la URS i, calculada según lo detallado en el numeral 3.1 del Anexo I.

Este valor es procesado mediante un filtro de primer orden con una constante de tiempo T1 y se limita su valor absoluto mediante una constante ER\_MAX.

- 2.8. Si el error de respuesta es mayor al valor ER\_MAX, se declara la condición de respuesta No Aceptable y el control de ésta es suspendido, hasta que regrese al umbral predefinido. En caso contrario, se declara la condición de respuesta Aceptable.



2.9. Los valores de T1 y ER\_MAX serán especificados por el COES en la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI



**ANEXO IV**  
**METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LAS LIQUIDACIONES**  
**ECONÓMICAS DEL SERVICIO DE RSF**

**1. ESTRUCTURA GENERAL DE LA LIQUIDACIÓN**

- 1.1. Los términos de la liquidación económica de la provisión del servicio de RSF son los siguientes:

DERECHOS DE COBRO

- 1.1.1. Asignación de Reserva (AR)  
 1.1.2. Compensación de costos operativos adicionales producidos por el cumplimiento del servicio de RSF (CA)

OBLIGACIONES DE PAGO

- 1.1.3. Pagos por Reserva No Suministrada (PRNS).

- 1.2. La liquidación económica de cada URS "u" que provee el servicio en un determinado mes será calculada con la siguiente fórmula de liquidación:

$$LIQ_u = AR_u + CA_u - PRNS_u$$

- 1.3. Cada Participante i, ie, is efectuará un pago mensual por RSF conforme a las siguientes fórmulas:

$$PRS_{ie} = (\%RER_e/100) \times \sum_{d=1}^D \left( CRSF_d \times \left( \frac{G_{ie,d}}{\sum_{ge}^{N_{ge}} G_{ge,d}} \right) \right)$$

$$PRS_{is} = (\%RER_s/100) \times \sum_{d=1}^D \left( CRSF_d \times \left( \frac{G_{is,d}}{\sum_{gs}^{N_{gs}} G_{gs,d}} \right) \right)$$

$$PRS_i = (1 - (\%RER_e + \%RER_s)/100) \times \sum_{d=1}^D \left( CRSF_d \times \left( \frac{R_{i,d}}{\sum_g^{N_g} R_{g,d}} \right) \right)$$

Donde:

$$CRSF_d = \sum_u (AR_{u,d} - PRNS_{u,d} + CA_{u,d})$$

<i>i</i>	: Participante <i>i</i>
<i>ie</i>	: RER eólico <i>i</i>
<i>is</i>	: RER solar <i>i</i>
<i>D</i>	: Número de días del mes
<i>U</i>	: Número total de URS
$N_g, N_{ge}, N_{gs}$	: Número total de Participantes <i>i, ie, is</i>
$PRS_i, PRS_{ie}, PRS_{is}$	: Pago mensual del Participante <i>i, ie, is</i> por el costo del servicio de Regulación Secundaria de la Frecuencia
$AR_{u,d}$	: Derecho de cobro por AR de la URS <i>u</i> en el día <i>d</i>



$PRNS_{u,d}$	: Pago por Reserva No Suministrada de la URS $u$ el día $d$
$CA_{u,d}$	: Derecho de cobro por CA de la URS $u$ el día $d$ , establecido en el numeral 11.6. del presente Procedimiento
$CRSF_d$	: Costo por el servicio de Regulacion Secundaria de Frecuencia del día $d$
$G_{ie,d}, G_{is,d}$	: Producción de energía del Participante $ie, is$ en el día $d$
$G_{ge,d}, G_{gs,d}$	: Producción de energía del Participante $ge, gs$ en el día $d$
$R_{i,d}$	: Retiro del Participante $i$ en el día $d$
$R_{g,d}$	: Retiro del Participante $g$ en el día $d$
$\%RER_e$	: Porcentaje de participación de las centrales RER del tipo eólico en la Asignación de Reserva, establecido en el numeral 2.5 del Anexo II del presente Procedimiento
$\%RER_s$	: Porcentaje de participación de las centrales RER del tipo solar en la Asignación de Reserva, establecido en el numeral 2.5 del Anexo II del presente Procedimiento

- 1.4. El término de Asignación de Reserva de la liquidación del servicio prestado para la RSF se calculará para todos los periodos de prestación del servicio. En caso el AGC del COES se encuentre indisponible para ser utilizado, el COES podrá utilizar para sus cálculos la mejor información disponible, aplicando los criterios técnicos que considere pertinente.

## 2. TÉRMINOS DE LA LIQUIDACIÓN

### 2.1. ASIGNACIÓN DE RESERVA:

El derecho de cobro por el término de Asignación de Reserva será calculado con la siguiente fórmula:

$$AR_{u,d} = \sum_{p=1}^P (RAS_{p,u,d} \times PRS_{p,d} + RAB_{p,u,d} \times PRB_{p,d})$$

Donde:

$P$	: Cantidad de periodos $p$ en el día $d$
$p$	: Etapa del PDO
$RAS_{p,u,d}$	: Reserva Asignada a subir y a bajar respectivamente de la URS $u$ en el periodo $p$ , proveniente del Mercado de RSF en el día $d$
$RAB_{p,u,d}$	: Reserva Asignada a subir y a bajar respectivamente de la URS $u$ en el periodo $p$ , proveniente del Mercado de RSF en el día $d$
$PRS_{p,d}^{(1)}$	: Mayor Precio de las Ofertas asignadas a subir y a bajar respectivamente en el periodo $p$ , proveniente del Mercado de RSF, multiplicado por $1/(30 \times P)$
$PRB_{p,d}^{(2)}$	: Menor Precio de las Ofertas asignadas a subir y a bajar respectivamente en el periodo $p$ , proveniente del Mercado de RSF, multiplicado por $1/(30 \times P)$



## 2.2. PAGO POR RESERVA NO SUMINISTRADA:

En el caso de que una URS incurra en Déficit de Reserva, dicho déficit será considerado como una reserva no suministrada en el sistema (RNS). La RNS deberá ser pagado por el titular o el representante de la URS con Déficit de Reserva por cada periodo diario.

El pago por RNS (PRNS) se determina conforme a lo siguiente:

$$PRNS_{u,d} = \sum_{p=1}^P [(DRS_{p,u,d} + DRB_{p,u,d}) \times PrRNS_{p,d}]$$

Donde:

- $P$  : Cantidad de periodos  $p$  en el día  $d$
- $p$  : Etapa del PDO
- $DRS_{p,u,d}$  : Déficit de Reserva a subir y a bajar respectivamente de la URS  $u$  en el periodo  $p$  en el día  $d$
- $DRB_{p,u,d}$  : Déficit de Reserva a bajar y a subir respectivamente de la URS  $u$  en el periodo  $p$  en el día  $d$
- $PrRNS_{p,d}^{(3)}$  : Precios aplicables a la RNS correspondiente al precio límite de Oferta establecido en el numeral 4.1.5, vigente en el periodo  $p$  del día  $d$ , multiplicados por  $1/(30 \times P)$ .

En caso de que, la componente de energía del Costo marginal de corto plazo en el periodo  $p$  del día  $d$  sea mayor a 300 \$/MWh, las variables indicadas en (1), (2) y (3) de los numerales 2.1 y 2.2 del presente anexo, serán reemplazadas por el valor de la componente de energía del Costo marginal de corto plazo de la barra de Santa Rosa 220kV del mismo periodo, multiplicado por  $24/P$ . La información de Costos Marginales de corto plazo se refiere a aquellos que fueron establecidos en el Procedimiento Técnico COES N° 7 "Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo".



## ANEXO V INFORME ANUAL

1. Realizar un estudio anual en el que se detalle lo siguiente:
  - a. Los resultados de la evaluación general del desempeño de la RSF detallada en el numeral 12 del presente Procedimiento.
  - b. Los desvíos de frecuencia admisibles en el SEIN en operación normal y ante grandes perturbaciones (Delta y Delta Máxima). En caso de la determinación del Delta, se tendrá en consideración el límite superior especificado en el literal i) del numeral 7.6.3 del Procedimiento Técnico COES N° 09 "Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN".
  - c. La Reserva total requerida para la RSF, según los criterios detallados en el Anexo II.
  - d. Determinar el porcentaje de participación en la reserva total requerida para RSF correspondiente a cada tipo de generación RER no gestionable.
  - e. Las constantes de ganancia y de tiempo a utilizar en el Regulador Proporcional-Integral del Regulador Maestro del COES, tanto para la configuración de todo el SEIN como para la configuración por áreas geográficas.
  - f. Las constantes de ganancia y de tiempo a utilizar en los reguladores de las URS que estén obligadas a tener capacidad de regulación propia.
  - g. Los factores  $K_{BC}$  que estiman las Características de Frecuencia medias de los Bloques de Control correspondientes al SEIN, las áreas geográficas y las URS que estén obligadas a tener capacidad de regulación propia, tal y como se especifica en el numeral 2 del Anexo I.
  - h. La Característica de Frecuencia mínima en el SEIN, considerando los efectos del comportamiento de la carga y la RPF.
  - i. El precio límite de Oferta aplicables al servicio de RSF.
  - j. La definición de las áreas geográficas predeterminadas, según las cuales estará configurado el programa AGC secundario, como se indica en el Anexo I.
  - k. El nivel de confianza  $p$  para la determinación de la magnitud de Reserva necesaria para la regulación secundaria, según lo establecido en el numeral 2 del Anexo II.
  
2. Este estudio será remitido a OSINERGMIN, conteniendo los valores de las magnitudes mencionadas y, eventualmente, las medidas correctivas necesarias para el correcto desempeño de la RSF.



**ANEXO VI**  
**CONTENIDO DE LA NOTA TECNICA**

1. La Nota Técnica establecerá las especificaciones técnicas necesarias para el funcionamiento de la RSF, en el que se incluirá al menos lo siguiente:
  - a. Los requisitos técnicos para la infraestructura de comunicaciones entre las URS, las unidades de generación y el COES.
  - b. Los umbrales para exigir capacidad de regulación propia a las URS, en términos de tamaño relativo respecto del SEIN.
  - c. El listado de información técnica a suministrar al COES por parte de las URS y de las unidades de generación.
  - d. La especificación del contenido de las pruebas de Calificación para las URS y sus unidades de generación.
  - e. La especificación de la metodología para la asignación conjunta del PDO con la RRSF.
  - f. Las especificaciones técnicas del AGC primario y secundario, sus sistemas informáticos de soporte y sus requisitos de mantenimiento.
  - g. La especificación del filtrado de la señal de ACE antes de pasar por el regulador PI del AGC.
  - h. La lista completa de información a intercambiar entre las URS y el COES.
  - i. La metodología para calcular el incremento de generación que determina la respuesta dinámica teórica de la URS en cada Ciclo de Operación.
  - j. Los valores de las constantes T1 y ER\_MAX utilizadas para el seguimiento de la respuesta de las URS, según lo establecido en el numeral 2 del Anexo III.
  
2. Esta Nota Técnica podrá ser reemplazada de acuerdo con los resultados de evaluación anual que establece el Anexo V, lo cual deberá ser informada previamente por la Dirección Ejecutiva a OSINERGMIN.



**ANEXO VII**  
**PRUEBAS DE CALIFICACION DE LAS URS**

**1. Pruebas de Calificación de las URS**

- 1.1. Se realizarán pruebas obligatorias a evaluar la capacidad de realizar RSF de las URS, en las siguientes condiciones:
  - a. Cada vez que el titular de la URS solicite la Calificación por primera vez o cuando se solicite la adición de unidades de generación a una URS calificada.
  - b. Las URS, cuyas pruebas posean una antigüedad mayor de cuatro (4) años.
  - c. Cuando el COES lo considere necesario, conforme al numeral 7.
- 1.2. Para todos los casos, el costo de estas pruebas será asumido por el titular de la URS que solicita la Calificación. El incumplimiento de estas pruebas obligatorias originará la pérdida de la Calificación.
- 1.3. La especificación de las pruebas de Calificación de las URS dependiendo del tipo de control de sus unidades de generación, será elaborada por el COES conforme la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI. El cual incluirá al menos las siguientes pruebas de las unidades de generación:
  - a. Velocidad de toma de carga y descarga de las unidades generación de la URS en control individual o control conjunto (centralizado).
  - b. Pruebas de integración y respuesta al mando remoto.

**2. Las pruebas de velocidad de toma de carga consistirán por lo menos en lo siguiente:**

- 2.1. Se tomará como banda(s) de potencia a comprobar, las que fueron declarados en cada unidad de generación como útil para regulación secundaria. Para cada una de las bandas se aplicarán los numerales 2.2 y 2.3 siguientes.
- 2.2. Posicionado cada unidad de generación en el límite inferior de la banda, se dará orden remota de subir hasta el límite superior, midiendo en cada una el tiempo que la unidad de generación tarda en subir potencia, y el tiempo que tarde en alcanzar el límite superior, calculando así, el gradiente de toma de carga a subir.
- 2.3. Posicionando cada unidad de generación en el límite superior de la banda, el COES dará orden remota de bajar hasta el límite inferior, midiendo en cada una, el tiempo que la unidad de generación tarda en bajar potencia, y el tiempo que tarda en alcanzar el límite inferior, calculando así el gradiente de toma de carga a bajar.
- 2.4. Se comprobará que el tiempo de comienzo de respuesta de las unidades de generación de la URS, tanto a subir como a bajar, no sea superior a diez (10) segundos.
- 2.5. Se comprobará que los gradientes de toma de carga tanto a subir como a bajar en las unidades de generación de la URS en control individual o control conjunto, superen los mínimos valores establecidos en la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI.
- 2.6. Para cada unidad de generación, los límites de la Banda de potencia declarada, en la que se cumpla las pruebas de los literales anteriores, constituirán los valores de límite superior regulante y límite inferior regulante.
- 2.7. El registro del resultado de las pruebas será responsabilidad del COES, utilizando la información que reciba desde la URS en el programa AGC durante el desarrollo de las mismas, teniendo en cuenta lo siguiente:
  - a. La Banda de potencia establecida para la URS, será la suma de las Bandas de potencia de cada unidad de generación perteneciente a la URS.
  - b. En caso alguna de las unidades que componen la URS no se encuentre en posibilidad de prestar el servicio de RSF, la Banda de potencia de la URS será la suma de las Bandas de potencia del resto de unidades.
- 2.8. Luego del desarrollo de las pruebas, el COES tendrá un plazo máximo de diez (10)



días hábiles para informar el resultado de estas mediante un informe.

- 2.9. La empresa que solicita la calificación de la URS tendrá un plazo de diez (10) días hábiles para presentar observaciones al informe del COES tras la recepción del mismo, las mismas que deberán ser absueltas por el COES en un plazo de diez (10) días hábiles, dando como resultado una calificación final de apta o no apta para la URS.



## MODIFICACION DEL GLOSARIO

### GLOSARIO

**Reserva para regulación secundaria de frecuencia (RRSF):** Margen de reserva rotante en unidades o centrales calificadas para este propósito y que responden a variaciones de generación por regulación automática o manual y sostenible al menos durante 30 minutos. *Se compone de una RRSF a subir, y una RRSF a bajar.*



## **ANEXO B**

## **SUBSANACIÓN A LAS OBSERVACIONES DE OSINERGMIN A LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES N°22 “RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA”**

### **CONTENIDO**

<b>1. OBSERVACIONES GENERALES .....</b>	<b>3</b>
<b>Observación 1 .....</b>	<b>3</b>
<b>Observación 2 .....</b>	<b>4</b>
<b>Observación 3 .....</b>	<b>5</b>
<b>Observación 4 .....</b>	<b>5</b>
<b>Observación 5 .....</b>	<b>6</b>
<b>Observación 6 .....</b>	<b>7</b>
<b>Observación 7 .....</b>	<b>10</b>
<b>Observación 8 .....</b>	<b>10</b>
<b>Observación 9 .....</b>	<b>20</b>
<b>2. OBSERVACIONES AL “INFORME TÉCNICO ECONOMICO Y LEGAL” QUE     SUSTENTA LA PROPUESTA DEL COES DE MODIFICACION DEL PR-22 .....</b>	<b>24</b>
<b>Observación 10 .....</b>	<b>24</b>
<b>Observación 11 .....</b>	<b>25</b>
<b>Observación 12 .....</b>	<b>28</b>
<b>Observación 13 .....</b>	<b>31</b>
<b>Observación 14 .....</b>	<b>31</b>
<b>Observación 15 .....</b>	<b>33</b>
<b>Observación 16 .....</b>	<b>34</b>
<b>Observación 17 .....</b>	<b>40</b>
<b>Observación 18 .....</b>	<b>41</b>
<b>Observación 19 .....</b>	<b>41</b>
<b>Observación 20 .....</b>	<b>43</b>
<b>Observación 21 .....</b>	<b>44</b>
<b>Observación 22 .....</b>	<b>45</b>

3. OBSERVACIONES A LA PROPUESTA DE MODIFICACION DEL PR-22.....	45
<b>Observación 23</b> .....	45
<b>Observación 24</b> .....	46
<b>Observación 25</b> .....	46
<b>Observación 26</b> .....	47
<b>Observación 27</b> .....	48
<b>Observación 28</b> .....	48
<b>Observación 29</b> .....	49
4. CONCLUSIONES DEL COES .....	49

## 1. OBSERVACIONES GENERALES

### Observación 1

#### Comentario Osinergmin

Se debe incluir en la propuesta de modificación del PR-22 un cuadro comparativo entre el PR-22 vigente y la propuesta de modificación, solo de los numerales que forman parte de la propuesta de modificación.

