

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 21-2026-OS/CD**

Lima, 10 de febrero del 2026

CONSIDERANDO:

Que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 3 de la Ley N° 27332, Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, los Organismos Reguladores ejercen la función normativa, la cual comprende la facultad de dictar, en materia de su respectiva competencia, los reglamentos y normas que regulen los procedimientos a su cargo, de carácter general y/o de carácter particular referidas a intereses, obligaciones o derechos de las entidades o actividades supervisadas o de sus usuarios. En tal sentido, conforme a lo establecido en el literal b) del artículo 7 del Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-PCM y en el artículo 21 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, corresponde al Consejo Directivo, dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, normas de carácter particular, como en el presente caso, aplicables a las entidades relacionadas con el sector energía;

Que, en el literal b) del artículo 13 de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica ("Ley 28832"), se establece que una de las funciones de interés público a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional ("COES") consiste en elaborar los procedimientos en materia de operación del sistema eléctrico interconectado nacional ("SEIN") y administración del mercado de corto plazo, los cuales son presentados a Osinergmin para su aprobación;

Que, en los artículos 31 y 32 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas ("LCE"), se establece que los concesionarios y los titulares de autorizaciones -de la actividad de generación- se encuentran obligados a cumplir con las disposiciones del Código Nacional de Electricidad y demás normas técnicas aplicables; y, tienen la obligación de operar sus instalaciones de acuerdo con las normas de coordinación del COES. Así también, los integrantes del COES están obligados a cumplir las disposiciones que emita dicho Comité;

Que, por su parte en el artículo 64 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM ("RLCE"), se señala que los concesionarios y los titulares de autorizaciones, están obligados a garantizar la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente;

Que, en el artículo 92 del RLCE se prevé que el COES, en resguardo de la calidad y seguridad del sistema eléctrico, supervisa y controla el suministro de electricidad, de acuerdo con las normas que la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, establezca para la coordinación de la operación en tiempo real;

Que, la Dirección General de Electricidad aprobó mediante Resolución Directoral N° 014-2005-EM-DGE, la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados ("NTCOTRSI"), con la finalidad de establecer las obligaciones del Coes y de los integrantes del mismo, con relación a los procedimientos de operación en tiempo real;

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 21-2026-OS/CD

Que, en virtud de lo previsto en el artículo 14 de la Ley 28832, el COES tiene como función la planificación y administración de los servicios complementarios que se requieran para la operación segura y económica del SEIN. A su vez, en el artículo 33 de dicha ley, se establecen disposiciones para el mercado de los servicios complementarios; no obstante, la reglamentación para su aplicación se encuentra en proceso, vía el Ministerio de Energía y Minas, conforme lo ordena la propia ley, lo que derivará en adecuaciones y modificaciones posteriores en los procedimientos técnicos del COES;

Que, la regulación de frecuencia es un aspecto necesario y fundamental para garantizar la operación segura en tiempo real del Sein y beneficia tanto a las unidades de generación, como a los equipos de consumo y es conexo al servicio principal de suministro de electricidad. El producto electricidad sólo es útil si incorpora los parámetros de calidad, como la frecuencia; por tanto es remunerada por el usuario en el precio de suministro de electricidad;

Que, este servicio de regulación de frecuencia, al ser complementario del servicio principal de suministro de electricidad, comparte su naturaleza y utilidad pública, y de acuerdo con la NTCOTRSI tiene características de bien público para el uso masivo; resultando imprescindible en la actividad eléctrica;

Que, en el artículo 5.1 del Reglamento del COES, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se señala 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 el artículo 5.2 del citado Reglamento 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 para la aprobación y/o modificación de los procedimientos técnicos. Esta Guía fue modificada con Resoluciones N° 088-2011-OS/CD, N° 272-2014-OS/CD, N° 210-2016-OS/CD y N° 090-2017-OS/CD;

Que, conforme a lo dispuesto en el artículo 6.1 de la Guía, la propuesta de aprobación y/o modificación de un procedimiento técnico debe estar dirigida a Osinergmin adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad;

Que, en cumplimiento de la normativa sectorial correspondiente y habiendo cumplido las etapas y el proceso contenidos en la Guía, el 31 de enero de 2020 se publicó el Procedimiento Técnico del COES N° 22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia" ("PR-22"), aprobado con Resolución N° 003-2020-OS/CD, cuyo objetivo es establecer los criterios y metodología para la prestación del servicio complementario de regulación secundaria de frecuencia ("RSF");

