

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 003-2020-OS/CD

Lima, 16 de enero de 2020

CONSIDERANDO

Que, mediante Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se estableció en el literal b) de su artículo 13 como una de las funciones de interés público a cargo del COES, el elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por Osinergmin. Anteriormente, de conformidad con lo previsto en el artículo 40 de la Ley de Concesiones Eléctricas y en el artículo 86 de su Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM, la competencia para la aprobación de los procedimientos técnicos del COES (que incluye su Glosario de Abreviaturas y Definiciones), recaía en el Ministerio de Energía y Minas;

Que, con Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (“Reglamento COES”), en cuyo artículo 5.1 se detalla que el COES, a través de su Dirección Ejecutiva, debe elaborar las propuestas de Procedimientos Técnicos en materia de operación del SEIN. Para tal efecto, en su artículo 5.2 se prevé que el COES debe contar con una Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos aprobada por Osinergmin, la cual incluirá, como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento;

Que, mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD se aprobó la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos” (“Guía”), estableciéndose el proceso y los plazos que deben seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos COES. Esta Guía fue modificada, respectivamente con las Resoluciones N°s 088-2011-OS/CD, N° 272-2014-OS/CD y N° 090-2017-OS/CD;

Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 6.1 de dicha Guía, la propuesta de Procedimiento Técnico debe estar dirigida a Osinergmin adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad. El plazo de remisión de los procedimientos también ha sido regulado por la citada norma, disponiéndose en su artículo 7 que, durante los meses de abril, agosto y diciembre, Osinergmin recibirá las propuestas de Procedimientos Técnicos que se encuentren previstas en el Plan Anual; y excepcionalmente, cuando se justifique de forma sustentada, podrá admitirse propuestas en periodo distinto;

Que, mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME del 31 de marzo de 2001, se aprobó el Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES (“GLOSARIO”);

Que, con Resolución N° 058-2014-OS/CD se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia” (PR-22), el cual entró en vigencia el 01 de julio de 2014;

Que, mediante Resolución N° 141-2016-OS/CD, se aclararon las disposiciones contenidas en el Procedimiento Técnico COES N° 22, precisándose que no contravenían lo previsto en el marco normativo vigente respecto del criterio de mínimo costo de la operación del sistema. Asimismo, en la resolución se señala que el COES podrá elaborar una propuesta de modificación del Procedimiento en caso lo considere necesario, y teniendo en cuenta la experiencia y aplicación sobre la base de las reglas existentes en el mercado eléctrico;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 003-2020-OS/CD**

Que, sobre la base de una evaluación a la aplicación del PR-22 en los últimos años, mediante carta COES/D-2032-2018, el COES remitió a Osinergmin una propuesta de modificación del PR-22 y del GLOSARIO, con la finalidad de perfeccionar el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) en el SEIN con relación a los siguientes aspectos: (i) eliminar la Provisión Base y las subastas; (ii) eliminar los términos de liquidación Déficit y Superávit; (iii) agregar el requisito de contar con regulación automática de frecuencia propia; (iv) agregar el requisito de contar con una banda mínima de regulación para la RSF; (v) agregar la opción de conmutación del Control Automático de Generación (AGC) Secundario y Primario y reconfiguración automática; (vi) agregar el tipo de control de las unidades de las URS; (vii) modificar la formulación de cálculo del error de respuesta de la URS; y (viii) modificar las liquidaciones económicas de cada URS, basados en el análisis de la aplicación del PR-22 en los últimos 4 años, aspectos que han sido sometidos al análisis de Osinergmin para la formulación del proyecto del nuevo PR-22;

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 353-2019-GRT del 03 de abril de 2019 se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-22, otorgándosele un plazo de veinte (20) días hábiles, ampliados en diez (10) días adicionales a solicitud del COES, para subsanar las mismas. Con fecha 06 de mayo de 2019, mediante la carta COES/D-469-2019, el COES remitió a Osinergmin la subsanación de dichas observaciones;

Que, con Resolución N° 132-2019-OS/CD, se dispuso la publicación del proyecto de resolución con el cual se aprueba el nuevo PR-22 y la modificación del GLOSARIO, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía y en el artículo 14 del Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, y en el artículo 25 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, en la citada Resolución N° 132-2019-OS/CD se otorgó un plazo de veinte (20) días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación en el diario oficial, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas;