#### Respuesta

A continuación, se detallan los títulos del procedimiento vigente y procedimiento propuesto indicando los casos en los que se incorporó cambios:

**Tabla 01:** Índice del Procedimiento Técnico N°22 Vigente

Índice Procedimiento Técnico COES N°22 Vigente	Comparativo
1. Objetivo	Similar
2. Base Legal	Similar
3. Productos	Se movio a otro numeral
4. Abreviaturas y Definiciones	Se movio a otro numeral
5. Criterios para la Prestación de Servicio	Se movio a otro numeral
6. Responsabilidades	Se movio a otro numeral
6.1 Del COES	Se movio a otro numeral
6.2 De los Integrantes del COES	Se movio a otro numeral
6.3 De las URS	Se movio a otro numeral
7. Calificación de Recursos para la Provisión del Servicio	Similar
7.1. Existirán dos niveles de calificación	Similar
7.2. Requisitos para la calificación de las URS	Similar
7.3. Requisitos para la calificación de las Unidades de Generación	Similar
7.4. Proceso de Calificación de las URS	Similar
7.5. Proceso de Calificación de una Unidad de Generación	Similar
7.6. Pruebas de Calificación para Unidades de Generación	Similar
8. Determinación de la Reserva Total	Similar
9. Asignación de Servicio de Regulación Secundaria	Similar
10. Seguimiento del Servicio en Tiempo Real	Similar
11. Liquidación del Servicio	Similar
12. Evaluación del Servicio	Similar
13. Disposiciones Transitorias	Eliminado
14. ANEXOS	Se movio a otro numeral
I. Metodología de prestación del servicio mediante un AGC	Similar
1. Criterios Generales	Similar
2. Cálculo del requerimiento total	Similar
3. Cálculo del requerimiento para cada URS	Similar
4. Operación por áreas geográficas	Similar
5. Información a intercambiar en tiempo real	Similar
II. Metodología para determinar la reserva total	Similar
1. Criterios Generales	Similar
2. Metodología	Similar
III. Metodología para el seguimiento en tiempo real	Modificado
1. Seguimiento del volumen de reserva	Modificado
2. Seguimiento de la respuesta	Similar
IV. Metodología para el cálculo de las liquidaciones económicas del servicio de RS	Similar
1. Estructura general de la liquidación	Similar
2. Términos de la liquidación	Similar
2.1 Costo de Oportunidad	Similar
2.2 Asignación de Reserva	Similar
2.3 Término por Superávit de Reserva	Similar



**Tabla 02:** Índice del Procedimiento Técnico N°22 Propuesto

Índice Procedimiento Técnico COES N°22 propuesto	Comparativo
1. Objetivo	Similar
2. Base Legal	Similar
3. Abreviaturas y Definiciones	Se movió a otro numeral
4. Productos	Se movió a otro numeral
5. Obligaciones	Se movió a otro numeral
5.1 Del COES	Se movió a otro numeral
5.2 De los titulares de las URS	Se movió a otro numeral
6. Criterios para la prestación del servicio	Se movió a otro numeral
7. Calificación de recursos para la provisión del servicio de RSF	Similar
7.1 Requisitos para la Calificación de las URS	Similar
7.2 Proceso de Calificación de las URS	Similar
8. Determinación de la RRSF total	Similar
9. Asignación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia	Similar
10. Seguimiento del servicio de RSF en tiempo real	Similar
11. Liquidación del Servicio	Similar
12. Evaluación global del servicio	Similar
13. Anexos	Se movió a otro numeral
I. Metodología de prestación del servicio mediante un AGC	Similar
1. Criterios Generales	Similar
2. Cálculo del requerimiento total	Similar
3. Cálculo del requerimiento para cada URS	Similar
4. Operación por áreas geográficas	Similar
5. Información a Intercambiar en tiempo real	Similar
II. Metodología para determinar la reserva total	Similar
1. Criterios Generales	Similar
2. Metodología	Similar
III. Metodología para el seguimiento de la reserva	Modificado
1. Cálculo del volumen de reserva	Modificado
2. Seguimiento de la respuesta	Similar
IV. Metodología para el cálculo de las liquidaciones económicas del servicio de RS	Similar
1. Estructura General de la liquidación	Similar
2. Términos de la liquidación	Similar
2.1 Asignación de Reserva	Similar
2.2 Pago por Reserva no Suministrada	Similar
V. Estudio Anual	Incorporado
VI. Contenido de la Nota Técnica	Incorporado
VII. Pruebas de Calificación de las URS	Incorporado
1. Pruebas de Calificación de las URS	Incorporado
2. Las pruebas de velocidad de toma de carga consistirán por lo menos en lo siguiente	Incorporado

## Observación 2

### Comentario Osinergmin

#### Eliminación de la Provisión Base y las subastas

No se adjunta el modelo realizado en GAMS con el cual se realizaron las simulaciones para la evaluación de Riesgo a fin de evaluar las diferencias entre un mercado exclusivamente para la provisión Base o un basado completamente en mercados de Ajuste. Así mismo, no se indican los datos de entrada usados dentro del modelo para la optimización tales como: Costos de Combustible, CVNC y Costos de Regulación Secundaria de Frecuencia declarados en las ofertas.

#### Respuesta

El COES alcanzará a Osinergmin el modelo en GAMS dentro de los parámetros de confidencialidad establecidos en el "Procedimiento para la determinación, registro y resguardo de información confidencial", aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 202-2010-OS/CD de fecha 26/07/2010



Los datos utilizados para el modelo fueron de conocimiento público, y se encuentran disponibles en el portal web del COES como parte de la programación diaria y en el portal web de Osinergmin:

- Ofertas de RSF (precio y cantidad): del 01/08/2016 al 25/06/2018
- Reserva asignada por el COES: del 01/01/2017 al 31/12/2017
- Fijación Tarifaria publicado por Osinergmin

### Observación 3

#### Comentario Osinergmin

##### Eliminación del término de liquidación Déficit y Superávit

No se adjuntan los cálculos a los que hacen referencia en su análisis para la eliminación de los términos de liquidación Déficit y superávit, para luego ser reemplazados únicamente por la Reserva no Suministrada. Así mismo, no se muestran las comparaciones numéricas, a fin de evaluar los efectos que conlleva cambiar la metodología para el cálculo de liquidaciones.

#### Respuesta

Ver respuesta a Observación N° 11



### Observación 4

#### Comentario Osinergmin

##### Requisito de contar con regulación automática de frecuencia propia

Indicar el sustento por el cual se propone que las URS que deban tener regulación propia deban ser mayor a 45 MW, y porque no un límite inferior diferente al propuesto.

#### Respuesta

Dado que esta característica busca dar confiabilidad al sistema de regulación secundaria de frecuencia ante posible pérdida del AGC, es necesario que el valor umbral de exigencia para que una URS cuente con capacidad de regulación propia sea un valor fijo respecto al tamaño del SEIN.

En ese sentido, de acuerdo con las bandas disponibles de regulación de las centrales en el SEIN (Tabla 1), el valor umbral de exigencia es determinado como el menor valor entre las bandas promedio de las centrales Hidroeléctricas y Termoeléctricas, a fin de que se asegure que cualquier central que eventualmente se convierta en una URS calificada, cuente con regulación de propia.

De la Tabla 1, se obtiene que el menor valor promedio de banda disponible es 90.97 MW, que equivale a una variación de regulación de +- 45 MW, por tal razón, el criterio de exigencia para que una URS deba tener capacidad de regulación propia es como sigue:

- “7.1.8. Las URS cuyo margen de regulación sea mayor al mínimo de: 1) 45 MW y 2) el 50% de la RRSF del SEIN, deberán tener capacidad de regulación propia. Esta capacidad de la URS deberá poder activarse en caso el COES lo requiera ante cualquier eventualidad que indisponga al AGC.”

**Tabla 03:** Banda disponible para centrales de generación

CENTRAL TERMoeLECTRICAS	BANDA DISPONIBLE	CENTRAL HIDROELECTRICAS	BANDA DISPONIBLE
AGUAYTIA TG 1 - GAS	29.05	EL PLATANAL	88.66
AGUAYTIA TG 2 - GAS	26.00	CHIMAY	63.00
CHILCA1 CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	505.18	YANANGO	32.80
CHILCA2 CCOMB TG41 - GAS	47.79	CHARCANI V	99.99
CTNEPITG41D2	67.19	MACHUPICCHU	79.80
CTNEPITG42D2	64.64	MACHUPICCHU2	59.86
CTNEPITG43D2	65.02	MANTARO	440.48
FENIX CCOMB GT11 & GT12 - GAS	176.19	RESTITUCIÓN	109.04
INDEPENDENCIA GAS	17.30	CHAGLLA	181.80
KALLPA CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS	350.42	HUANZA	92.62
LFLORES TG1 GAS	95.43	HUINCO	191.00
MALACAS1 TG 6 - GAS	25.68	MATUCANA	97.60
MALACAS2 TG 4 - GAS CON H2O	80.95	MOYOPAMPA	48.00
MALACAS3 TG 5 - D2	87.46	QUITARACSA	88.00
OLLEROS CCOMB TG1 - GAS	78.32	YUNCÁN	88.76
OQUENDO TG1 - GAS	25.90	SANTA TERESA	78.00
PTO_BRVO TG1 - D2	83.35	CERRO DEL AGUILA	365.70
PTO_BRVO TG2 - D2	84.43	CARHUAQUERO	66.21
PTO_BRVO TG3 - D2	83.25	CAÑÓN DEL PATO	113.49
PTO_BRVO TG4 - D2	84.24	SAN GABÁN II	116.20
RECKA TG1 - D2	107.45	CAHUA	32.50
RF ETEN TG1 - D2	162.65	CHEVES	152.60
RF ILO2 TG1 - D2	102.13	MALPASO	24.02
RF ILO2 TG2 - D2	100.65	YAUPI	97.42
RF ILO2 TG3 - D2	101.35	<b>VALOR MEDIO</b>	<b>116.98</b>
RF PTO MALDONADO - D2	13.85		
RF PUCALLPA - D2	30.10		
STA ROSA UTI 5 - D2	15.83		
STA ROSA UTI 6 - D2	17.79		
STA ROSA WEST TG7 - GAS CON H2O	55.01		
STAROSA TG8 GAS	54.79		
TUMBES - R6	12.55		
VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS	150.03		
<b>VALOR MEDIO</b>	<b>90.97</b>		

## Observación 5

### Comentario Osinergmin

Requisito de contar con una banda mínima de regulación para la RSF

Sustentar como se determina que la banda mínima de potencia por unidad de generación deba de ser un valor mayor a 12 MW y porque no un límite inferior diferente a este.

### Respuesta

El criterio de ajuste para este parámetro está relacionado con la experiencia que se ha tenido en la operación de la función LFC (Load Frequency Control) del sistema SCADA, para controlar la mínima variación de potencia de las unidades que regulan la frecuencia.

El valor se sustenta, en que el menor valor posible de cambio de potencia que se envía a cada unidad que está bajo control del AGC es de 0.5 MW, cuando variación de frecuencia



filtrada este fuera de la banda muerta (0.015 Hz), por lo tanto, considerando que el sistema tiene una característica de alrededor de 700 MW/Hz, entonces el número de grupos requeridos para atender esa característica considerando que pueden recibir un cambio de potencia de 0.5 MW es igual a  $0.015\text{Hz} \times 700\text{MW/Hz} \div 0.5\text{MW} = 21$  Grupos. En ese sentido, considerando las estadísticas de reserva de los últimos años, como se muestra en la Tabla 1, podemos obtener la evolución anual de la reserva mínima por cada grupo:

**Tabla 04:** Banda disponible total de centrales de generación por año

Año	Reserva Secundaria	Numero de Grupos	Margen de Reserva mínima por Grupo
2016	120	21	5.71
2017	130	21	6.19
2018	142	21	6.76
2019	149	21	7.10

De la Tabla 1 se obtiene que el valor promedio del margen de reserva mínimo por grupo es 6.44 MW, por lo tanto, el valor propuesto de 6 MW, que equivale a un margen total de 12 MW por grupo, es adecuado para el sistema.

Utilizar potencias menores provocaría que el AGC intente enviar deltas de potencia muy pequeñas a estas URS y medir su respuesta para evaluar su cumplimiento, sin embargo, las mismas podrían verse distorsionadas por los errores propios de los dispositivos de medición, obteniéndose en esos casos resultados erróneos.

## Observación 6

### Comentario Osinergmin

#### Calificación de recursos para la provisión del Servicio de RSF

- En el numeral 7.1.3, sustentar el motivo por el cual la necesidad de que la gradiente de toma de carga y descarga deban ser superiores a 8 MW.
- En el numeral 7.1.4., se hace referencia a los requisitos que deban cumplir las URS especificadas en el numeral 6.3.22.; sin embargo, este numeral no existe

### Respuesta

Primer Punto:

La gradiente de toma de carga y descarga es la tasa de variación mínima requerida en MW/min para cada unidad de generación que participe en la prestación del servicio de RSF, con el objetivo de responder a las variaciones más rápidas de carga en el sistema.

El ajuste de este parámetro se fundamenta en la máxima velocidad de cambio de carga del sistema y el mínimo número de unidades posibles requeridas en los períodos del día donde se presente la máxima velocidad de variación de carga.

Para el caso de la máxima velocidad de cambio de carga del sistema, esta se presenta ante la toma de carga de los hornos eléctricos de Sider Perú (35 MW) y Aceros Arequipa (80 MW), en periodos cortos (aproximadamente 5 min), para lo cual debe garantizarse que las



unidades que estén prestando el servicio tengan la capacidad de responder a dicha exigencia. En nuestro caso y según nuestra experiencia, el mayor cambio de carga será la coincidencia de los hornos eléctricos, es decir de 115 MW en 5 min, con lo cual la velocidad de respuesta del conjunto de unidades bajo AGC deberá ser al menos de 23 MW/min para cubrir esta variación de carga.

Por otro lado, desde el ingreso en operación del AGC, la reserva total de RSF ha tenido valores superiores a +-100 MW (ver Tabla 5) y, conforme al parque generador disponible en el SEIN (ver Tabla 6), podemos asegurar que como mínimo se necesitan tres unidades de generación bajo control del AGC para cubrir la reserva total de RSF, ya que la unidad de generación con mayor Banda total a Subir es de 51.5 MW (C.H. CDA, Ver Tabla 6).

**Tabla 05:** Reserva Secundaria – 2016 a 2019

<b>Año</b>	<b>Desviaciones Positivas (MW) Reserva Secundaria a bajar</b>	<b>Desviaciones Negativas (MW) Reserva Secundaria a subir</b>
2016	120	120
2017	130	130
2018	142	142
2019	149	149



**Tabla 06:** Capacidad Reserva Secundaria por unidad – 2019

Empresa	Central	URS	Unidad	Regulación		
				Min	Max	Banda Total
Termochilca	C.T. Olleros	URS-TCH-001	TG1	150	195	45
Celepsa	C.H. Platanal	URS-CLP-001	G1	20	107	87
			G2	20	107	87
Enel Generación	C.H. Huinco	URS-ENL-001	G1	20	65	45
			G2	20	65	45
			G3	20	69	49
			G4	20	69	49
	C.H. Matucana	URS-ENL-002	G1	20	66.5	46.5
			G2	20	68.5	48.5
ENGIE	C.T. Chilca 1	URS-ENG-001	TG1	88.9	162.2	73.3
			TG2	88.9	162.2	73.3
			TG3	88.9	162.2	73.3
			TV1	133.3	243.3	73.3
Kallpa Generación	C.H. CDA	URS-KAL-003	G1	62	165	103
			G2	62	165	103
			G3	62	165	103
	Kallpa	URS-KAL-001	TG1	117.8	184.4	66.7
			TG2	117.8	184.4	66.7
			TG3	117.8	184.4	66.7
			TV1	176.7	276.7	100.0
C.T. Flores	URS-KAL-002	TG1	105.7	185.14	79.44	
Orazul Energy	C.T. Cañon del Pato	URS-EGN-001	G1	26	41	15
			G2	25	42	17
			G3	26	41.2	15.2
			G4	25.7	41.7	16
			G5	26	41.5	15.5
			G6	25	42	17
	C.T. Carhuaquero	URS-EGN-002	G1	10.5	29	18.5
G2			10	29.5	19.5	
Statkraft	C.H. Yaupi	URS-STK-001	CH1	2.0	21.0	19.0
			CH2	2.0	21.0	19.0
			CH3	2.0	21.0	19.0
			CH4	2.0	21.0	19.0
			CH5	2.0	21.0	19.0
	C.H. Malpaso	URS-STK-002	CH1	4.0	10.0	6.0
			CH2	4.0	10.0	6.0
			CH3	4.0	10.0	6.0
			CH4	4.0	10.0	6.0
	C.H. Cahua	URS-STK-003	CH1	5.0	24.0	19.0
			CH2	5.0	24.0	19.0
	C.H. Cheves	URS-STK-004	G1	25	85	60
			G2	25	85	60



Por tal motivo, para garantizar 23 MW/min de velocidad de respuesta del conjunto de unidades bajo AGC y considerando que al menos se necesitarían tres unidades de generación bajo control del AGC para suplir la RSF necesaria, es necesario que la gradiente de toma de carga y descarga por cada unidad de generación disponible sea al menos de 8 MW/min.