Que, en el referido plazo, se recibieron los comentarios y sugerencias presentados por las empresas Fenix Power S.A., Kallpa Generación S.A., Engie Energía Perú S.A., Electroperú S.A., Empresa de Generación Huanza S.A., Celepsa, Enel Generación S.A.A., Enel Green Power Perú S.A. y el COES, los cuales han sido analizados en el [Informe Técnico N° 013-2020-GRT](#), previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5.3 del Reglamento del COES, habiéndose acogido aquellos que contribuyen con el objetivo del procedimiento técnico a aprobarse;

Que, atendiendo a que, adicionalmente se han presentado diversas modificaciones menores, propuestas por el COES en el íntegro del PR-22, resulta conveniente aprobar un nuevo texto de dicho procedimiento, para facilitar el manejo del mismo por parte de los administrados;

Que, en ese sentido, se han emitido el [Informe Técnico N° 013-2020-GRT](#) de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el [Informe Legal N° 014-2020-GRT](#) de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica"; en el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM; y en la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de OSINERGMIN en su Sesión N° 01-2020.

SE RESUELVE

Artículo 1°.- Aprobar el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia” contenido en el Anexo de la presente resolución.

Artículo 2°.- Modificar la definición de “Reserva para regulación secundaria de frecuencia (RRSF)” del Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME del 31 de marzo de 2001, conforme a lo siguiente:

“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.”;

Artículo 3°.- Derogar el Procedimiento Técnico del COES N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia” aprobado con Resolución N° 058-2014-OS/CD y modificatorias.

Artículo 4°.- Disponer la publicación de la presente resolución y su Anexo en el diario oficial El Peruano y consignarla, conjuntamente con el [Informe Técnico N° 013-2020-GRT](#) y el [Informe Legal N° 014-2020-GRT](#) de la Gerencia de Regulación de Tarifas, en el portal de internet de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2020.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente resolución

Daniel Schmerler Vainstein
Presidente del Consejo Directivo
OSINERGMIN

ANEXO

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-22
RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA		
▫ Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 003-2020-OS/CD, publicada XX de enero de 2020.		

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 complementarias y modificatorias:

- 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 Económica del Sistema (COES).
- 2.6 Decreto Supremo N° 026-2016-EM – Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad.
- 2.7 Resolución Directoral N° 014-2005–EM/DGE – Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTOTR).
- 2.8 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, 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.

RS: Regulación Secundaria.

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.

Característica de Frecuencia: Cambio en el valor de la frecuencia por la variación de potencia en el sistema, debido a la propia naturaleza de la demanda y a la acción de la Regulación Primaria de Frecuencia.

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 a lo detallado en el numeral 7.

Etapa del PDO: Periodo de tiempo resultante de la subdivisión del Periodo de programación.

Mercado de Ajuste de la RS: Mecanismo de mercado que complementa la Provisión Base para efectos de satisfacer las necesidades de Reserva (a subir y a bajar) para RS. El Mercado de Ajuste de la RS tendrá un horizonte temporal diario.

Oferta: Es la declaración voluntaria, en la Provisión Base o en el Mercado de Ajuste de la RS, de magnitud de reserva a subir y/o a bajar (MW) con sus respectivos precios (S/. /MW-mes) que realiza el titular o representante de la URS para brindar el servicio de RSF.

Período 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.

Precio del Mercado de Ajuste: Precio de la Reserva obtenido en cada sesión de Mercado de Ajuste como la oferta más cara aceptada para cubrir la Reserva para RS. El precio es diferenciado, uno para la Reserva a subir y otro para la Reserva a bajar.

Provisión Base de la RS: Mecanismo para el aseguramiento de compromisos de Reserva para RS. Este mecanismo se complementa con el Mercado de Ajuste.

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

- 3.3 Para la aplicación del presente procedimiento, los términos en singular o plural que estén contenidos en este 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 los 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 (Anexo V) presentado al OSINERGMIN a más tardar el 31 de octubre de cada año. Este estudio considerará, sin carácter vinculante, las observaciones y comentarios de los Agentes del SEIN. Este estudio anual determina lo siguiente:
 - 4.1.1 Los parámetros necesarios para los programas AGC
 - 4.1.2 Los desvíos de frecuencia admisibles y la evaluación del desempeño de la Regulación Secundaria, conforme a lo establecido en el Anexo V.
 - 4.1.3 Precio límite de Oferta aplicable al servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia correspondiente al Mercado de Ajuste aprobado por OSINERGMIN.
 - 4.1.4 La magnitud de reserva total para la RSF requerida por el SEIN
- 4.2 Informe mensual de evaluación del cumplimiento de las URS asignadas para brindar el 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 7 del presente Procedimiento; así como, sus respectivas fechas de ingreso (modificación y bandas de regulación); dicha información será publicada en la página web del COES y se notificará a los integrantes cada vez que se modifiquen las características de las URS calificadas o califique una nueva URS.

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.

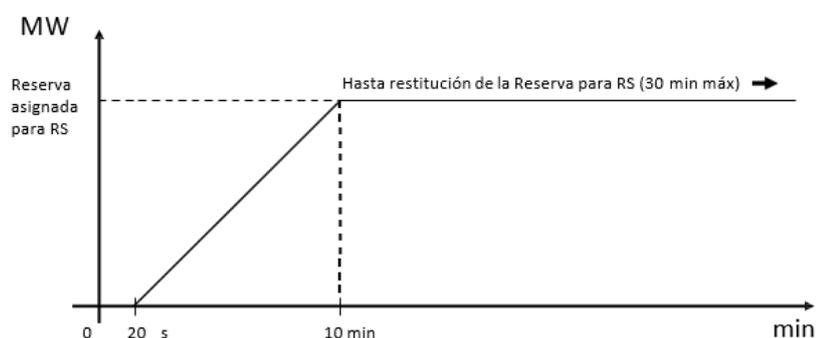
- 5.1.8 Determinar las liquidaciones económicas asociadas al servicio de RSF (Anexo IV).
- 5.1.9 El COES elaborará una Nota Técnica donde se establezcan las especificaciones técnicas necesarias para el funcionamiento del Regulador Maestro, según lo detallado en el Anexo VI.
- 5.1.10 El COES evaluará la necesidad de adjudicar una cantidad de RS mediante el mecanismo de Provisión Base.

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.
- 5.2.2 Comunicar al COES todo evento ocurrido o acción efectuada en sus instalaciones que afecte el servicio de RSF.
- 5.2.3 El Generador representante de la URS conformada por unidades de generación de más de un Generador, asumirá la 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 DE 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, que 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, estará completamente disponible en los siguientes 10 minutos y a partir de este momento, deberá 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 deberá 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 como mínimo los siguientes requisitos:
 - a. Tener capacidad 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. Los gradientes de toma de carga y descarga por unidad de generación superiores a 8 MW/min. En el caso de ciclos combinados la suma de los gradientes de las tomas de carga y descargas de las unidades que lo conforman 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 suficiente, 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 de 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 Proporcionar al COES el precio a ser considerado para su oferta por defecto aplicable al Mercado de Ajuste según el numeral 9 del presente procedimiento. La magnitud de potencia de la oferta por defecto será igual a la banda de reserva habilitada.
- 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 7.1.3 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 calendario 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 se observe un comportamiento que no se ajusta a los requerimientos establecidos en el presente Procedimiento, en un periodo de tiempo de un mes.
- 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 con 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 calendario 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 deberá 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 DE SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

- 9.1 La asignación de RS se realizará a nivel de URS.
- 9.2 La asignación del servicio de Provisión Base se realizará conforme al numeral 9.5.1, y la asignación del Mercado de Ajuste se realizará para horizontes diarios.

La Reserva será cubierta primero con las URS que tengan cantidades comprometidas en la Provisión Base y que se encuentren programadas en la operación por despacho económico, mientras que, con el Mercado de Ajuste, se cubrirá lo faltante.