A fin de aclarar este punto, se modificó el numeral 7.1.3. tal como sigue:

*“7.1.3. La unidad o unidades de generación con las que dispone una URS, deberán cumplir al menos los siguientes requisitos:*

- a. Tener capacidad de recibir consignas mediante un mando remoto.*
- b. Contar con una Banda de potencia en la que pueda responder a consignas tanto a subir como a bajar generación.*
- c. Tener capacidad de responder a las consignas enviadas en menos de diez (10) segundos.*
- d. Las gradientes de toma de carga y descarga por unidad de generación superiores a 8 MW/min y en el caso de ciclos combinados la suma de las gradientes de las tomas de carga y descargas superiores a 16 MW/min.”*

Segundo Punto:

El numeral al que hace referencia Osinergmin es el 7.1.5 donde se indica lo siguiente:

7.1.5. *La URS debe contar con una respuesta suficientes tal que cumpla con el requisito especificada en el numeral 6.3.22.*

Debe decir:

7.1.5. *La URS debe contar con una respuesta suficiente tal que cumpla con el requisito especificado en el numeral **6.3.2**.*

## Observación 7

### Comentario Osinergmin

#### Asignación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

Indicar porque no se considera la posibilidad de establecer precios diferenciados para la Reserva a subir y la Reserva a bajar dentro de cada bloque horario.

### Respuesta

La propuesta de modificación del Procedimiento Técnico COES N°22 no restringe el establecimiento de precios diferenciados para la reserva a subir y la reserva a bajar y por bloque horario. Más aun a la fecha tenemos casos donde se oferta para el mercado de Ajuste más de un bloque diario.

En línea con lo expuesto, se está mejorando la redacción del procedimiento para que se entienda mejor que la liquidación de las ofertas pueden ser tanto para subir o para bajar RSF y, en el caso de la Reserva Asignada, el precio máximo de las Ofertas a subir y bajar de RSF no será diaria sino por periodos de oferta.

## Observación 8

### Comentario Osinergmin

#### Reconocimiento del Costo de Oportunidad para las URS que realizaron la RSF

Se sugiere que la propuesta considere una modificación en el cálculo del Costo de Oportunidad (en adelante CO), debido a los beneficios que obtienen las URS hidráulicas respecto a todas las demás centrales en los periodos en los que la generación de la URS en el despacho con RSF es mayor a la del despacho sin RSF.

Por ejemplo, considerando que el CO para todas las URS debería ser calculado como sigue:

$$\text{Cálculo del Costo de Oportunidad} = E1 \times CMg - E2 \times CMg$$



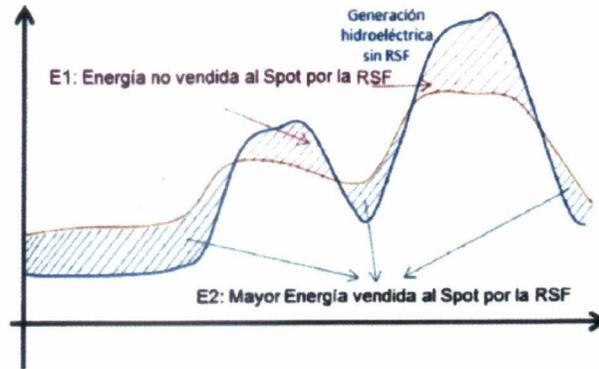


Figura 01: Registro gráfico presentado por OSINERGMIN

### Respuesta

Para responder esta observación, como primer paso se va a describir el concepto de CO, luego se analizará la recomendación de Osinergmin, la problemática actual y, posteriormente, se evaluará una mejora al actual cálculo; finalmente se propone un nuevo esquema de costo de la RSF.

#### a) Descripción del Costo de Oportunidad

Para mayor simplicidad, el análisis se realizará sobre la base de la Figura 02, la cual es equivalente a la Figura 01 presentada por OSINERGMIN, donde las energías E1 y E2 de la Figura 01 son equivalentes a la energía que representan las zonas A y B respectivamente de la Figura 02.

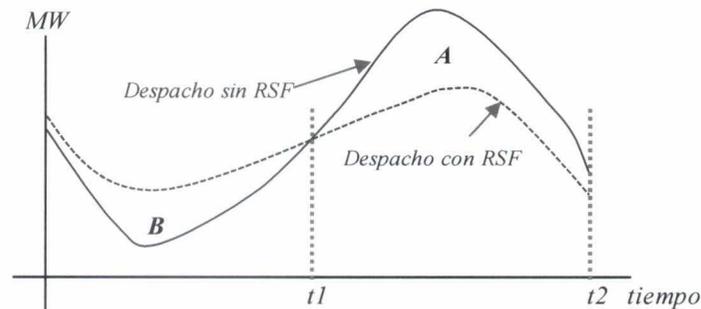


Figura 02: Curva de despacho con y sin asignación de RSF

La curva discontinua de la Figura 02 representa el despacho de una URS hidroeléctrica con asignación de RSF (programa diario de operación-PDO) y la curva continua representa el despacho sin la asignación de RSF.

En el periodo comprendido entre  $t_1$  y  $t_2$  (periodo que le corresponde a la zona A), la URS debería operar de acuerdo con la curva continua, no obstante, lo hace según la curva punteada debido a la asignación de RSF que limita su generación.

En el supuesto que el Costo marginal de corto plazo (en adelante  $C_{mg}$ ) a lo largo de la zona A sea mayor al de la zona B, el generador se perjudicaría al tener limitada su producción, por ello, se hace necesaria la compensación a esta central mediante el CO.

Según la metodología del procedimiento, para los casos en que la generación de la URS sin RSF es mayor que su generación con RSF (zona A), el CO está dado por la diferencia de ambos despachos (en etapas media horarias) multiplicado por la diferencia del CMg y el costo variable de las unidades de generación que conforman la URS, en cualquier otro caso el CO será igual a cero.

$$(\text{Despacho sin RSF} - \text{Despacho con RSF}) * (\text{CMg} - \text{CV})$$

b) Análisis de la Recomendación de Osinergmin

Osinergmin comenta que las URS hidráulicas tienen mayor beneficio respecto a las demás centrales, en los periodos en que su generación del despacho con RSF es mayor al de su despacho sin RSF, como se ejemplifica en la Figura 02, la URS hidráulica obtiene ingresos por la energía indicada en la zona B aun cuando es una energía que no habría generado de no estar prestado el servicio de RSF; por tanto, concordamos con Osinergmin que esta energía debería descontarse en el cálculo del CO de acuerdo con la formulación siguiente:

$$\text{Costo de Oportunidad} = \text{Costo A} - \text{Costo B};$$

Donde:  $\text{costo A} = \text{energía (A)} * (\text{CMg}_A - \text{CV})$   
 $\text{costo B} = \text{energía (B)} * (\text{CMg}_B - \text{CV})$

A continuación, se describe los inconvenientes que se presentan en la determinación del CO considerando el criterio planteado por OSINERGMIN, que hacen que se presenten diversos frentes de inconsistencia en los cálculos los cuales hacen poco predecible los resultados que se obtendrían.

c) Problemática presentada en el cálculo del CO

Abordaremos algunas de los problemas que se presentan en el proceso de cálculo del CO para su correspondiente análisis. Para facilidad de la comprensión del problema, consideraremos que el Costo Variable las centrales hidráulicas (CV) es igual a cero. Con esta consideración, la formulación de los costos indicados en el literal b) anterior quedarían de la siguiente forma:

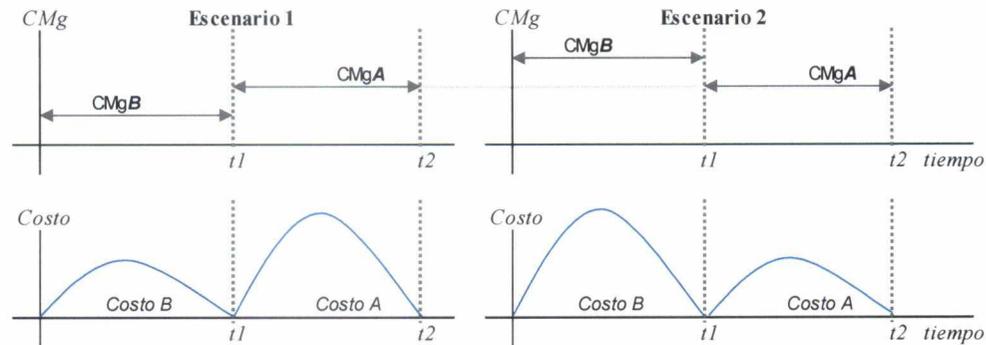
$$\text{costo A} = \text{energía (A)} * \text{CMg}_A$$

$$\text{costo B} = \text{energía (B)} * \text{CMg}_B$$



i) Influencia del Costo Marginal

Consideramos que la energía diaria de una central hidroeléctrica es igual para los despachos con y sin RSF. De la Figura 02 podemos indicar que la energía en la zona A (energía almacenada) es igual a la energía de la zona B (energía generada). De acuerdo con la sugerencia de Osinergmin, el CO debe reconocer el perjuicio sufrido (energía de la zona A), descontando el beneficio obtenido (energía de la zona B), para ello mostraremos dos escenarios posibles (Figura 03):



**Figura 03:** Representación de escenarios posibles

El escenario 1 representa una operación acorde con el despacho programado típico, en donde el CMgA en horas de mayor demanda es superior al CMgB. Dado que las energías representadas por las zonas A y B de la Figura 2 son iguales, se obtiene un CO positivo, consecuentemente, el generador debería ser reconocido. Sin embargo, en el escenario 2 por diversos motivos el CMgB puede resultar mayor al CMgA y como resultado se obtiene un CO negativo. El escenario 2 se puede dar por diferentes circunstancias: contingencia de generación, variación imprevista de la demanda, variación de producción de las centrales RER, entre otros.

En conclusión, el CO sugerido por Osinergmin funcionaría siempre y cuando se den las condiciones del escenario 1, sin embargo, bajo las condiciones del escenario 2 el CO resultaría en un agravio para el generador debido a que este CO sería negativo.

#### ii) Influencia de la Energía

Revisando algunos casos, tenemos aquel en donde el costo marginal durante un día operativo se mantiene constante, por lo general en los periodos de estiaje (ver figura 04). En estos casos no debería existir el reconocimiento del CO, ya que la energía de una central de generación tiene el mismo valor en cualquier periodo del día.

Sin embargo, la energía de los despachos con y sin RSF no siempre son iguales, comúnmente en el despacho sin RSF una central de generación al no tener ninguna limitación agota su recurso energético; sin embargo, en el despacho con RSF, por mantener el margen de RSF la URS hidráulica no usa todo el recurso energético (en caso de una hidráulica lo almacena para el siguiente día). Queda claro que, en referencia a la Figura 02, hay escenarios en los cuales la energía en la zona A es mayor al de la zona B. En esta condición, la propuesta de Osinergmin no resuelve el problema ya que el generador obtendría un CO aun cuando no habría una pérdida de oportunidad por precio ni por energía.



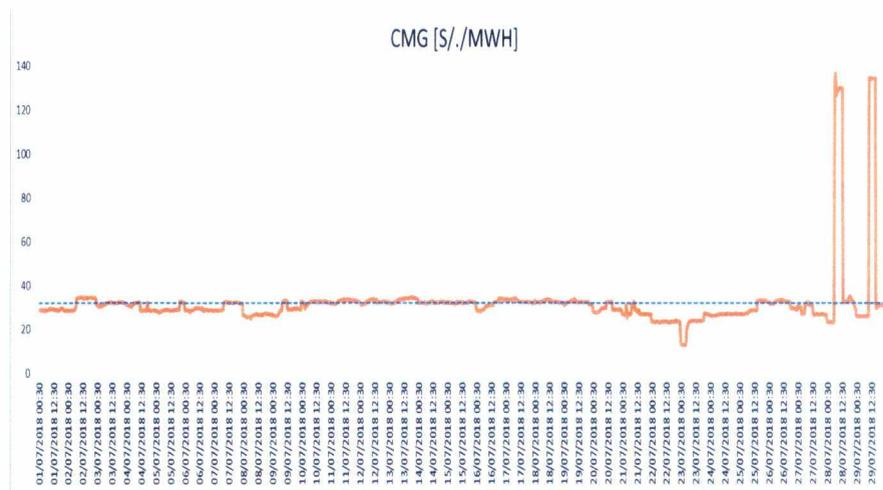


Figura 04: Costo marginal de julio 2018

iii) Traslado de la Energía diaria

La energía no generada de los escenarios en los cuales la energía en la zona A es mayor al de la zona B, indicada en el punto anterior, no se pierde y se almacenada para ser usada posteriormente, por ejemplo, en el programa diario del siguiente día. Dado que la energía no generada es compensada por CO, el generador no debería obtener beneficios adicionales de ella, sin embargo, dispone de esta energía generándose indebidamente un doble beneficio.

iv) Impacto de los Reprogramas

Cada reprograma diario de operación (RDO) es vigente a partir de su emisión y cada uno de ellos tendrá un CO asociado (CO 1, CO 2 y CO 3), ver el primer gráfico de la figura 05. La vigencia de los RDOs culmina al inicio del siguiente reprograma (en caso del último RDO al finalizar el día operativo), por ejemplo, el RDO 2 es vigente entre t1 y t2.

El CO diario de una unidad de generación se calcula como la suma de los CO en su periodo de vigencia, ver segundo gráfico de la figura 05.

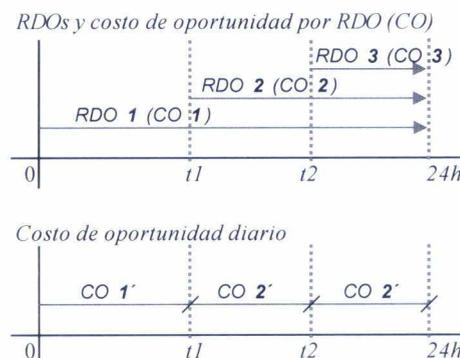


Figura 05: Relación entre el CO y los RDO



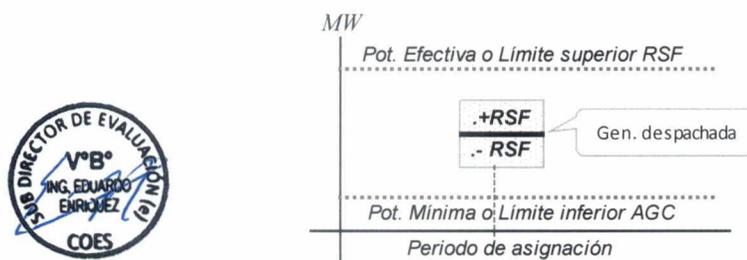
Cabe indicar que, la optimización de los RDOs no se encuentra acoplada, en consecuencia, situaciones en los RDOs 2 y 3 podría estar alejada de los resultados del RDO 1. Lo indicado tiene influencia en el CO diario total, ya que el CO 1 puede concentrarse total o parcialmente en el CO 1', lo mismo sucede en 2. Como

ejemplo, podemos citar el problema de traslado de energía entre reprogramas del cual se obtiene sobre beneficios.

v) Periodos de asignación de RSF

El modelo de despacho económico no necesariamente asigna la RSF durante las 24 horas o todo el periodo que despachada, por el contrario, esta podría darse para periodos puntuales. En este caso, de acuerdo con el comentario de Osinergmin respecto al beneficio de las URS hidráulicas pierde sentido, ya que no se tiene certidumbre de los periodos beneficiados.

Asimismo, en los periodos de asignación del despacho que no ocasione ninguna limitación al generador, este no debería percibir el beneficio de CO dado que su producción más su RSF no se encuentra restringido por los límites (ver figura 06). En estos casos la propuesta actual y la de Osinergmin no son adecuadas.



**Figura 06:** Ejemplo de asignación de RSF por periodos

vi) Desviaciones de los despachos con RSF y sin RSF

La asignación de RSF en el despacho requiere que la producción de las unidades de generación mantenga el margen de RSF para el sistema durante las 24h, lo que ocasiona que haya una generación disponible no utilizada, en cambio, el despacho sin RSF, puede hacer uso de la misma; en consecuencia, el margen de RSF mencionado puede originar que ambos despachos sean relativamente diferentes, por ejemplo, una central de generación podría despachar en periodos distintos e inclusive no estar presente en el caso sin RSF, en esta situación la comparación entre ambos despachos no es la más idónea.

Todo este esquema descrito ha provocado que en muchos casos los titulares de algunas URS declaren precios iguales a cero como costo del servicio ya que han encontrado que el reconocimiento del CO es muy superior a sus propios costos, lo cual crea una distorsión en el despacho, ya que la co-optimización no valora adecuada el pago de este servicio al "ver" que la reserva para RSF cuesta cero cuando en realidad existe un pago mayor que es el CO, el cual no es posible de incluir en el modelo de optimización.

d) Mejora del CO y evaluación a la propuesta de Osinergmin

Una alternativa para mejorar el cálculo y tener una adecuada aproximación del CO involucra evaluar individualmente cada URS, para ello el despacho sin RSF de la URS en cuestión se realizará sin considerar su oferta de RSF y se mantendrá las ofertas del resto de URS, el CO se obtendría en base al despacho sin RSF por URS versus el despacho con

RSF del total de URS. Con esta alternativa el proceso debe repetirse por cada URS que haya brindado el servicio durante el día. Actualmente se tiene un promedio entre tres (03) y cuatro (04) reprogramas por día y por cada uno de los reprogramas se tendrá un despacho sin RSF por URS, cabe indicar que, el número de escenarios se multiplicará significativamente.

Con la alternativa indicada se tendrá una mejor aproximación al CO de las URS y se aminorará la problemática descrita en el literal c) de esta sección. Cabe indicar que, aun aplicándose esta metodología, no se elimina en su totalidad la problemática indicada del CO de las centrales hidráulicas y sería necesario establecer su tratamiento.

La sugerencia planteada por Osinergmin de reducir el beneficio obtenido por las URS hidráulicas podría funcionar considerando las mejoras planteadas para el cálculo del CO; sin embargo, la problemática aún persiste, aunque disminuida e inclusive se puede presentar una combinación de las mismas. Actualmente se tiene un promedio entre tres (03) y cuatro (04) reprogramas por día y por cada uno de los reprogramas se tendrá un despacho sin RSF por unidad de generación, cabe indicar que, el número de escenarios se multiplicará significativamente. Esta alternativa es poco factible ya que la cantidad de casos e información a procesar es excesiva.

e) Nuevo Esquema de Costo de RSF



El CO vigente en el PR-22 fue conceptualizado en un marco donde aún no existían URS que pueda brindar el servicio. Dicho esquema intentaba promover este servicio y garantizar sus ingresos en caso se vean perjudicados por disminuir su potencia para brindar RSF. Actualmente el panorama ha cambiado y el sistema cuenta con numerosas URS.

El costo de la RSF en el esquema actual considera por derechos de cobro de las URS una parte como costo por la capacidad para regular y otra por reconocimiento del CO. Teniendo como base la problemática expuesta anteriormente y la subjetividad para la valorización del CO, se propone dejar el esquema actual y se plantea un nuevo esquema donde no interviene el CO.

El nuevo esquema consiste en descartar como derecho de cobro al CO. Para ello, se propone que el costo del servicio de la reserva secundaria de frecuencia sea único, es decir, el generador deberá internalizar su posible pérdida de CO en su oferta. En este enfoque los agentes participarán en el Mercado de RSF presentando precio y magnitud de RSF.

En esta nueva perspectiva, el precio ofertado por los participantes para cada una de sus URS al internalizar el CO también internalizaría los riesgos asociados a la prestación del servicio de RSF. Dada la cantidad de URS existentes, se puede garantizar la competencia en este mercado, sin embargo, actualmente el precio límite de Oferta para la RSF está por debajo del costo marginal y, de mantenerse así de bajo, ocasionaría un perjuicio al generador; por ello, es necesario establecer un nuevo precio límite de Oferta para la RSF, para lo cual se debe evaluar la modificación en los criterios de su cálculo, o simplemente eliminar este precio límite de Oferta. Asimismo, se propone un esquema marginalista de remuneración económica por cada periodo de asignación.

Por lo expuesto, es fundamental que el precio límite de Oferta sea razonablemente alto, caso contrario los agentes pueden encontrar que el mercado no sea atractivo reduciendo grandemente su participación.

La estructura general de la liquidación que se está proponiendo modificar en el procedimiento 22 quedaría de la siguiente manera:

$$LIQ = AR + CA - PRNS$$

Donde:

AR: Asignación de Reserva

CA: Compensación de Costo Operativo Adicional

PRNS: Pagos por Reserva No Suministrada

i) Precio límite de Oferta para la RSF

Considerando la nueva estructura de ingresos de las unidades que prestan el servicio de RSF, sugerimos no fijar un valor límite a las ofertas del mercado diario, sería conveniente dejar que la competencia forme el precio que corresponda.

Sin embargo, en el supuesto que OSINERGMIN considere conveniente la implantación de un precio límite para el mercado diario de ofertas, sugerimos como valor inicial de aplicación del nuevo procedimiento el valor de 30 277 S/ / MW-mes.

La determinación del precio límite de Oferta inicial para la RSF considera analizar los costos históricos de la reserva asignada y el CO conjuntamente y, en base a los valores máximos, se determinó el precio límite de Oferta para la RSF.

La siguiente tabla muestra datos mensuales de los dos últimos años por URS. Cada valor es el promedio de los ingresos diarios por MW de cada una de ellas. El ingreso diario se ha calculado como la suma de la reserva asignada y de su CO.



**Tabla 07:** Promedio de ingresos por URS (S/ /MW-día)

S/MW-día	URS-001	URS-002	URS-003	URS-004	URS-005	URS-006	URS-007	URS-008	URS-009	URS-010	URS-011	URS-012	URS-013	URS-014		
2017	enero		174	524	420	323	533	643	366							
	febrero	221	196	530		521	600	196	588							
	marzo	270	199	510		415	710	520								
	abril		196	435			597									
	mayo		196	418		314	490									
	junio		196	605	693	519	335		344							
	julio		212	505	416	457	239	948	327							
	agosto		196	665	425	597	435	941	357	243						
	setiembre	214	200	700	496	456	196	546	406	352						
	octubre	206	196	434	367	385	312	354	369	438	366					
	noviembre		196	534	327	508	321	544	334	404	273					
	diciembre		196	448	249	384	389	391	269	336	269					
2018	enero	423	298	389	368	443	422		401	431	364					
	febrero	999	417	1,189	941	1,220	1,572		3,202	1,012	1,005	2,256				
	marzo	305	300	365	467	428	490		774	364	884	294				
	abril		297	384	397	450	392		592	417	471	340	651			
	mayo		264	295	367	398	478		453	474	439	445	537			
	junio		299			329		360		489	337	566	450	729	294	486
	julio					637				462	365	562	358	992	1,582	606
	agosto		1,659	2,610	752	513				543	427	587	363	1,091	304	777
	setiembre									198	347	94	817	87	374	
	octubre						352			328	198	236	131	362	182	264
	noviembre		294		648		409			427	483	374	309	432	301	398
	diciembre		294		453		402			391	347	351	312	482	326	508

La Figura 07 representa la distribución de frecuencias del conjunto de datos mostrados en la tabla anterior. Se visualiza que la mayoría de los datos se encuentran entre 87 y 1 199 S/ /MW-día, datos superiores a 1 199 son muy poco probables que se presenten, en este sentido para evitar valores no representativos se considera el precio para una probabilidad acumulada del 95%, con este criterio el valor máximo presente es de 1 009.23 S/ /MW-día.

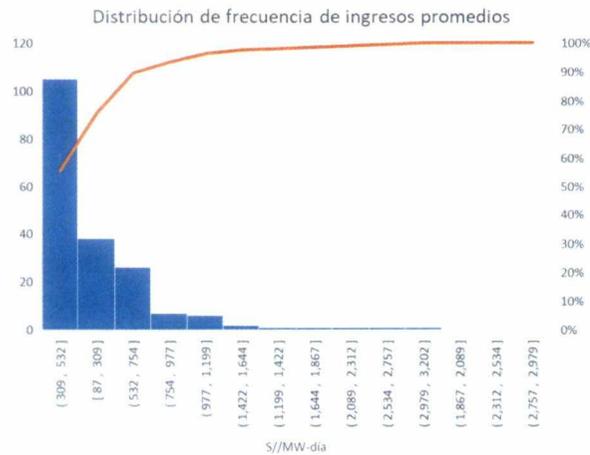
Por tanto, se propone considerar inicialmente el valor de 30 276.80 S/ /MW-mes como precio límite de Oferta para la RSF, el cual es obtenido del precio máximo diario de 1 009.23 S/ /MW-día multiplicado por 30 días. Como se observa, estos valores son bastante más altos que el precio límite de Oferta para la RSF vigente, ello es consecuencia de la inclusión de los costos de pérdida de oportunidad, así, estos valores de precio máximo de Oferta para la RSF son los verdaderos precios del servicio de RSF por parte de las URS.

Cabe indicar que, el precio límite de Oferta sería actualizado anualmente por Osinergmin, tal como se menciona en la propuesta del procedimiento.

Considerando que en algunos casos el costo marginal es fijado por una unidad de generación que utiliza combustible Diesel, se corre el riesgo que no se presenten Ofertas en el Mercado de Ofertas Diarias. Por lo tanto, resulta pertinente corregir el precio de liquidación de la reserva asignada.

En consecuencia, se propone modificar los precios de la liquidación de la RSF en caso de que el Costo marginal de corto plazo se encuentre determinado por las unidades a Diesel. Así, se propone que cuando el Costo marginal de corto plazo supere los 300 S/ / MWh, el pago de la RSF se realizará con un precio igual al valor de la componente de la energía del Costo marginal de corto plazo. Lo indicado se encuentra en el anexo IV de la propuesta del procedimiento correspondiente a la Asignación de Reserva y Pago por Reserva no Suministrada.





**Figura 07:** Histograma de los valores de la tabla de ingresos diarios

ii) Análisis de Impacto de la Propuesta

Como se mencionó, se pueden tener imprecisiones al momento de calcular el CO debido a la cantidad de suposiciones que se tienen que hacer para su determinación en el despacho económico, incluso estas condiciones y suposiciones pueden cambiar en el tiempo real, por ello la metodología para este cálculo debe establecer ciertas reglas hasta tener el grado de precisión requerido, sin embargo, inclusive con ellos, los agentes propietarios de URS pueden estar en desacuerdo con esta aplicación, ya que pueden tener distintas valoraciones para este servicio, debido a particularidades técnicas que presenta cada central.

En la propuesta, al no existir el CO, los agentes propietarios de URS competirán en esta parte del mercado con un precio único del servicio que pueden ofrecer y dada la gran cantidad de URS presentes en el sistema, se garantiza la libre competencia y la eficiencia energética. Al conceder a los agentes propietarios de las URS ofertar un precio total les permitirá internalizar su CO bajo las premisas que consideren necesario, sumado al costo de dar el servicio.

Si bien la propuesta requerirá que los agentes se adecuen al nuevo esquema, es posible que, inicialmente se piense que el costo de la RSF se ha elevado con respecto al promedio que se tiene actualmente, no obstante, no es cierto ya que actualmente no se está haciendo visible los pagos que se realizan como *pérdida de CO* a las URS. Asimismo, al mantener el esquema marginalista, este incentivará la competencia y logrará que los titulares de las URS lleguen a sincerar sus ofertas a costos reales. La propuesta permite a los agentes prever los ingresos que pueden obtener de forma precisa.



## Observación 9

### Comentario Osinergmin

Se sugiera evaluar el consumo de la RSF por parte de las Centrales RER; y, el impacto económico durante la operación en tiempo real. Asimismo, teniendo en cuenta la evaluación anterior, evaluar si corresponde incorporar a las centrales RER en las liquidaciones mensuales del servicio de RSF.

### Respuesta

En atención a la sugerencia de Osinergmin se realizó un análisis del impacto de los consumos de la RSF por parte de las RER, así, se debe mencionar en primera instancia que, para la determinación del total de la magnitud de reserva para RSF se hace en base a la suma de dos componentes:

- La primera componente corresponde a las desviaciones de la demanda ejecutada respecto de la programada
- La segunda componente corresponde a las desviaciones de la producción programada versus la producción real de la generación RER no gestionable (Generación Solar y Eólica)

Adicionalmente, con la finalidad de atender la observación del Osinergmin, se han realizado cálculos individualizados utilizando la metodología establecida en el Anexo II del procedimiento vigente, tanto para las eólicas como para las solares con la finalidad de identificar la participación individual de estas dos tecnologías en la segunda componente previamente mencionada.

Considerando que los errores estadísticos en la predicción de generación de la muestra de datos analizados en conjunto difieren de los errores estadísticos en la predicción de datos analizados para cada tecnología en forma individual (Eólicas y Solares), se han obtenido las siguientes magnitudes para las centrales eólicas y solares:

**Tabla 08:** Reserva total requerida para cubrir las variaciones de las centrales eólicas y solares para el año 2019



TIPO	MW a subir mas MW a bajar motivado por las RER
Eólicas	75.32
Solares	30.25

Estos valores son equivalentes al 10.92% y 27.20% del total de la RSF del SEIN calculado para el 2019, cuyo valor fue: 276 MW<sup>1</sup>.

Realizando los cálculos para el total de RER según el Anexo 3 del procedimiento vigente, se obtiene que para el 2019, el porcentaje de RSF motivados por el total de las RER es equivalente al 32.303% del total de magnitud de RSF calculada.

<sup>1</sup> Tabla 4 del numeral 7.3 del Anexo 3 del "Estudio Anual de Regulación Secundaria de frecuencia (PR-22)" - Informe COES/D/DO/SPR-IT-093-2018, remitido con carta COES/D-1829-2018 de fecha 30.10.2018

**Tabla 09:** Porcentaje de participación del conjunto de centrales RER en la magnitud total de RSF

Magnitud de Reserva calculada considerando solo Centrales RER	% de participación de las centrales RER en comparación con la magnitud total calculada
89.46	32.30%

Así, se ha obtenido el porcentaje de RSF motivado únicamente por centrales eólicas y por centrales solares, respecto a la proporción del valor de 32.303%, obteniéndose el siguiente cuadro:

**Tabla 10:** Porcentaje de RSF perteneciente a las centrales eólicas y solares

TIPO	% Motivado por las RER
Eólicas	23.05%
Solares	9.26%

Parte de la magnitud de RSF calculada anualmente se debe a las desviaciones en la predicción de la generación de las centrales eólicas y centrales solares. Así, a mayor error en la predicción, mayor será la RSF necesaria en el SEIN.

De la observación de Osinergmin respecto a evaluar si corresponde incorporar a las centrales RER en las liquidaciones mensuales del servicio de RSF, debemos mencionar que a la fecha y según el Procedimiento Técnico COES N° 22, las centrales RER ya realizan pagos mensuales por concepto de RSF.

Sin embargo, interpretando la redacción de la observación de OSINERGMIN, se detalla a continuación una opción de propuesta de liquidaciones mensuales del servicio de RSF considerando el impacto que tienen las actuales centrales RER no convencionales (eólicas y solares) en la determinación de la magnitud de la RSF.

Así, en caso se optase por esta modificación, se debería adaptar el numeral 2.6 del Anexo II del presente procedimiento: "Metodología para determinar la reserva total", haciendo hincapié en el cálculo individual de la desviación en la predicción de las centrales RER no gestionables. Con esta propuesta, el error en la predicción de una tecnología no se verá cubierta o afectada con la predicción de otra (el actual procedimiento considera desviaciones del total de las RER no gestionables de manera unificada).

En la Tabla 11 se muestran los costos del servicio de RSF asumidos por las centrales RER no convencionales considerando el procedimiento vigente, los costos que asumirían si se hubiesen considerado para la liquidación económica de los pagos por el servicio de RSF los porcentajes de la Tabla 10 y la diferencia entre ambos casos.



**Tabla 11:** Asignación de costos de RSF a las RER (histórico y propuesto).

Año	Pago de EOLICAS (S/)	Pago de SOLARES (S/)
2016	459,935.86	113,048.97
2017	1,563,715.48	383,408.82
2018	1,137,311.58	578,481.47
2019	2,691.18	1,572.57

Año	Simulación de pago de EOLICAS al 23.05% (S/)	Simulación de pago de SOLARES al 9.26% (S/)
2016	6,350,838.62	2,550,888.17
2017	17,533,240.47	7,042,429.88
2018	9,668,822.35	3,883,594.91
2019	24,461.41	9,825.21

Año	Diferencias EOLICAS (S/)	Diferencias SOLARES (S/)
2016	5,890,902.76	2,437,839.20
2017	15,969,524.99	6,659,021.06
2018	8,531,510.77	3,305,113.44
2019	21,770.23	8,252.64

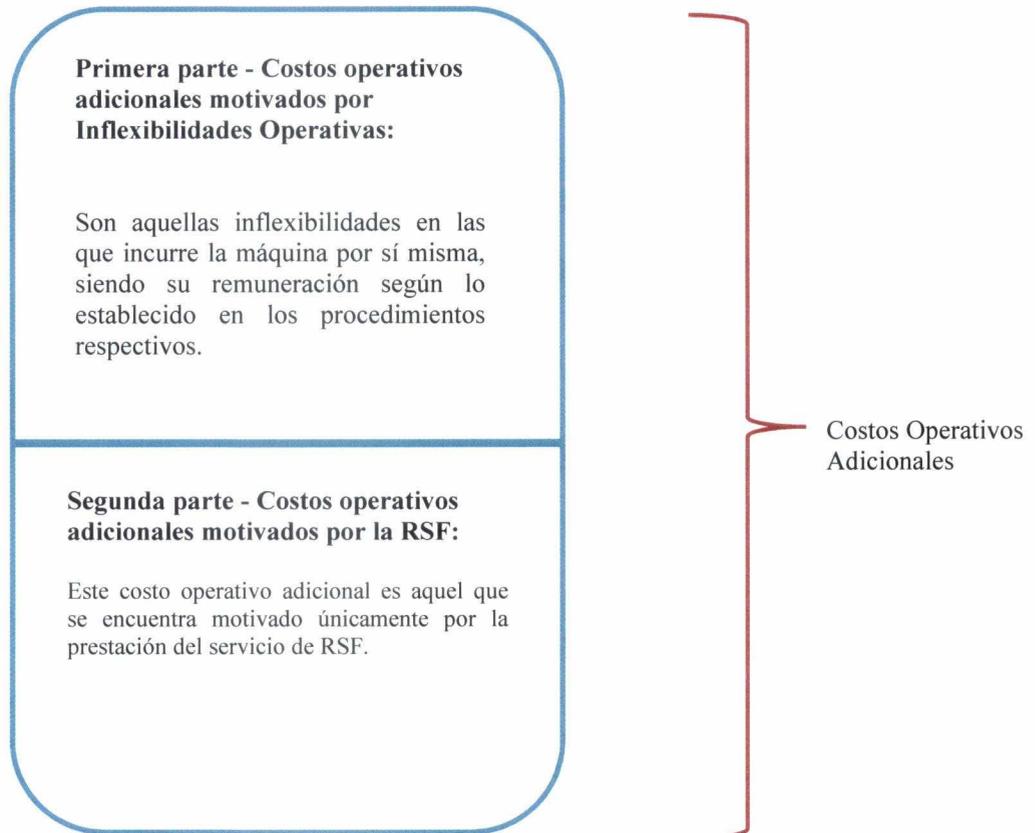


En el cuadro anterior, se visualiza diferencias importantes en los pagos por el servicio de RSF que, según el análisis realizado estaríamos ante una condición de inequidad en la cobertura del costo del servicio de RSF. Según el procedimiento vigente las centrales RER no convencionales estarían asumiendo alrededor del 1.5% del costo total del servicio de RSF lo cual es mucho menor al porcentaje con el que participan en la determinación de la reserva total. En consecuencia, sería apropiado y equitativo, que sean las centrales eólicas y solares las que asuman el costo del servicio de RSF motivados por sus propias desviaciones de predicción, y los demás participantes del mercado mayorista asumirían el resto del costo total en proporción a sus retiros en el mercado mayorista.