El bloque de la Reserva comprometida en la Provisión Base se asignará en el cálculo del pago del servicio de Regulación Secundaria y se liquidará económicamente, en cualquier caso, así no se encuentre programada en la operación; según lo detallado en el numeral 2.2 del Anexo IV del presente procedimiento.
- 9.3 Si la suma de las reservas de las URS comprometidas en la Provisión Base que se encuentran operando por despacho económico y de las URS del Mercado de Ajuste, no llegaran a cubrir el total de la RRSF requerida, el COES podrá incluir a aquellas URS que no ofertaron en el Mercado de Ajuste que se encuentren disponibles considerando sus respectivas ofertas por defecto y a las URS de la Provisión Base que no se encuentren operando con la finalidad de cubrir la RRSF faltante o, si lo considerase pertinente, el COES podrá disminuir la magnitud de reserva para RSF requerida por el sistema.
- 9.4 La Reserva asignada mediante Provisión Base y Mercado de Ajuste tendrán la misma calidad requerida. En ambos casos las ofertas se expresarán en Soles por kW-mes (S//kW-mes).
- 9.5 Provisión Base de la RS:

- 9.5.1 El COES evaluará la necesidad de adjudicar una cantidad de RS mediante el mecanismo de la Provisión Base, luego de lo cual podrá convocar el proceso de subasta. El periodo de adjudicación por subasta será semestral.
- 9.5.2 Los días 15 del mes anterior del inicio del periodo a adjudicar, el COES publicará el periodo de adjudicación, la magnitud de la Provisión Base total requerida y el precio máximo de oferta conforme a lo indicado en el numeral 9.5.9:
- 9.5.3 Las ofertas para la Provisión Base de RS serán presentadas al COES por el titular o representante de la URS hasta las 16:00 horas del último lunes del mes, antes del inicio del periodo convocado, en los medios y formas que establezca el COES en su convocatoria.
- 9.5.4 Las magnitudes de las reservas y precios de las URS ofertadas no serán reveladas a ningún participante hasta la publicación de los resultados.
- 9.5.5 Los resultados de las adjudicaciones de las URS serán publicados a las 19:00 horas del último lunes del mes en los medios y formas que establezca el COES.
- 9.5.6 La magnitud ofertada para la Provisión Base podrá ser diferente para la Reserva a subir y la Reserva a bajar. Estas magnitudes ofertadas tendrán como máximo 02 decimales.
- 9.5.7 La magnitud ofertada de la reserva a subir y la reserva a bajar de cada URS en la subasta de Provisión Base debe ser menor o igual a la magnitud de reserva a subir y la reserva a bajar requerida en la convocatoria respectivamente. Asimismo, la magnitud ofertada de las reservas a subir y bajar de cada URS deberá tener en cuenta los límites de su banda de regulación habilitada para efectuar el servicio de RSF a través del AGC del COES.
- 9.5.8 Se podrá ofertar un precio diferente para la Reserva a subir y la Reserva a bajar los cuales deberán ser mayores o iguales a cero.
- 9.5.9 El precio máximo del proceso de asignación es único, sin diferenciarse por tecnología y expresado en \$/kW-mes. Este precio será establecido por el COES y puesto en conocimiento en la convocatoria.
- 9.5.10 Es obligación del(los) adjudicatario(s) lo relacionado a la disponibilidad de su(s) banda(s) para la prestación del servicio de RS, en las cantidades comprometidas adjudicadas.
- 9.5.11 Los participantes para la Provisión Base de RS deberán contar con su URS calificada para participar en el mecanismo de subasta.
- 9.5.12 Como resultado de la asignación conjunta realizada en el PDO detallado en el numeral 6, la cantidad de reserva asignada será como mínimo igual a la reserva ofertada mencionada en el numeral 9.5.6, siempre que no tenga una indisponibilidad comunicada y sustentada según los plazos de entrega de información establecidos en el Procedimiento Técnico N° 01 "Programación de la Operación de Corto Plazo" y el Procedimiento Técnico N° 06 "Reprogramación de la Operación Diaria" o el que lo reemplace y en caso corresponda.