#### Propuesta optativa

En atención a la problemática expuesta en párrafos precedentes, se detalla la propuesta optativa de metodología de liquidación económica, teniendo en cuenta el porcentaje calculado para las centrales eólicas y las centrales solares.

Asimismo, dado que con el procedimiento vigente se incluyen los costos operativos adicionales como parte del CO, sincerando los precios ofertados en el mercado de RSF. Así, como se menciona en dicha observación, se utilizaría el valor de 30 276.80 S/./MW-mes, como precio límite al costo del servicio de RSF, consideramos pertinente hacer una precisión en ese concepto, los costos operativos adicionales incluyen la componente del costo de las inflexibilidades operativas de las propias máquinas y el costo de su participación en la RSF, se propone separar dichos costos operativos adicionales en dos partes, la primera parte que corresponde a los costos operativos adicionales por inflexibilidades operativas de la máquina y la segunda parte que corresponde al costo operativo adicional motivado por la RSF. Esta segunda parte sería lo único que formaría parte de los costos del servicio de RSF.



**Figura 08:** División de Costos operativos Adicionales en las que incurre una URS

Simulaciones con la propuesta opcional

Teniendo en cuenta lo anterior, y los porcentajes de Tabla 10 presentada en la presente respuesta, se ha realizado una simulación de las liquidaciones con el mecanismo propuesto, resultados se muestran a continuación:

**Tabla 12:** Escenario que simula los pagos que realizarían las centrales eólicas y solares

Propuesto	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
EÓLICA con CA rsf	1,138,138.25	1,255,149.07	1,454,410.59	1,201,270.70	1,243,415.43	1,177,037.87
SOLAR con CA rsf	457,146.46	504,145.21	584,180.92	482,504.34	499,432.26	472,770.95

Propuesto	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
EÓLICA con CA rsf	1,311,531.85	1,337,457.26	1,048,871.68	789,865.93	939,813.37	1,118,514.91
SOLAR con CA rsf	526,792.02	537,205.26	421,291.50	317,258.83	377,486.97	449,264.52

La simulación ha considerado la aplicación de un precio límite propuesto en la respuesta 8, la de 30 276.80 S/./MW-mes), teniendo como conceptos de remuneración la reserva asignada y costos operativos adicionales motivados únicamente por la RSF (es decir, se ha descontado el costo operativo adicional por inflexibilidades operativas).

Asimismo, en esta simulación se ha internalizado el CO en la Reserva Asignada y, a la magnitud de Reserva Asignada se le aplica el mayor precio de las ofertas diarias acotadas al precio límite propuesto.

## 2. OBSERVACIONES AL “INFORME TÉCNICO ECONOMICO Y LEGAL” QUE SUSTENTA LA PROPUESTA DEL COES DE MODIFICACION DEL PR-22

### NUMERAL 3. IDENTIFICACION DEL PROBLEMA

#### Observación 10

##### Comentario Osinergmin

##### 3.1. Eliminación de la Provisión Base y las subastas

(...)

##### Observación

Con relación a lo que se menciona como “*Sobrecostos operativos asociados a la Asignación de Reserva para RSF vía Provisión Base*”; el COES señala:

*“(...) el despacho de las URS para ejercer RSF de forma prioritaria, como es el caso de las unidades asignadas en la Provisión Base, **podrían ocasionar sobrecostos operativos** en el sistema por la necesidad de mantener esa unidad de generación en operación”*

Como se puede apreciar, según el COES el problema identificado es una “posibilidad”, que no se sustenta en ningún hecho concreto, ninguna simulación, o al menos, no cita ninguna casuística en particular. Por lo tanto, el problema no amerita ser considerado como sustento.

Con relación a lo que se enuncia como “*Provisión Base como mecanismo de arranque del mercado de RSF*”; el COES señala:

*“(...) se requirió del mecanismo de Provisión Base **para que arranque el mercado de RSF** dado el incentivo de este mecanismo de asegurar un flujo de ingresos. En menos de dos años transcurrido desde la inauguración del mercado de RPF ha visto que nuevos Agentes han adecuado sus instalaciones para prestar el servicio sin la necesidad de contar con un mecanismo similar a la Provisión Base.*

***Considerando que la oferta existente supera en 10 veces el requerimiento de reserva para RSF, nos da una señal que el mercado ha respondido de manera favorable a la prestación del servicio, por lo que no resultaría necesario mantener el mecanismo de Provisión Base”***

Sobre este tema, según el COES el problema consiste en que “*no resultaría necesario mantener el mecanismo de Provisión Base*”, considerando que la oferta existente supera en 10 veces el requerimiento de reserva para RSF.



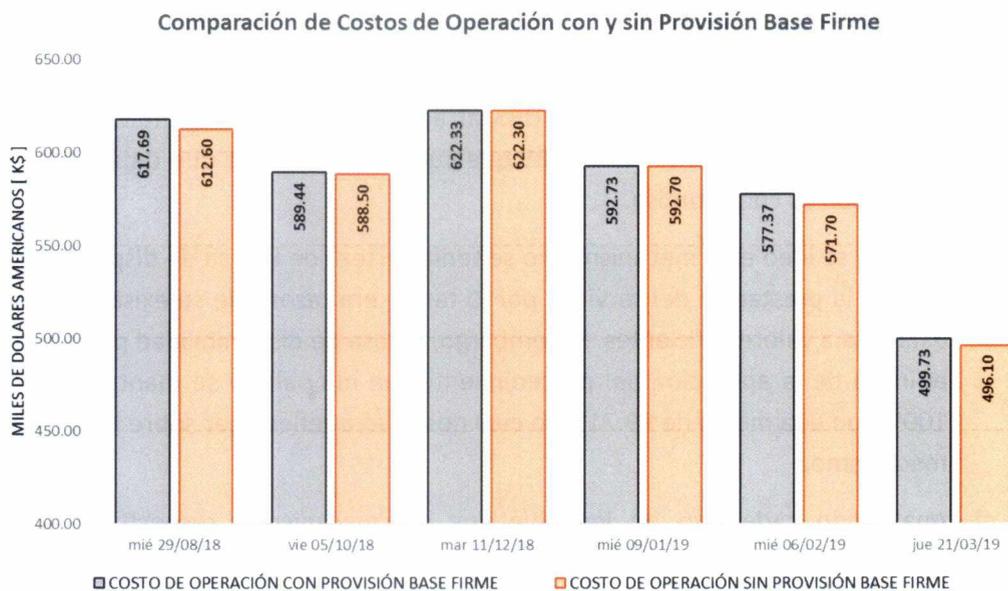
Sin embargo, ninguno de los dos (2) supuestos expresados por el COES, evidencian algún tipo de problema técnico concretamente identificado; menos aún, se aprecia cual sería la magnitud del problema a corregir. En el segundo supuesto lo que se evidencia es que estaría existiendo un incentivo económico innecesario, pero nuevamente no se identifica si implica un problema técnico, lo antes señalado sería importante de analizar con mayor profundidad, pero resulta poco claro como argumento en un contexto técnico.

En conclusión, no se aprecia que el COES haya identificado el problema en términos técnicos y específicos.

Por lo tanto, se sugiere modificar el informe de sustento, considerando lo mencionado anteriormente.

### Respuesta

A continuación, se muestra cómo la asignación de unidades de Provisión Base ocasiona sobre costos operativos en el sistema. Para este fin, se ha tomado una muestra aleatoria de días en los que se utilizó la Provisión Base para el servicio de RSF, y se ha simulado la programación que hubiese resultado si solo se recurría al Mercado de Ajuste. De la comparación de los costos totales de operación, en todos los días el costo que consideró la Provisión Base fue mayor al que se hubiese obtenido considerando únicamente el Mercado de Ajuste.



Del gráfico anterior se observa, por ejemplo, que el sobre costo operativo llegó a ser de USD 5670 para el día 06/02/2019, lo que representa un 11% del costo de la liquidación de RSF para ese día.

### **Observación 11**

#### Comentario Osinergmin

#### 3.2. Eliminación del término de liquidación Déficit y Superávit

(...)



### Observación

El COES expresa que *“no hay una tendencia a disminuir el número de veces en los que incurre en déficit”*. Sin embargo, la propia Tabla N° 1 que incluye como evidencia muestra un hecho distinto, dado que en el 2017 se registraron 54 ocurrencias (si se descuenta noviembre y diciembre aún se tendría 48 ocurrencias), y en el 2018 se registraron 22 ocurrencias, lo indica que disminuyó a menos de la mitad, entonces el mecanismo ha demostrado funcionar.

Luego el COES señala que *“(…) la complejidad que representa la aplicación de este mecanismo consume gran cantidad de recursos en la evaluación lo que torna ineficiente este mecanismo de incentivo”*; lo señalado por el COES es una declaración de parte que no se acompaña de sustento alguno, y tampoco queda claro que la complejidad por sí sola, constituya un problema que justifique un cambio normativo.

Por lo tanto, el COES debe incluir una justificación clara y precisa sobre los motivos para eliminar el término de liquidación Déficit y Superávit.

### Respuesta

En atención a la observación a continuación se extiende la explicación sobre el término de superávit de reserva actualmente vigente, a fin de justificar la eliminación del término de liquidación Déficit y Superávit:

- a) Este mecanismo tiene dos objetivos, el primero es penalizar el incumplimiento de compromiso adquirido por una URS al adjudicarse una magnitud de reserva y el segundo es recompensar a las URS que cubrieron el déficit que dejaron las URS que incumplen su compromiso.
- b) Cuando se ideó este mecanismo no se tenía certeza de la tasa de disponibilidad de las URS en la prestación del servicio, por lo tanto, era razonable su existencia para llevar esta tasa a valores eficientes. Sin embargo, la tasa de disponibilidad presentada desde el inicio de la aplicación del procedimiento fue muy alta y se mantuvo entre 99% a 100% con una media de 99.71%, lo cual nos llevó a reflexionar sobre la pertinencia del mecanismo.
- c) Analizando cada uno de los objetivos del mecanismo, respecto al primero, la penalización se da de dos motivos: i) pago del superávit brindado por otra URS ajustado por un factor  $K_c$ , el cual es igual o mayor a 1. y ii) pago de la reserva no suministrada valorizada al precio máximo del mercado de ajuste.
- d) Por otro lado, las URS que brinden el superávit reciben, como incentivo a su disponibilidad adicional, el precio de liquidación del mercado de ajuste afectado por el factor  $K_c$ .
- e) Desde el inicio de la aplicación del PR-22, el COES ha propuesto que el  $K_c$  sea igual a 1, valor que OSINERGMIN ha aprobado. Esto significa que para las URS que brindan superávit les resulta indiferente, en términos de ingresos, el asumir el déficit ya que su ingreso adicional es similar al valor que le da el mercado de ajuste.



- f) Adicionalmente, para el caso del superávit se ha identificado una inconsistencia en el mecanismo de incentivo a la disponibilidad adicional de reserva, en el sentido que la magnitud de reserva está definida por las magnitudes que el COES califica para cada URS. Dado que la reserva para RSF que se asigna en el despacho económico normalmente es la magnitud total habilitada de estas URSs, entonces no podrían dar más reserva; por lo tanto, aun cuando el incentivo sea conveniente económicamente hablando, las URSs están limitadas a la magnitud de reserva habilitada por el COES.
- g) Respecto a la penalización del déficit, como se indicó párrafos arriba, está formada por el pago del superávit y el pago de la reserva no suministrada. Considerando que el Kc vigente es 1, el pago del superávit se calcula con el precio del mercado de ajuste el cual es menor o igual que el precio máximo del mercado de ajuste. La suma de ambos constituye la penalidad por la indisponibilidad. Del análisis de la disponibilidad histórica no se identifica un patrón o tendencia a la mejora de la disponibilidad, más bien se puede notar que, de por sí presentan altas tasas de disponibilidad.



Figura 09: Disponibilidad global de las URSs que prestaron el servicio de RSF en el mes evaluado

Propuesta de modificación del mecanismo del término de superávit vigente

Según la explicación presentada en los literales anteriores, la propuesta de eliminar el término de superávit de reserva significa penalizar el total del déficit a las URSs al precio límite del mercado de ajuste lo cual constituye una condición más gravosa que la condición actual y, para las URS que presentan superávit, valorizar ese superávit al precio del mercado de ajuste, condición similar a la que actualmente se tiene. Como resultado de la propuesta tenemos que se estaría incrementando la penalidad a las URSs con déficit y no existiría cambio económico para las URSs con superávit.

Adicionalmente, bajo el supuesto que el mecanismo vigente está teniendo el efecto deseado, la propuesta incrementa la penalidad a la indisponibilidad por lo tanto mantendría los niveles de disponibilidad presentados.

Por otro lado, en relación al comentario del Osinergmin en el cual señala que la aseveración del COES respecto a la complejidad que representa la aplicación de este mecanismo consume gran cantidad de recursos en la evaluación tornando ineficiente este mecanismo de incentivo, es una declaración de parte sin sustento alguno y que no constituye un problema que justifique un cambio normativo, el Osinergmin debe tomar en cuenta el sustento detallado en los literales d), e) y f) anteriores, donde se observa que la aplicación de un incentivo que resulta indiferente para las URS y, dado que muchas veces no está bajo su control reaccionar a este supuesto incentivo, resulta en un proceso

ineficiente, cuyo seguimiento y control por parte del COES consume recursos de manera innecesaria.

## Observación 12

### Comentario Osinergmin

#### 3.3. Requisito de contar con regulación automática de frecuencia propia

(...)

#### Observación

¿Cuál es la relación de lo expresado por el COES en el numeral 3.3 con lo que propone como alternativa en el numeral “4.3. Requisito de contar con regulación automática de frecuencia propia” del mismo informe?

¿Se trata de reemplazar el numeral 7.2.5 del PR-22 con los establecido en el numeral 5.4 de la Nota Técnica?; los umbrales se mencionan en varias partes del PR-22, ¿Cuál sería entonces la magnitud del cambio propuesto y cual la razón concreta?

#### Respuesta

El numeral 7.2.5 del PR-22 vigente, establece un requisito que deberían cumplir las URS para realizar la RSF en control local ante la posibilidad de pérdida temporal del AGC; sin embargo, dicho numeral no es claro y requiere ser mejorado.

Para observar los resultados de las fórmulas establecida en el numeral 7.2.5 del procedimiento 22 vigente y teniendo en cuenta la actual situación del SEIN, se ha realizado los cálculos con la sensibilidad del ingreso de unas URS adicionales (Ver Tablas 15 y 16):

$$\frac{NG_i}{\sum_u^{NU} NG_u} , \frac{\sum_g^{NG_i} (RRS_g + RRB_g)}{\sum_u^{NU} \sum_g^{NG_i} (RRS_g + RRB_g)}$$

Dónde:

NU: Número de URS en el SEIN.

NGi: Número de Unidades de Generación en la URS i.

RRSg, RRBg: Reservas regulantes a subir y a bajar de la Unidad de Generación g. según se especifica en el numeral 1.2 del Anexo III.