- 9.6 Mercado de Ajuste de la RS:
- 9.6.1 Las ofertas de la RSF en el mercado de Ajuste 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.
 - 9.6.2 La magnitud de reserva de la Oferta (MW) tendrá como máximo 02 decimales y, los precios de Oferta (S/ /kW-mes) deberán ser mayores o iguales a cero.
 - 9.6.3 En caso de ausencia de Ofertas, el COES tomara la oferta por defecto más reciente depositada por la URS. El precio de la oferta por defecto para el Mercado de Ajuste de cada URS, podrá ser actualizada de manera mensual.
 - 9.6.4 Los precios de las Ofertas; no superarán el precio límite de Oferta aprobados por OSINERGMIN ni podrán ser menores a cero (0).
 - 9.6.5 OSINERGMIN aprobará anualmente el precio límite de Oferta admitidos para la RSF correspondiente al Mercado de Ajuste, teniendo en cuenta el estudio del COES mencionado en el Anexo V.
 - 9.6.6 La asignación de la RRSF se realizará en un horizonte diario y para cada Etapa del PDO.
 - 9.6.7 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.
- 9.7 Reparto de RRSF por Déficit de Reserva:
- En caso de que se presente un Déficit de Reserva, éste se repartirá a otras URS que dispongan de una Reserva en Control 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 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 numerales 1.6 y 1.7 del 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 Todos los términos económicos de la prestación del servicio deberán ser calculados de la misma manera en la Provisión Base y en el Mercado de Ajuste de la RS, significando esto que las condiciones de provisión del servicio y las exigencias de calidad son exactamente las mismas para ambos modos de provisión.
- 11.3 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 del 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.
- 11.4 La liquidación económica del servicio prestado se realizará conforme al detalle indicado en el Anexo IV de este Procedimiento.
- 11.5 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.
- 11.6 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.
- 11.7 La compensación de costos operativos adicionales producidos por el cumplimiento del servicio de RSF será determinada conforme a lo establecido en el Procedimiento Técnico del 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. EVALUACIÓN 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 satisfactoria 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:
- El desvío de frecuencia máximo esperado, dado el volumen de la perturbación y la Característica de Frecuencia mínima en el SEIN;
 - 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 satisfactoria 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	Descripción
I	METODOLOGÍA DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO MEDIANTE EL AGC
II	METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RESERVA TOTAL REQUERIDA PARA LA REGULACIÓN SECUNDARIA
III	METODOLOGÍA PARA EL SEGUIMIENTO DE LA RESERVA
IV	METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LAS LIQUIDACIONES ECONÓMICAS DEL SERVICIO DE RSF
V	ESTUDIO ANUAL
VI	CONTENIDO DE LA NOTA TÉCNICA
VII	PRUEBAS DE CALIFICACIÓN DE LAS URS
VIII	LINEAMIENTOS PARA LA ASIGNACIÓN DE LA PROVISIÓN PARA LA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

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 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 El requerimiento 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:

$$ACE = P_{med} - P_{prog} + K_{BC}(f_{med} - f_0)$$

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 (Hz).

- 2.3 En la expresión del numeral 2.2 el signo de K_{BC} 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 K_{BC} 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 solo 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 (β) y constante de tiempo (τ) 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.

Estado	Descripción
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"> 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. Calidad deficiente de las comunicaciones entre la URS y el COES. Los criterios para declarar las comunicaciones como deficientes serán establecidos por el COES. La Reserva Asignada a la URS es nula por no haber salido asignada en el despacho conjunto PDO más Reserva para
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 (ΔP_{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 ΔP_{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 una 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 una 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} .

$$Si |P_{tem}| > RR_{SEIN} \Rightarrow P_{tem} = RR_{SEIN} * sgn(P_{tem})$$

Donde: $sgn()$ 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:

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

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:

Variables con origen el COES	Variables con Origen las URS
Estado declarado del AGC del COES (ON/OFF)	Estado declarado de las URS (ON/OFF)
P_{req} para cada URS	Estado de control de la unidad de generación
La calificación de estado de cada URS	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 o mareomotriz) la magnitud de reserva destinada a la RS 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 de los últimos doce meses previos a la fecha de la realización del Informe Anual.
- 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 para RS 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 se determina la magnitud de reserva para RS correspondiente a este tipo de generación.
- 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 total de Déficit de Reserva 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_i : Número de grupos con RAS en la URS i.

NB_i : Número de grupos con RAB en la URS i.

RAS_j : Reserva a Subir Asignada a la unidad de generación j (≥ 0).