**Tabla 13:** Sin considerar dos URS

EMPRESA	CENTRAL	URS	NG	$\Sigma(RRSg+RRBg)$	$NG/(\Sigma(NGu))$	$\Sigma(RRSg+RRBg)/\Sigma(RRSg+RRBg)u$
Termochilca	C.T. Olleros	URS-TCH-001	1	45	2.941176471	3.734129948
Celepsa	C.H. Platanal	URS-CLP-001	1	87	2.941176471	7.219317899
Enel Generación	C.H. Huinco	URS-ENL-001	4	188	11.76470588	15.60036511
Enel Generación	C.H. Matucana	URS-ENL-002	2	95	5.882352941	7.883163223
Kallpa Generación	C.T. Kallpa	URS-KAL-001	4	300	11.76470588	24.89419965
	C.T. Flores	URS-KAL-002	1	79.4	2.941176471	6.588664841
Orazul Energy	C.T. Cañon del Pato	URS-EGN-001	6	95.7	17.64705882	7.941249689
	C.T. Carhuaquero	URS-EGN-002	2	38	5.882352941	3.153265289
Statkraft	C.H. Yaupi	URS-STK-001	5	95	14.70588235	7.883163223
	C.H. Malpaso	URS-STK-002	4	24	11.76470588	1.991535972
	C.H. Cahua	URS-STK-003	2	38	5.882352941	3.153265289
	C.H. Cheves	URS-STK-004	2	120	5.882352941	9.957679861

**Tabla 14:** Considerando todas las URS



EMPRESA	CENTRAL	URS	NG	$\Sigma(RRSg+RRBg)$	$NG/(\Sigma(NGu))$	$\Sigma(RRSg+RRBg)/\Sigma(RRSg+RRBg)u$
Termochilca	C.T. Olleros	URS-TCH-001	1	45	2.43902439	2.440214739
Celepsa	C.H. Platanal	URS-CLP-001	1	87	2.43902439	4.717748495
Enel Generación	C.H. Huinco	URS-ENL-001	4	188	9.756097561	10.19467491
Enel Generación	C.H. Matucana	URS-ENL-002	2	95	4.87804878	5.151564449
ENGI	C.T. Chilca 1	URS-ENG-001	4	330	9.756097561	17.89490809
Kallpa Generación	C.H. CDA	URS-KAL-003	3	309	7.317073171	16.75614121
	C.T. Kallpa	URS-KAL-001	4	300	9.756097561	16.26809826
	C.T. Flores	URS-KAL-002	1	79.4	2.43902439	4.305623339
Orazul Energy	C.T. Cañon del Pato	URS-EGN-001	6	95.7	14.63414634	5.189523345
	C.T. Carhuaquero	URS-EGN-002	2	38	4.87804878	2.06062578
Statkraft	C.H. Yaupi	URS-STK-001	5	95	12.19512195	5.151564449
	C.H. Malpaso	URS-STK-002	4	24	9.756097561	1.301447861
	C.H. Cahua	URS-STK-003	2	38	4.87804878	2.06062578
	C.H. Cheves	URS-STK-004	2	120	4.87804878	6.507239304

Al analizar la formulación definida en el numeral 7.2.5 del PR-22 vigente, se puede evidenciar que los factores de exigencia de capacidad de regulación automática propia dependen no sólo del número de URS y unidades de generación, sino de las capacidades de reserva de estas, lo cual según en el numeral 1.2 del Anexo III, son factores que están cambiando en el día a día. Por lo tanto, los valores umbrales de exigencia que se definieron en un momento dado, no podrán ser selectivos para exigir la capacidad de regulación propia a una nueva URS ya que los valores de estos indicadores tienden a disminuir en el tiempo.

La razón concreta de la propuesta es mantener el objetivo de la exigencia y confiabilidad al sistema de regulación secundaria de frecuencia, sin la dependencia del cálculo diario o del ingreso de una nueva URS, para lograr ello se debe establecer criterios simplificados mediante un valor fijo respecto al tamaño del SEIN, tal que lo puedan cumplir las centrales. Sobre este punto, actualmente en la Nota Técnica que señala el PR-22, se encuentran ya establecidos dichos criterios simples (Ver sustento del valor de 45MW en la Observación N°04), por lo que es recomendable mantenerlos y plasmarlos en el procedimiento PR-22 de una manera mucho más simple y predecible, reemplazando el numeral 7.2.5 del PR-22 vigente de la siguiente manera:

- 7.1.8. *Las URS cuyo margen de regulación sea mayor al mínimo de: 1) 45 MW y 2) el 50% de la RRSF del SEIN, deberán tener capacidad de regulación propia. Esta capacidad de la URS deberá poder activarse en caso el COES lo requiera ante cualquier eventualidad que indisponga al AGC.*



### Observación 13

#### Comentario Osinergmin

##### 3.5. Conmutación de AGC Secundario y Primario y reconfiguración automática

(...)

#### Observación

Se recomienda revisar la redacción, dado que se está mencionando textualmente al numeral 1.5, y por el argumento expuesto sólo se trataría de modificar (o más bien eliminar) el ítem 1.5.1.

#### Respuesta

Este punto hace referencia a la eliminación del numeral 1.5.1 del Anexo I del procedimiento PR-22 vigente, donde se indica que, una de las circunstancias para realizar una conmutación del AGC Primario al secundario es:

*“1.5.1. Aislamiento eléctrico de una de las áreas geográficas predeterminadas respecto del resto.”*

Al respecto, actualmente el AGC del COES es un módulo integrado dentro del sistema SCADA/EMS el cual cuenta con funciones automáticas como el de reconocimiento topológico de red eléctrica, por tanto, cuando un área geografía predeterminada se encuentra aislada, los AGC primario y secundario detectan automáticamente de forma simultánea la parte de red aislada, asimismo, pueden controlar el área aislada y el resto del sistema en cualquier momento sin tener la necesidad de conmutar entre el AGC primario y secundario.

Consideramos que el numeral 1.5.1 del Anexo I debe ser eliminado al no representar una circunstancia o motivo de conmutación entre el AGC primario y secundario sino simplemente un requerimiento de que el AGC también pueda controlar sistemas aislados.

### Observación 14

#### Comentario Osinergmin

##### 3.7. Error de respuesta de la URS

(...)

#### Observación

¿Cuál ha sido la magnitud del problema descrito a la fecha? El argumento expuesto por el COES señala que *“puede darse la posibilidad de obtener valores negativos cuando la potencia de la URS se encuentra cerca de la potencia deseada del AGC”*, pero no se expone en qué medida ello es un problema. Debe recordarse que la sección 3 del informe de sustento, es donde se *“identifica el problema”*. Por lo tanto, se sugiere que debe elaborarse de manera explícita y clara.

#### Respuesta

La formulación del Error de Respuesta de la URS (ERRi) y el Error de Respuesta Teórico de la URS (ERTi) es como sigue:



$$ERR_i = |P_{req,i} - P_{act,i}| \quad ERT_i = |P_{req,i} - P_{mod,i}|$$

Donde:

Preq,i: Potencia total requerida a la URS i por el AGC del COES.

Pact,i: Potencia actual de la URS i, calculada.

Se calcula el Error de Seguimiento de la URS (ESi):

$$ES_i = ERR_i - ERT_i$$

La definición de  $ES_i$  en el PR-22 es conceptualmente incorrecta al considerar una diferencia de valores absolutos que, en determinadas situaciones, se podrían cancelar y no detectar un mal comportamiento de la URS.

Lo que se propone en el numeral 1.1 del Anexo II implemente conceptualmente lo mismo, pero sin el inconveniente descrito:

- 1.1. Se calculará el error de respuesta (ERi) como la desviación entre la potencia que debería estar generando y la potencia actual de la URS:

$$ER_i = |P_{mod,i} - P_{act,i}|$$

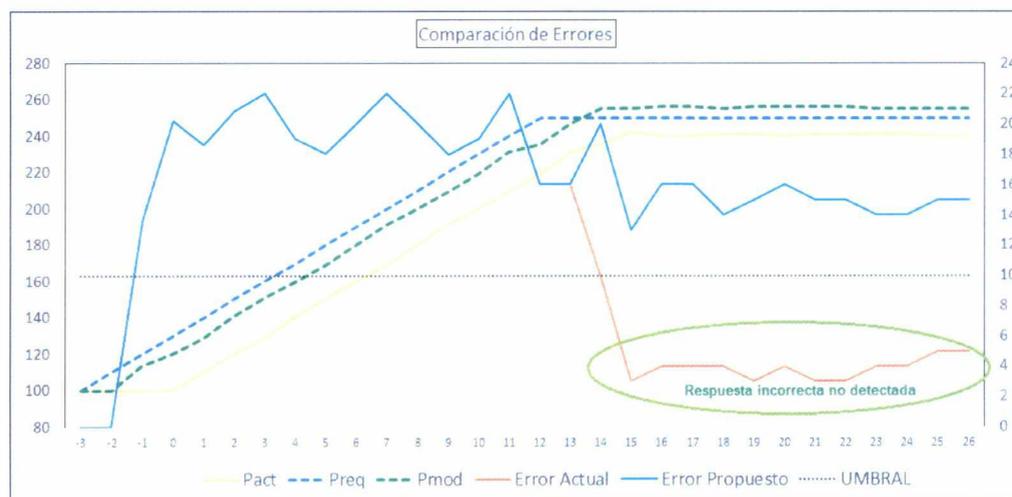
Donde:



$P_{mod,i}$ : potencia dinámica teórica de la URS i.

$P_{act,i}$ : potencia actual de la URS i, calculada según lo detallado en el numeral 3.1 del Anexo I.

En el Gráfico 1 se muestra la evolución del  $ES_i$  del procedimiento vigente y  $ER_i$  que se propone ante distintos comportamientos de los valores del  $P_{req,i}$ ,  $P_{act,i}$  y  $P_{mod,i}$ . En esta simulación se evidencia que a pesar de que la potencia actual  $P_{act,i}$  de la URS no sigue lo requerido por el AGC, la formulación del Error  $ES_i$  no consigue detectar este mal comportamiento de la URS, al tener un valor pequeño como para superar el valor umbral.



**Figura 10:** Comparación de errores de Respuesta

Con esta propuesta, se evita los inconvenientes de la formulación vigente, ya que permite obtener una comparación directa de la respuesta esperada de la URS y lo que realmente responde la URS.

## NUMERAL 4. ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN

### Observación 15

#### Comentario Osinergmin

##### 4.1. Eliminación de la Provisión Base y las subastas

##### 4.1.1 Simplificación Administrativa

(...)

#### Observación

Bajo el título de simplificación administrativa el COES argumenta que: “(...) este proceso de subasta exige una preparación de la información, validación obligando al COES a asumir riesgos de verificación y por el desarrollo de nueva generación para RSF”; lo expresado por el COES no constituye una “alternativa de solución”, sino más bien expresa una clara preocupación por asumir un riesgo por el hecho de tener que llevar a cabo una evaluación técnica. Por lo observado, no se aprecia que el argumento del COES constituya una problemática en el contexto del SEIN, dado que la verificación y validación de la información que le envían las empresas para los efectos de la operación del SEIN, es una labor propia del COES; por lo tanto, no se aprecia la problemática en ello.

En el segundo párrafo de su argumento el COES concluye diciendo: “(...) a la fecha, este servicio constituye un mercado que se encuentra en la frontera de un mercado competitivo y un mercado moderadamente concentrado”; como el mismo COES lo expresa, el mecanismo en cuestión ha tenido un efecto positivo para el SEIN, sin embargo, propone su eliminación, obviando el hecho de que su propuesta bien podría llevar al SEIN nuevamente a una situación de concentración de mercado.

En relación a lo expresado en el párrafo anterior, se cita la opinión de Osinergmin en el Informe N° 0164-2014-GART:

#### *“Opinión de OSINERGMIN*

*Con relación a la Provisión Base, en la Propuesta de PR-22, se establece esta forma de asignación con la finalidad de poder tener generadores con compromiso de dar el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia por un periodo de largo plazo, como serían tres (3) años; se considera que, con el pago de este servicio, los generadores podrían recuperar las inversiones que tengan que realizar en sus unidades de generación.”*



En línea con lo antes citado, se entiende que en inicio la necesidad de recuperar las inversiones sería mayor, y luego dicha necesidad disminuiría, pero en todo caso no tendría necesariamente que desaparecer, como propone el COES con la eliminación del mecanismo.

En el tercer párrafo el COES concluye mencionando: “(...) la Provisión Base Variable no resultó utilizada para reemplazar a la Provisión Base que fuera descalificada, motivo por el cual migró completamente al Mercado de Ajuste”; lo señalado si constituye un hecho concreto, dado que expresa que la Provisión Base Variable no fue utilizada (hecho el cual debe ser expuesto con la evidencia material del caso), entonces lo esperado es evaluar lo relativo a la Provisión Base Variable, lo cual no justifica que de manera directa se proponga eliminar la Provisión Base Firme. Lo relativo a que la Provisión Base Firme ocasiona inflexibilidades en la operación, no constituye por sí mismo un problema, dado

que la RSF en general es por naturaleza una inflexibilidad, y en todo caso el COES tendría que demostrar que la componente de Provisión Base Firme hace incurrir a la operación del SEIN en sobrecostos injustificados, se tendría que demostrar el perjuicio en el corto, mediano y largo plazo, luego entonces proponer su eliminación.

Por lo tanto, lo expresado por el COES no constituye el desarrollo de una alternativa de solución, sino sería una justificación para la propuesta de “eliminación de la Provisión Base y las subastas”, que tendría que ser desarrollada en la sección de “Identificación del Problema”, y no en la sección de “Alternativas de Solución”.

Por lo tanto, se sugiere que el COES reformule el informe considerando lo mencionado en este numeral.

### **Respuesta**

No compartimos la inferencia lógica planteada de que la eliminación de la Provisión Base “podría llevar al SEIN *nuevamente* a una situación de concentración de mercado” porque no hay un hecho anterior o precedente a las subastas que pueda indicar que existía concentración de mercado en el servicio de RSF, porque no existía ese mercado.

Por otro lado, si bien la Provisión Base se asigna mediante subasta, esta asignación se hace para un periodo largo de 3 años, lo cual constituye una barrera de entrada en el corto plazo, que dificulta el ingreso de nuevos ofertantes con mejores tecnologías y menores precios. En ese sentido, eliminar la Provisión Base elimina la barrera de entrada indicada haciendo más flexible el mercado de RSF.

De acuerdo con los registros históricos, la provisión Base Variable no ha sido utilizada a la fecha. Las URS de la Provisión Base Variable solamente son activadas en los casos en los que sea descalificada alguna URS de la provisión Base Firme, lo que nunca ha ocurrido y que puede demostrarse verificando la presencia de las URS de Provisión Base Firme adjudicadas en la subasta con las URS declaradas “aptas” para el servicio de RSF en todos los reportes mensuales emitidos por el COES desde el mes de agosto del año 2016, cuando se inició el servicio de RSF, a la fecha. De esta manera, se confirma que, al encontrarse “aptas” las URS de la Provisión Base Firme, no ha sido utilizada la Provisión Base Variable.

Reiteramos que la componente de Provisión Base Firme hace incurrir, en el corto plazo, a sobrecostos operativos en el SEIN tal cual se demuestra en nuestra respuesta a la observación 10. Así mismo, en el mediano y largo plazo se generan los siguientes inconvenientes:

- Genera una barrera al ingreso de nuevas URS al mercado de RSF.
- Limita la participación de los agentes.

### **Observación 16**

#### **Comentario Osinergmin**

##### 4.1.2 Madurez del Mercado y Suficiencia en Unidades para RSF

(...)

#### **Observación**



En el primer párrafo de su argumento, el COES expresa que el mercado de RSF pasó de ser un mercado altamente concentrado a un mercado moderadamente concentrado, con lo cual reafirma que el mecanismo en cuestión ha tenido un efecto positivo para el SEIN. Sin embargo, propone su eliminación, sin sustentar su propuesta en términos técnicos. Su razonamiento asume que por el hecho de haber logrado ser un mercado moderadamente concentrado, este continuará indefinidamente en dicha condición, por la sola presencia del Mercado de Ajuste; valga la pregunta: ¿se puede esperar que con la sola existencia del Mercado de Ajuste se mantendrá la condición de mercado moderadamente concentrado en el mediano y largo plazo?, además, ¿no es mejor llegar a ser un mercado competitivo?

El COES cita que *“los plazos de los mecanismos de reserva en USA, donde se puede observar que los plazos máximos van de 1 a 6 meses para provisión de capacidad, más no existe un plazo extenso de 3 años; por lo tanto, considerar un horizonte de 3 años no resulta razonable”*; al respecto se observa lo siguiente:

- Lo citado por el COES sobre USA, contradice a la propia propuesta del COES, dado que en USA si existe un mercado de capacidad, aun cuando se trata de un mercado competitivo.
- Además, la cita de que los plazos máximos van de 1 a 6 meses, es solo para New York, dado que para el caso de PJM es de 12 meses. Otros sistemas eléctricos de USA tienen otro tratamiento; sin embargo, para ser comparables al caso peruano, se les tendría que analizar de manera completa, y no solo en lo relativo al mercado de RDF.

En todo caso, y en base a la referencia internacional citada por el COES, sería razonable que evalúe y proponga el horizonte de tiempo que sería recomendable para el caso peruano, antes que proponer la eliminación del mecanismo.

### **Respuesta**

No se puede asegurar mantener el mercado de RSF competitivo solamente con el Mercado de Ajuste, como tampoco se asegura manteniendo la Provisión Base, habida cuenta que la Provisión Base solo es responsable de la habilitación de dos URS (CT Kallpa y CT Las Flores) ambas de una única empresa mientras que el resto de las URS se habilitaron fuera de la Provisión Base Firme. Mantener el mercado competitivo, se logra permitiendo que más agentes puedan participar en el mismo, reduciendo las barreras de entrada y salida de este mercado, dejando que sea la señal del precio resultante la que motive la participación de los agentes. Una asignación de 3 años no es el mecanismo más adecuado que consiga estos objetivos. Adicionalmente, en caso se pueda presentar poder de mercado, es necesario establecer ciertas restricciones orientadas justamente a mitigar dicho poder de mercado.

De acuerdo con las prácticas en Europa al 2018 con información oficial de ENTSOE, las que se analizan en detalle más adelante, solamente los países de Europa Oriental como Yugoslavia y Croacia consideran la prestación del servicio de RSF por periodos anuales. Dinamarca, los Países Bajos, Croacia y Eslovenia consideran una prestación del servicio de RSF mensual, mientras que la mayoría de los países europeos tienen un periodo de prestación semanal o diario. En el siguiente cuadro se muestra el resumen sobre los plazos del producto RSF y las anticipaciones (en tiempo) desde la subasta hasta la ejecución del servicio.



**Resolución Tiempo del producto RSF en Europa**

1 año o más	Mayor o igual al mes	Mayor o igual a la Semana	Horario
Yugoslavia	Países Bajos	Alemania	Francia
Croacia	Dinamarca	Bélgica	España
	Croacia	Austria	Rep. Checa
	Eslovenia	Suiza	Portugal
			Suecia
			Noruega
			Finlandia
			Eslovaquia
			Hungría
			Rumania

**Distancia entre la subasta y la ejecución en tiempo real**

1 año o meses o días	Mensual	Semanal	Diario
Rep. Checa	Países Bajos	Eslovenia	Francia
Eslovaquia	Dinamarca	Bélgica	España
	Croacia		Rep. Checa
			Portugal
			Suecia
			Noruega
			Finlandia
			Eslovaquia
			Hungría
			Rumania
			Alemania
			Bélgica
			Austria
			Suiza



**Figura 11:** Resolución de tiempo de la RSF en otros países

De este benchmarking se concluye que un horizonte de tiempo diario para la prestación del servicio de RSF resulta factible, en un esquema en el que no exista Provisión Base.

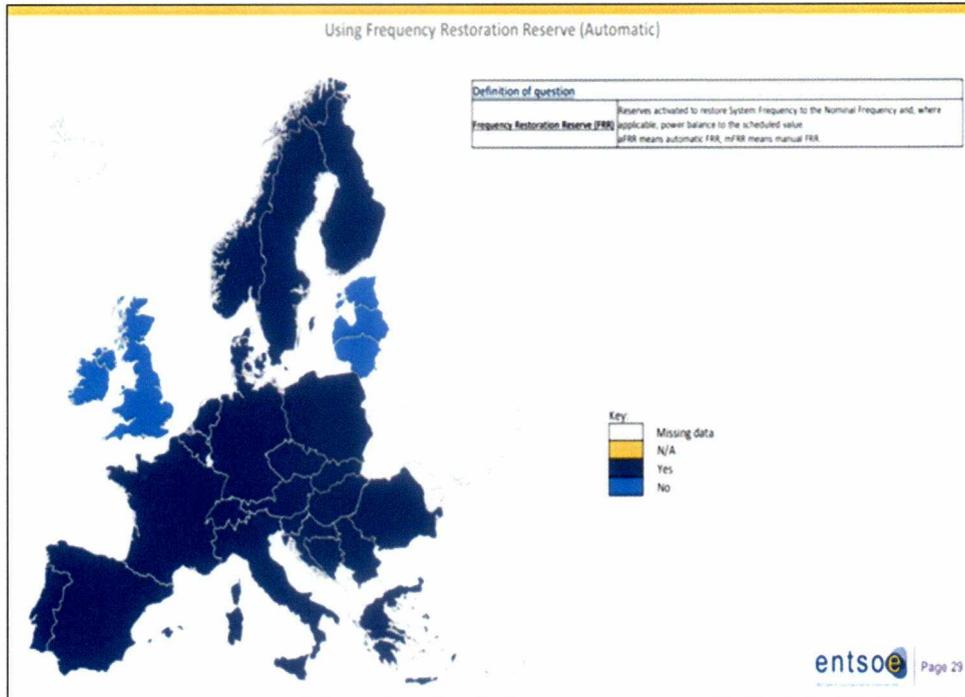
**Revisión de los mercados europeos.**

Si bien es cierto existen dos tendencias marcadas en el mundo (Europa vs USA), dada la afinidad de esquemas europeos con los de Latinoamérica sustentamos el plazo desde el punto de vista del benchmarking con países europeos.

A continuación, se muestran resultados de la encuesta de servicios complementarios, compra, diseño del mercado de balance en Europa Informe de la ENTSOE publicado en mayo de 2018 sobre: "SURVEY ON ANCILLARY SERVICES PROCUREMENT, BALANCING MARKET DESIGN 2017".

[https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Market%20Committee%20publications/ENTSO-E\\_AS\\_survey\\_2017.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Market%20Committee%20publications/ENTSO-E_AS_survey_2017.pdf)

Se analiza el servicio de Reserva de Restauración de Frecuencia, que es el equivalente a la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF). Servicio definido prácticamente en toda Europa.



**Figura 12:** Mapa donde el Servicio de Regulación de Frecuencia existe

### Esquemas de Compra en Europa

Se implementan tres tipos:

- Compra obligatoria a precios regulados de acuerdo con los requerimientos de los Operadores.
- Compra en el Mercado.
- Mixto

Los esquemas de mercado y los mixtos son los que predominan como puede apreciarse en la siguiente figura. Los esquemas mandatorios solamente se aplican a 3 países.

Respecto a los plazos, como se puede observar en el gráfico de Resolución de Tiempo, solamente en dos países con esquemas mixtos (obligatorio y mercado) los plazos son mayores o iguales a un año. La mayoría son horarios, semanales o mensuales. Los principales mercados de Europa tienen establecido el servicio de RSF en resoluciones horarias.



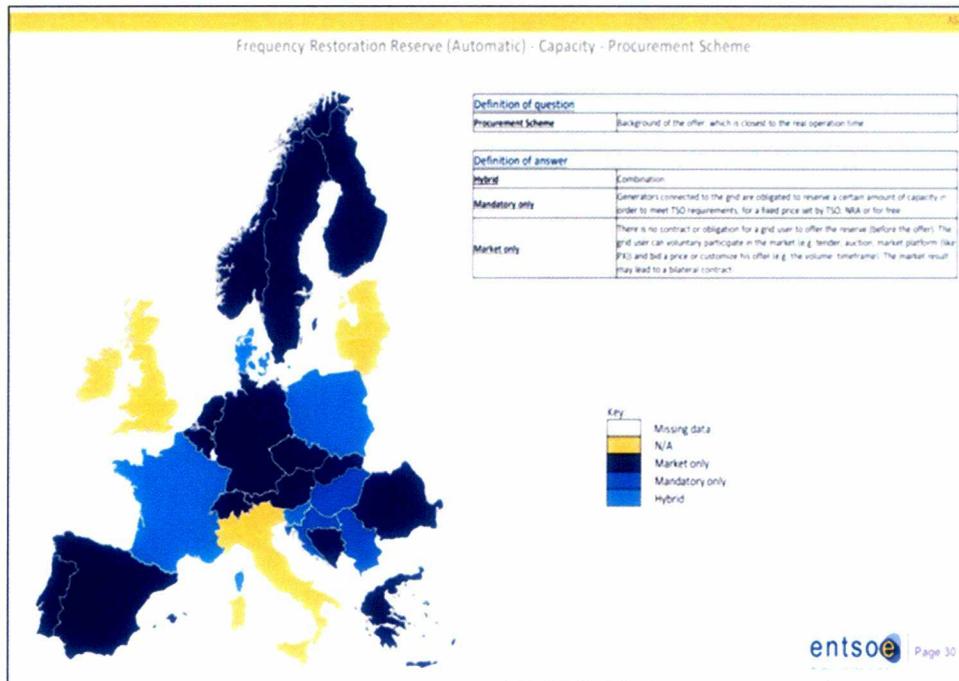


Figura 13: Esquemas de Compra del Servicio de Regulación de Frecuencia

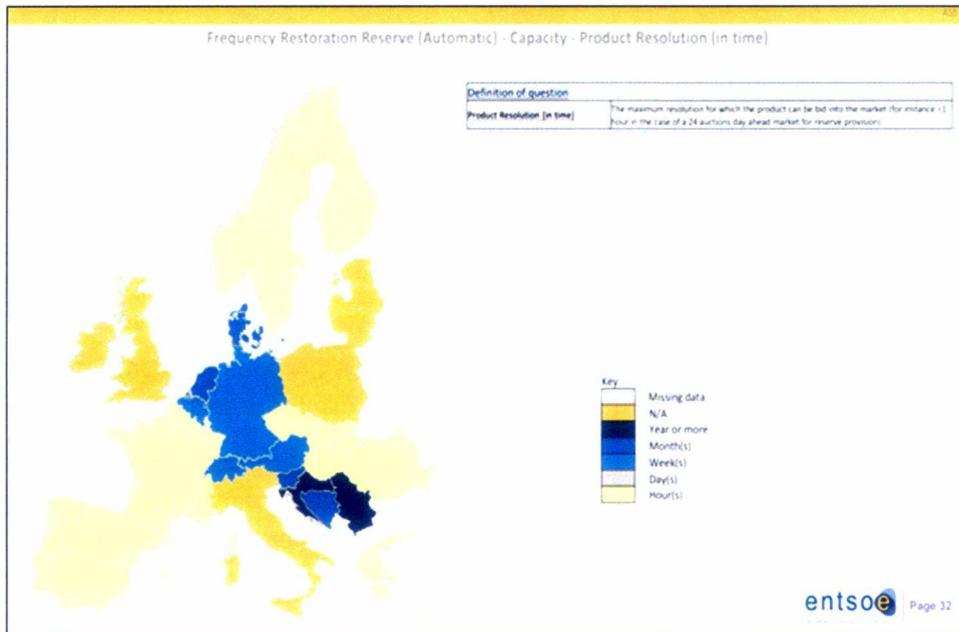
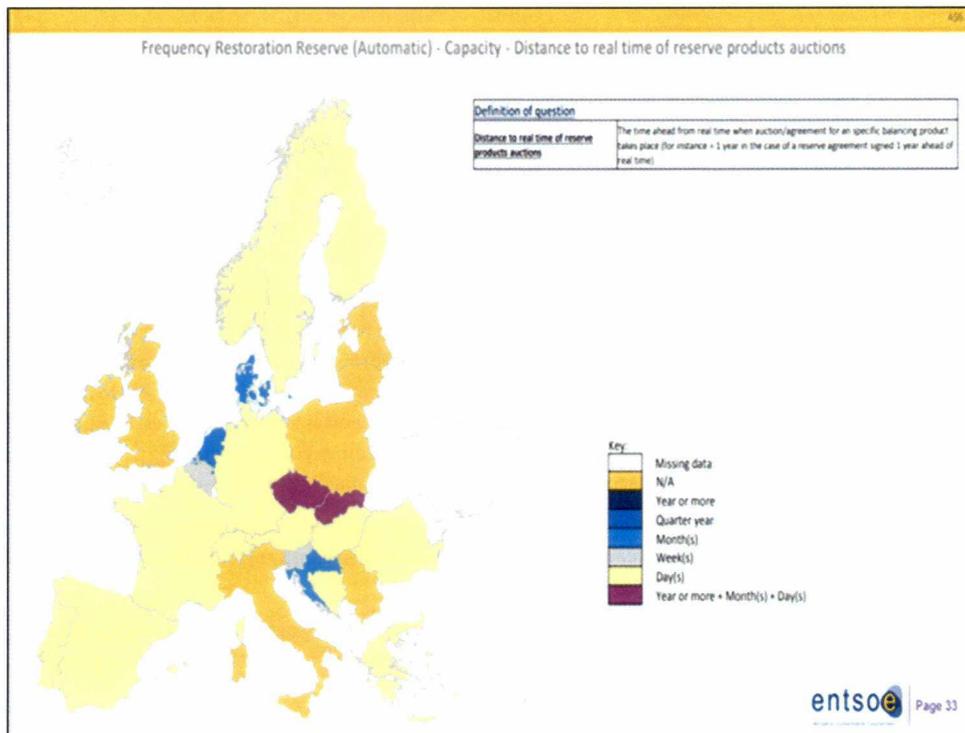


Figura 14: Mapa Resolución de tiempo del Servicio de Regulación de Frecuencia.





**Figura 15:** Mapa de Anticipación entre la subasta y la ejecución en tiempo real del Servicio de Regulación de Frecuencia.

Así también la anticipación entre la operación en tiempo real y el tiempo en que se ejecuta la subasta en la mayoría de los casos son diarios, solamente en dos países esta anticipación es mayor o igual a un año como se aprecia en el gráfico correspondiente.

Asimismo, mostramos las tendencias recientes de los mercados en cuanto a la reducción de los tiempos de licitación y adecuar la flexibilidad de la operación, reduciendo los periodos de subasta en aquellos mercados donde existía compromisos de largo plazo.



dena Ancillary Services Study 2030: Summary of the results of the project steering group.

#### **Recommended actions.**

In order to avoid a conventional must-run capacity in order to provide balancing energy in the medium term, and thus also improve the system integration of renewable energy, the conditions for providing balancing energy from alternative sources should be improved. To do so, we must evaluate the extent to which product characteristics and pre-qualification requirements can be adapted to facilitate the market entry of new providers of balancing energy from e.g. renewable energy sources, flexible loads and electricity storage units, and meet the changing system requirements (e.g. steep flanks). In this context, a reduction of the tender periods for primary and secondary balancing energy must also be reviewed.

At the same time, technical and organisational solutions must be developed to permit coordination of increased provision of balancing energy via decentralised energy systems from the distribution grid, taking the local grid conditions into account.

In addition to this, the implementability of the adaptive assessment process must be reviewed, for example to determine and tender the probable balancing energy demand for the next day based on the previous day.

**Figura 16:** Recomendación sobre Servicio de Control y Regulación de Frecuencia al 2030 en Alemania

De la revisión de las mejores prácticas en los países europeos, se encuentra que los servicios de Regulación Secundaria de Frecuencia equivalentes al del Perú se ejecutan con una resolución en tiempo menor o igual a un día en casi la totalidad de los países, lo cual es coherente con la propuesta de la eliminación de la Provisión Base y contar únicamente con un mercado de ofertas diarias.

### **Observación 17**

#### **Comentario Osinergmin**

##### **4.1.3 Perfeccionamiento Regulatorio**

(...)

#### **Observación**

El hecho de que las URS ganadoras de la Provisión Base Firme ingresen a despachar de forma obligatoria sin importar su costo variable, con alta posibilidad de tener un sobrecosto operativo por ello, en efecto puede constituir un potencial problema, pero en modo alguno un hecho concreto que amerite un cambio normativo, dado que en el argumento del COES no se aprecia en modo alguno la magnitud del problema (estimación), es decir: ¿qué magnitud de sobrecostos se han registrado?, ¿bajo qué condiciones se han registrado dichos sobrecostos, o acaso se han registrado de manera continua?, etc.

Lo expresado por el COES no constituye el desarrollo de una alternativa de solución, sino una justificación para la propuesta de “eliminación de la Provisión Base y las subastas”,



que tendría que ser desarrollada en la sección de “Identificación del Problema”, y no en la sección de “Alternativas de Solución”.

### **Respuesta**

Ver respuesta a la observación 10.

## **Observación 18**

### **Comentario Osinergmin**

#### 4.5. Conmutación de AGC Secundario y Primario y reconfiguración automática

(...)

### **Observación**

Se sugiere aclarar la relación que existe entre la separación de un área geográfica y la conmutación del AGC secundario con el AGC primario. Se entiende que el AGC sigue recibiendo las señales del SEIN, independientemente de que un enlace de interconexión haya salido fuera de servicio. Mientras que, la conmutación del AGC secundario con el AGC primario se da por la salida de servicio del AGC primario.

Por lo tanto, se sugiere incluir una explicación de acuerdo a lo mencionado en el párrafo anterior.

### **Respuesta**

Ver respuesta a la observación N°13

## **NUMERAL 5. ANÁLISIS DETALLADO DE IMPACTOS DE LA ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN SELECCIONADA**

## **Observación 19**

### **Comentario Osinergmin**

#### 5.1. Eliminación de la Provisión Base y las subastas

##### 5.1.1 Alternativa de eliminar la Provisión Base:

(...)

### **Observación**

En función a lo expuesto por el COES, en efecto, del Cuadro N° 2 en el cual se representan los resultados de las simulaciones del modelo “*Conditional Value at Risk*”, se aprecia que extinguiendo la Provisión Base y asignando la RSF únicamente al Mercado de Ajuste, siempre se obtendrá un costo mayor de operación, entonces en principio no es conveniente eliminar la Provisión Base.

Ahora bien, debe incluir el sustento del peso al riesgo (CVAR) asignado en 0,6.