RAB_j : Reserva a Bajar Asignada a 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:

$$Si LID_j > LSD_j \rightarrow LID_j = LSD_j = PO_j$$

- b. Se calculan las Reservas Regulantes:

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

Donde:

RRS_j : Reserva Regulante a Subir de la unidad de generación j.

RRB_j : Reserva Regulante a Bajar de la unidad de generación j.

PO_j : Programa de Operación de la unidad de generación j.

LSD_j : Límite superior declarado de la unidad de generación j.

LSR_j : 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.

LID_j : Límite inferior declarado de la unidad de generación j.

LIR_j : Límite Inferior Regulante teórico de la unidad de generación j, obtenido en la calificación según lo detallado en el numeral 7.1 del presente Procedimiento.

- 1.4 Si alguno de los valores de RRS_j y RRB_j 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):

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

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

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

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

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

- 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 asignación de RRSF 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):

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

$$\left\{ \begin{array}{l} DRCB = \sum_j^{NU} (RCB_j - RAB_j) \text{ si } \sum_j^{NU} DRB_j > \sum_j^{NU} (RCB_j - RAB_j) \\ DRCB = \sum_j^{NU} DRB_j \text{ si } \sum_j^{NU} DRB_j \leq \sum_j^{NU} (RCB_j - RAB_j) \end{array} \right.$$

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:

$$\left\{ \begin{array}{l} RRS_i = RRS_{i0} + \frac{(RCS_i - RAS_i)}{\sum_j^{NU} (RCS_j - RAS_j)} * DRCS \\ RRB_i = RRB_{i0} + \frac{(RCB_i - RAB_i)}{\sum_j^{NU} (RCB_j - RAB_j)} * DRCB \end{array} \right.$$

- 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):

$$\left\{ \begin{array}{ll} SRS_i = RRS_i - RAS_i & \text{si } RAS_i \leq RRS_i \\ SRS_i = 0 & \text{si } RAS_i > RRS_i \end{array} \right.$$

$$\left\{ \begin{array}{ll} SRB_i = RRB_i - RAB_i & \text{si } RAB_i \leq RRB_i \\ SRB_i = 0 & \text{si } RAB_i > RRB_i \end{array} \right.$$

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 ($P_{mod,i}$) en respuesta a los requerimientos del COES ($P_{req,i}$)
- 2.3 La respuesta dinámica teórica de la URS ($P_{mod,i}$) 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 $P_{req,i}$, de modo que, a efectos de cálculo de la respuesta dinámica teórica de la URS, se tomará como $P_{req,i}$ 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:

$P_{mod,i}$: 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.

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 La liquidación económica de la provisión del servicio de RS estará constituida por el mismo conjunto de términos, sea el servicio satisfecho mediante Provisión Base o mediante la concurrencia a Mercado de Ajuste.
- 1.2 Los términos de la liquidación económica de la provisión del servicio de RSF son los siguientes:

DERECHOS DE COBRO

- 1.2.1 Costo de Oportunidad (CO).
- 1.2.2 Asignación de Reserva (AR)
- 1.2.3 Compensación de costos operativos adicionales producidos por el cumplimiento del servicio de RSF (CA)

OBLIGACIONES DE PAGO

- 1.2.4 Pagos por Reserva No Suministrada (PRNS).
- 1.3 La liquidación económica de cada URS “u” que provee el servicio en un determinado mes será calculada con la siguiente fórmula de liquidación:

$$LIQ_u = CO_u + AR_u + CA_u - PRNS_u$$

- 1.4 Cada Participante i efectuará un pago mensual por RSF conforme a la siguiente fórmula:

$$PRS_i = \sum_{d=1}^D \frac{(CO_{u,d} + AR_{u,d} + CA_{u,d} - PRNS_{u,d})}{\sum_g^{N_g} G_{g,d}} \times G_{i,d}$$

Dónde:

- PRS_i : Pago mensual del Participante i por el costo del servicio de Regulación Secundaria de la Frecuencia
- i : Participante i
- D : Número total de días d del mes
- N_g : Número total de Participantes.
- $AR_{u,d}$: Derecho de cobro por Asignación de Reserva de la URS u en el día d
- $PRNS_{u,d}$: Pago por Reserva No Suministrada de la URS u el día d
- $CA_{u,d}$: Derecho de cobro por Compensación de Costos operativos Adicionales de la URS u el día d, establecido en el numeral 11.7 del presente Procedimiento
- $CO_{u,d}$: Derecho de cobro por Costo de Oportunidad de la URS u en el día d

$G_{i,d}$: Producción de energía del Participante Generador i durante el día d , o Retiro durante el día d para el caso del Participante Distribuidor i o Participante Gran Usuario i .

$G_{g,d}$: Producción de energía del Participante Generador g durante el día d , o Retiro durante el día d para el caso del Participante Distribuidor g o Participante Gran Usuario g .

- 1.5 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 **COSTO DE OPORTUNIDAD:** El costo de oportunidad será calculado por el COES para las unidades de generación proveedores del servicio de RS en cada periodo diario de programación del PDO. El costo de oportunidad representa la diferencia del beneficio neto obtenido por una unidad de generación en el programa de producción de energía durante un periodo de programación, motivado por la necesidad de despachar a este en un punto de funcionamiento con producción inferior para permitirle la provisión de la RS que se le asigna.

Para el cálculo de este término el COES realizará una asignación del PDO sin tener en cuenta la provisión de Reserva para RS, posteriormente se realizará la asignación conjunta de PDO y Reserva. Para aquellas URS (u) cuyo PDO resultó ser inferior debido a su obligación de proveer servicio de RS, el costo de oportunidad en un Periodo de programación se calculará como la diferencia del beneficio neto obtenido de ambas asignaciones:

$$CO_{u,t} = \text{máximo}((PDO_{s,u,t} - PDO_{c,u,t}), 0) \times (CMgCP_{u,t} - CV_{u,t})$$

$$\text{Si } CO_{u,t} < 0 \text{ entonces } CO_{u,t} = 0$$

$$CO_{u,d} = \sum_t^T CO_{u,t}$$

Donde:

t : Período de programación

$CO_{u,t}$: Derecho de cobro por Costo de Oportunidad de la URS u en el periodo t .

$CO_{u,d}$: Derecho de cobro por Costo de Oportunidad de la URS u en el día d .

$PDO_{s,u,t}$: Programa Diario de Operación preliminar de la URS u , calculado sin tener en cuenta la provisión de RS en el sistema y expresado en términos de energía.

$PDO_{c,u,t}$: Programa Diario de Operación de la URS u , calculado teniendo en cuenta la provisión de RS en el sistema y expresado en términos de energía.

$CMgCP_{u,t}$: Costo Marginal de Corto Plazo de la barra de bornes de generación, correspondiente a la URS u en el periodo t

$CV_{u,t}$: Costo variable de la URS u en el periodo t .

2.2 ASIGNACIÓN DE RESERVA

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

$$AR_{u,d} = RAS_{u,d_{M.A.}} \times PRS_{d_{M.A.}} + RAB_{u,d_{M.A.}} \times PRB_{d_{M.A.}} + RA_{u,p_{P.B.}} \times PR_{u,p_{P.B.}}$$

Donde:

- $RAS_{u,d_{M.A.}}$, $RAB_{u,d_{M.A.}}$: Reserva Asignada a subir y a bajar respectivamente de la URS u proveniente del Mercado de Ajuste de la RS en el día d.
- $RA_{u,d,p_{P.B.}}$: Reserva Asignada de la URS u para el día d proveniente de la Provisión Base de la RS en el periodo vigente de su adjudicación p.
- $PRS_{d_{M.A.}}$, $PRB_{d_{M.A.}}$: Precio del Mercado de Ajuste para el día d multiplicado por 1/30.
- $PR_{u,d,p_{P.B.}}$: Precio de la URS u para el día d proveniente de la Provisión Base de la RS en el periodo vigente de su adjudicación p multiplicado por 1/30.

2.3 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 pagada 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:

$$PRNS_{u,d} = (DRS_{u,d} + DRB_{u,d}) \times PrRNS_d$$

Donde:

- $PRNS_{u,d}$: Pagos por reserva no suministrada realizados por la URS u en el día d.
- $RDS_{u,d}$, $DRB_{u,d}$: Déficits de Reserva a subir y a bajar respectivamente de la URS u en el día d
- $PrRNS_d$: Precios aplicables a la RNS correspondiente al precio límite de Oferta establecido en el numeral 4.1.3, vigente el día d, multiplicados por 1/30.