El COES manifiesta que pese a que la eliminación de la Provisión Base incrementaría el costo de operación, el incremento es ínfimo; en tal sentido se hace la pregunta: ¿Cuál es el grado de exactitud del modelo “*Conditional Value at Risk*” como predictor de la conducta del mercado peruano?, ¿Qué nivel de maduración y consolidación se ha logrado con este modelo a la fecha en su aplicación al SEIN?

Por lo antes expuesto, se sugiere llevar a cabo un proceso de validación del modelo “*Conditional Value at Risk*”, antes de tomar sus resultados como base de una propuesta de cambio normativo.

### **Respuesta**

La técnica del *Conditional Value at Risk* (CVaR), es una herramienta para determinar el riesgo de portafolios. En este caso se aplicó para calcular el riesgo de sobrecosto en el costo de operación que incluye también el costo de reserva del sistema, sujeto a las volatilidades que representan los precios y las bandas de regulación que ofertarían los generadores, cuando la compra de RSF se ejecuta en cada mercado de RSF: Provisión Base, Mercado de Ajuste o ambas.

La determinación del comportamiento de los generadores fue recabada de todos los registros de ofertas de RSF en el mercado de ajuste y de la asignación de la provisión Base, y se ejecutaron simulaciones de mediano plazo (modificando el código Perseo 2.0 actualmente vigente) para extrapolar el comportamiento en situaciones de avenida y estiaje de ofertas de RSF.

El comportamiento de los generadores en competencia para fines de modelar oligopolios y certificar la madurez del mercado de la RSF se ejecutó con la técnica de las conjeturas en un modelo de equilibrio, que es una herramienta de modelación práctica para mercados con poca información.

La técnica del CVaR es una herramienta matemática de valoración de riesgo de amplio uso en diversos campos, entre ellos en el sector eléctrico, por ejemplo:

- Planeamiento de Sistemas de Potencia
- Determinación de Precios Máximos en licitaciones
- Operación de sistemas de potencia con generación renovable intermitente
- Determinación de estrategias operativas de generadores



A continuación, se muestran referencias de la aplicación de esta técnica en servicios complementarios, exactamente para servicios de reservas:

- M. Carrión, A. B. Philpott, A. J. Conejo, J. M. Arroyo, “A Stochastic Programming Approach to Electric Energy Procurement for Large Consumers,” *IEEE Trans. Power Syst.*
- W. A. Bukhsh, A. Papakonstantinou, P. Pinson, “A Robust Optimisation Approach using CVaR for Unit Commitment in a Market with Probabilistic Offers,” *IEEE*, 2016
- A. J. Conejo, R. García-Bertrand, M. Carrión, A. Caballero, A. de Andrés, “Optimal Involvement in Futures Markets of a Power Producer,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 23, no. 2, pp. 703-711, May. 2008

- P. N. Christiansen, "Equilibrium Modeling of a Power Market with a Capacity Market Designed to Promote Flexible Capacity," *Norwegian University of Science and Technology*, Jun. 2016
- Xudong Jia, Ming Zhou, Gengyin Li, "Study on Conjectural Variation Based Bidding Strategy in Spinning Reserve Markets," *IEEE International Conference on Power System Technology*, 2006
- Houhe Chen, Yiming Kong, "Optimal Spinning Reserve for Wind Power Integrated System Using CVaR," *ITEC Asia-Pacific*, 2014

Por lo expuesto, se considera que la herramienta CVaR es idónea para valorar riesgos en SEIN.

Respecto al peso usado para el riesgo, es usual que su valor se encuentre entre 0.9 y 0.95, cuando se quiere valorar el riesgo casi en su totalidad, es decir cuando se tiene una alta propensión al riesgo. Por otro lado, si el peso es cero, se indica que existe adversidad al riesgo, en este caso el riesgo o la volatilidad no interesaría en la simulación. Sin embargo, por la naturaleza del mercado de RSF (dividido en dos mercados), se asume un valor alrededor de 0.5, para nuestro caso se eligió 0.6. Se precisa que si se ejecutarán simulaciones con mayores pesos de riesgo las diferencias de resultados no se amplifican significativamente y las tendencias se mantendrían.

## Observación 20

Comentario Osinergmin

5.1.2 Respuesta del Mercado si solamente existiese el Mercado de Ajuste de RSF

(...)

Observación

Lo expuesto por el COES requiere una explicación más amplia, respecto a los siguientes ítems:

1. ¿Cuál es el grado de precisión de las simulaciones obtenidas con la herramienta computacional en GAMS desarrollada por el COES?
2. ¿Por qué los resultados del CMG son prácticamente los mismos en una situación de Mercado de Ajuste tipo "cartel" que en la de "competitivo"? ¿sería entonces lo casi lo mismo un mercado tipo "cartel" que uno "competitivo"?
3. ¿Qué garantiza que el escenario "Urs 2018" se mantendrá luego de la eliminación de la Provisión Base (mercado de capacidad)?
4. ¿son los Mercados de Europa homologables al SEIN?

Por lo tanto, se sugiere el COES incorpore en su informe los ítems mencionados, debidamente analizados.

Respuesta

A continuación, se responden las preguntas:



1. El modelo equilibrio (modelo de competencia) implementado intenta reflejar el mercado de RSF sujeto al despacho centralizado de las unidades de generación. El modelo es de tipo secuencial y complementario, es decir primero se ejecuta el despacho centralizado y luego en base al costo marginal de energía y el despacho resultante el modelo determina a través de las conjeturas el estado de equilibrio y determina las asignaciones y precios de RSF en condiciones de competencia. El problema es de tipo entero mixto. La precisión de este modelo es máxima, y en las simulaciones la tolerancia en la función objetivo es cero.

El modelo de CVAR es un problema entero mixto no lineal debido a la complejidad de las relaciones involucradas en este esquema, además de modelar el riesgo, también maximiza la rentabilidad (margen económico variable) del generador considerando variables enteras mixtas. La tolerancia del modelo es menor al 0.1% en todos los casos.

2. Los costos marginales (CMGs) de reserva son similares porque las conjeturas modeladas en este caso no varían en gran magnitud, por ello el CMG de RSF varía poco, si se asumiera mayor variación de las conjeturas, la brecha será mayor. Sin embargo, el objetivo de estas simulaciones fue certificar que declarando precios en modo cartel o competitivo existirá la tendencia a una reducción del CMG de RSF apreciable en condiciones de la oferta actual de RSF respecto a la oferta de RSF que se tenía al inicio del proceso.

3. No se puede garantizar que el escenario del 2018 se mantendrá luego de la eliminación de la Provisión Base, como tampoco se puede garantizar si se mantiene la Provisión Base. Sin embargo, de las simulaciones realizadas al año 2020, se observa una tendencia en el mercado similar a la del 2018. No se debe olvidar que el objetivo que se persigue con la propuesta es de lograr mayor eficiencia en el mercado y mejorar la flexibilidad de la operación.

Precisamos también que el procedimiento 22 estipula mecanismos de control como el precio techo y la obligatoriedad del servicio en casos de no contar con ofertas suficientes, en los cuales obligatoriamente el COES elegirá las URS que deben aportar el servicio de RSF.

4. El proceso de asignación de la RSF en sí constituye una subasta, por lo que las teorías y las buenas prácticas en subastas son aplicables al mercado de RSF. Se considera que Europa tiene mayor afinidad con Latinoamérica que USA, debido a que la mayoría de los mecanismos y reglas de operación son aplicados en Latinoamérica de forma similar a muchos países europeos. El esquema colombiano, por ejemplo, es similar al esquema español.

## Observación 21

### Comentario Osinergmin

5.3. Requisito de contar con regulación automática de frecuencia propia

(...)

Observación



Lo expresado en el presente numeral no representa un “ANÁLISIS DETALLADO DE IMPACTOS DE LA ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN SELECCIONADA”, sino que más bien se limita a enunciar la propuesta, en tal sentido se observa que la principal justificación (numeral 4.3 del presente documento) es la siguiente: “(...) actualmente en la Nota Técnica que señala el PR-22 se encuentran establecidos criterios simple y claros que son conocidos y aceptados por los Agentes por lo es recomendable mantener dichos criterios y plasmarlos en el PR-22”; lo expresado por el COES no es un sustento técnico, y habiendo sido la Nota Técnica expedida en setiembre de 2015, sería necesario llevar a cabo una evaluación técnica actualizada desde el punto de vista de lo que se requiere para el suministro eléctrico, caso contrario se debería mantener la instrucción en la Nota Técnica.

### **Respuesta**

Ver Respuesta a Observación N° 12.

## **Observación 22**

### **Comentario Osinergmin**

5.5. Conmutación de AGC Secundario y Primario y reconfiguración automática

(...)

### **Observación**

Lo expresado en el presente numeral no representa un “ANÁLISIS DETALLADO DE IMPACTOS DE LA ALTERNATIVA DE SOLUCIÓN SELECCIONADA”, sino que más bien detalle de la propuesta. Por lo tanto, se sugiere incorporar alternativas de solución debidamente sustentada.

### **Respuesta**

Ver respuesta de la observación N°13.



## **3. OBSERVACIONES A LA PROPUESTA DE MODIFICACION DEL PR-22**

### **Observación 23**

#### **Comentario Osinergmin**

Numeral 6. 6. CRITERIOS PARA LA PRESTACION DE SERVICIO

#### **Observación**

No aparece en la propuesta de modificación del PR-22, el numeral 6.4.

#### **Respuesta**

La imagen de la gráfica en la cual se ejemplifica los criterios para la prestación del servicio se superpuso al texto del numeral 6.4.

Dicho numeral indica textualmente lo siguiente:

- 6.4. Cuando en el SEIN se formen áreas geográficas aisladas eléctricamente de manera temporal por mantenimientos o contingencias se tendrá en cuenta lo siguiente:
- 6.4.1. El AGC podrá reconfigurarse automáticamente para controlar las áreas donde esté presente al menos una URS.
- 6.4.2. Se reasignará la RRSF entre las URS de cada área geográfica según lo detallado en el numeral 9.
- 6.4.3. El ACE será calculado de manera separada para cada área geográfica, según lo detallado en el Anexo I.

## Observación 24

### Comentario Osinergmin

#### Numeral 6.2

*“6.2. Las URS deberán estar conectadas **constantemente** al AGC durante todo el periodo que se consignó en la Oferta que presentaron. Asimismo, su estado (según numeral 2.10 del Anexo I) y su Reserva Asignada, será la que corresponda en el PDO.”*

#### Observación

Se sugiere reemplazar el término “constantemente” por “de forma permanente”.

### Respuesta

Aceptada la propuesta de modificación. El numeral 8.2 queda de la siguiente manera:

#### Numeral 6.2

*“6.2. Las URS deberán estar conectadas de forma permanente al AGC durante todo el periodo que se consignó en la Oferta que presentaron. Asimismo, su estado (según numeral 2.10 del Anexo I) y su Reserva Asignada, será la que corresponda en el PDO.”*

## Observación 25

### Comentario Osinergmin

#### Numeral 6.3.2

*“6.3.2. La característica mínima de respuesta exigida en el SEIN será tal que, ante un Evento que ocasione un déficit/superávit de generación igual o mayor a la magnitud de RRSF programada, la respuesta para la RSF se iniciará en los siguientes 20 segundos después de ocurrido el Evento, estando completamente disponible en los siguientes 10 minutos y a partir de este momento, **podrá** sostenerse hasta por 30 minutos adicionales.”*

#### Observación

Se sugiere reemplazar el término “podrá” por el término “deberá”.



### **Respuesta**

A fin de que el numeral 6.3.2 del este acorde con la definición de Regulación Secundaria de Frecuencia de la Norma técnica para la coordinación de la operación en tiempo real de los sistemas interconectados (NTCOTR), se modificó como sigue:

- 6.3.2. *La característica mínima de respuesta exigida en el SEIN será tal que, ante un Evento que ocasione un déficit/superávit de generación igual o mayor a la magnitud de RRSF programada, la respuesta para la RSF se iniciará en los siguientes 20 segundos después de ocurrido el Evento, estando completamente disponible en los siguientes 10 minutos y a partir de este momento, **deberá** sostenerse hasta por 30 minutos adicionales.*

### **Observación 26**

#### **Comentario Osinergmin**

##### **Numeral 7.1.3**

*“7.1.3. Disponer de al menos una (1) unidad de generación que cumpla al menos los siguientes requisitos:*

- a. Tener capacidad de para recibir consignas mediante un mando remoto.*
- b. Contar con una Banda de potencia en la que pueda responder a consignas tanto a subir como a bajar generación.*
- c. Tener capacidad de responder a las consignas enviadas en menos de diez (10) segundos.*
- d. Gradientes de toma de carga y descarga superiores a 8 MW/min.”*

##### **Observación**

Si la URS está conformada por dos unidades de generación; a cuál de las dos unidades se les requiere el cumplimiento del numeral 7.1.3 propuesto?

### **Respuesta**

A fin de aclarar este punto, se modificó el numeral 7.1.3. tal como sigue:

- 7.1.3. *La unidad o unidades de generación con las que dispone una URS, deberán cumplir al menos los siguientes requisitos:*
- a. Tener capacidad de recibir consignas mediante un mando remoto.*
  - b. Contar con una Banda de potencia en la que pueda responder a consignas tanto a subir como a bajar generación.*
  - c. Tener capacidad de responder a las consignas enviadas en menos de diez (10) segundos.*
  - d. **Las gradientes de toma de carga y descarga por unidad de generación superiores a 8 MW/min y en el caso de ciclos***



***combinados la suma de las gradientes de las tomas de carga y descargas superiores a 16 MW/min.***

## Observación 27

### Comentario Osinergmin

#### Numeral 7.2.4

*“7.2.4. La calificación de una URS tendrá carácter permanente, salvo que se produzca alguna de las siguientes circunstancias que la obligará a renovar su calificación ante el COES:*

- a. Modificación de los parámetros asociados al control de la URS, sin importar el motivo de dicha modificación.*
- b. **Cuando el COES lo considere necesario**, debido a un comportamiento que no se ajusta a los requerimientos establecidos en el presente procedimiento.*

#### Observación

El término “cuando del COES lo considere necesario”, se sugiere remplazarlo por el término “cuando se observe un comportamiento que no se ajusta a los requerimientos establecidos en el presente procedimiento, en un periodo de tiempo de un mes.”

### Respuesta

De acuerdo con lo sugerido por Osinergmin, el numeral 7.2.4 se modificará como sigue:

*7.2.4. La calificación de una URS tendrá carácter permanente, salvo que se produzca alguna de las siguientes circunstancias que la obligará a renovar su calificación ante el COES:*

- a. Modificación de los parámetros asociados al control de la URS, sin importar el motivo de dicha modificación.*
- b. **Cuando se observe un comportamiento que no se ajusta a los requerimientos establecidos en el presente procedimiento, en un periodo de tiempo de un mes.***

## Observación 28

### Comentario Osinergmin

#### Numeral 8.2

*“8.2. La programación de la RRSF total requerida en el SEIN **será establecida el PDO.**”*

#### Observación

Falta completar en la siguiente forma: “...será establecida **en** el PDO”.

### Respuesta

Aceptada la propuesta de modificación. El numeral 8.2 queda de la siguiente manera:



“8.2. La programación de la RRSF total requerida en el SEIN será establecida en el PDO.”

## Observación 29

### Comentario Osinergmin

#### Modificación del Glosario

**“Reserva para regulación secundaria de frecuencia (RRSF):** Margen de reserva rotante unidades o centrales calificadas para este propósito y que responden a variaciones de generación por regulación automática o manual y sostenible al menos durante 30 minutos. Se compone de una RRSF a subir, y una RRSF a bajar”.

#### Observación

Falta completar de la siguiente manera:

**“Reserva para regulación secundaria de frecuencia (RRSF):** Margen de reserva rotante en unidades o centrales calificadas.....”

### Respuesta

Aceptada la propuesta de modificación. La Modificación del Glosario quedaría de la siguiente manera:

**“Reserva para regulación secundaria de frecuencia (RRSF):** Margen de reserva rotante en unidades o centrales calificadas para este propósito y que responden a variaciones de generación por regulación automática o manual y sostenible al menos durante 30 minutos. Se compone de una RRSF a subir, y una RRSF a bajar”.

## 4. CONCLUSIONES DEL COES

Como resultado del análisis de las observaciones presentadas por OSINERGMIN, se han incluido ajustes al procedimiento PR-22 adicionales a los que se remitieron con nuestra propuesta inicial. Estos ajustes adicionales se han incorporado en las siguientes partes del procedimiento:

- Se ajustaron las definiciones del numeral 3.2 del procedimiento.
- Se ajustó el contenido del Estudio anual (numeral 4.1 del procedimiento)
- Se ajustaron algunos criterios para la prestación del servicio (numerales 6.1 y 6.2 del procedimiento)
- Sobre los requisitos para la calificación de URS, se ajustó el numeral 7.1.1
- Se ajustó la determinación de la reserva total (numeral 8 del procedimiento)
- Se ajustó la asignación del servicio (numeral 9 del procedimiento)
- Se ajustó el mecanismo de liquidación (numeral 11.6 y Anexo IV)
- Se agregó una disposición transitoria.
- Se realizaron algunos ajustes de redacción en los Anexos (I, II, III, V, VI y VII)