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. 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.
 - e. Las constantes de ganancia y de tiempo a utilizar en los reguladores de las URS que estén obligadas a tener capacidad de regulación propia.
 - f. 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.
 - g. La Característica de Frecuencia mínima en el SEIN, considerando los efectos del comportamiento de la carga y la RPF.
 - h. El precio límite de Oferta aplicables al servicio de RSF.
 - i. La definición de las áreas geográficas predeterminadas, según las cuales estará configurado el programa AGC secundario, como se indica en el Anexo I.
 - j. El nivel de confianza p para la determinación de la magnitud de reserva para RSF necesaria, 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 TÉCNICA

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 CALIFICACIÓN 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 del presente Procedimiento.
- 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 tarda 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.

ANEXO VIII

LINEAMIENTOS PARA LA ASIGNACIÓN DE LA PROVISIÓN BASE PARA LA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

1. PROCESO DE ASIGNACIÓN

- 1.1 Para la asignación de la Provisión Base se establecerá por separado para la magnitud de la RRSF total requerida a subir y de la RRSF total requerida a bajar
- 1.2 Se ordenarán las ofertas, para cada periodo, en orden de mérito del Precio RSF, de menor a mayor.
- 1.3 Se asignará las ofertas, para cada periodo, en el orden de mérito establecido hasta cubrir la magnitud de RRSF de la RRSF total requerida.
- 1.4 Con la finalidad de procurar casar coincidentemente la magnitud de la Provisión Base de la RS requerida, se administrará un margen de desviación de hasta 10% del valor de dicha magnitud para lo cual, una vez ordenadas las ofertas como se indica en el numeral 1.2 se seguirá la siguiente secuencia de asignación:
 - a) En caso de que la suma de las magnitudes ofertadas sea inferior al 90% de la magnitud de la Provisión Base requerida, todas las ofertas serán asignadas, cerrándose el proceso de asignación de la Provisión Base.
 - b) Si la última Oferta a asignar ocasiona que la magnitud total de las ofertas tenga una variación menor o igual al +-10% respecto a la magnitud de la Provisión Base requerida, dicha Oferta será asignada con toda la magnitud ofertada y será la que cierre la asignación de la Provisión Base
 - c) Si la última Oferta a asignar ocasiona que la magnitud total de las ofertas tenga una variación mayor al 10% de la magnitud de la Provisión Base requerida, solo se le asignará la potencia necesaria para que la magnitud total de las ofertas sea igual al 100% de la magnitud de la Provisión Base requerida.
- 1.5 En caso en que se produzca Ofertas con precios iguales, si una vez ordenadas las ofertas en orden ascendente a sus precios y sumando acumulativamente las magnitudes ofertadas, suceda el caso que, para alcanzar la cobertura de la magnitud de la Provisión Base requerida, existiesen ofertas con precios iguales que provocan un superávit de dicha cobertura se procederá como sigue:
 - a) Agotar la aplicación del numeral 1.4
 - b) Si persiste esta situación, se calcula la diferencia entre la magnitud de Provisión Base requerida y la sumatoria acumulada de las magnitudes ofertadas hasta antes de encontrar precios iguales.
 - c) El resultado de la diferencia calculada en el literal previo, se reparte proporcionalmente en función a las magnitudes de las ofertas iguales que provocan dicho superávit. En este caso se asignarán las cantidades resultantes de dicho reparto.
 - d) En caso se produzcan cantidades resultantes menores a la magnitud mínima de la URS, dichas cantidades resultantes no serán adjudicadas.

Las cantidades resultantes del reparto proporcional serán redondeadas a dos (2) decimales.

- 1.6 En caso no exista Ofertas o en caso no se produzca adjudicación producto de la aplicación de los numerales previos, el COES declarará el proceso como “Desierto”, y se abrirá un nuevo proceso de subasta para el mes siguiente, según lo detallado en el numeral 9.5 del presente procedimiento.