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

Que, el COES mediante Carta N° D-032-2025 15 de enero de 2025 presentó una propuesta de modificación del PR-22 y del GLOSARIO, señalando que, de la aplicación del PR-22 se han identificado oportunidades de mejora, relacionadas con la necesidad de modernizar la metodología de dimensionamiento, fortalecer los incentivos económicos, promover la competencia, incorporar nuevas tecnologías y precisar aspectos operativos, a fin de asegurar una provisión eficiente, confiable y segura del servicio de RSF;

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 21-2026-OS/CD

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 875-2025-GRT del 8 de abril de 2025, se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de PR-22 otorgándole un plazo de veinticinco días hábiles para subsanar las mismas. El COES dentro del plazo otorgado, mediante Carta N° COES/D-586-2025 del 16 de mayo de 2025, remitió a Osinergmin la subsanación de las referidas observaciones;

Que, mediante Resolución N° 103-2025-OS/PRES del 15 de agosto de 2025, se publicó el proyecto de PR-22 y del GLOSARIO, otorgándose un plazo de treinta días calendario, contados desde el día siguiente su publicación, para que los interesados remitan sus opiniones y sugerencias; de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía, en el artículo 21 del Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 009-2024-JUS y en el artículo 25 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, dentro del plazo establecido, se recibieron los comentarios presentados por las empresas Orizone Business & Technology S.A.C., Engie Energía Perú S.A.A., Energía Renovable del Sur S.A., Statkraft Perú S.A., Asociación Peruana de Energías Renovables, Fenix Power Perú S.A., Kallpa Generación S.A., Empresa de Generación Huallaga S.A., Compañía Eléctrica El Platanal S.A., Zelestra Perú S.A.C., Orygen Perú S.A.A. e Inland Energy S.A.C.;

Que, con fecha 19 de setiembre de 2025, Osinergmin remitió al COES, mediante Oficio N° 1979-2025-GRT, los comentarios remitidos por las empresas mencionadas, solicitándole su opinión, habiéndose atendido mediante Carta N° COES/D-1122- 2025 del 23 de octubre de 2025;

Que, mediante Oficio N° 2437-2025-GRT del 23 de diciembre de 2025, Osinergmin solicitó al COES que remita precisiones y sustento sobre su opinión efectuada; las cuales fueron atendidas con Carta N° COES/D-056-2026 el 22 de enero de 2026;

Que, la propuesta presentada por el COES, la respuesta a las observaciones efectuadas a la misma, así como la opinión a los comentarios recibidos y la información complementaria remitida, han sido analizadas en el Informe Técnico N° 075-2026-GRT y en el Informe Legal N° 076-2026-GRT, previo cumplimiento de las etapas establecidas en Reglamento del COES y en la Guía, habiéndose aceptado aquellos comentarios que contribuyen con el objetivo del procedimiento técnico. Teniendo en consideración, la cantidad de modificaciones en el extenso del procedimiento, resulta conveniente aprobar un nuevo texto del PR-22 para facilitar su manejo por parte de los administrados en un documento integrado. Por consiguiente, corresponde la aprobación del nuevo PR-22 y la modificación del GLOSARIO;

Que, en ese sentido, se ha emitido el Informe Técnico N° 075-2026-GRT y el Informe Legal N° 076-2026-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales integran la presente decisión;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado con Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; 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; Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, aprobado mediante Resolución

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 21-2026-OS/CD

Directoral N° 014-2005-EM-DGE; en el Reglamento del COES, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM; en la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 04-2026, de fecha 10 de febrero del 2026.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Aprobar el Procedimiento Técnico del COES N° 22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia", contenido en el Anexo de la presente resolución, el mismo que será vigente a partir del 1 de septiembre de 2026, dejando sin efecto en dicha oportunidad el aprobado con Resolución N° 003-2020-OS/CD.

Artículo 2.- Incorporar las definiciones "Grupo para RSF", "Sistema Aislado Temporal", "Vinculación para RPF" y "Vinculación para RSF" al Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES, aprobado con Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, según lo siguiente:

"Grupo para RSF: Generador de energía eléctrica de cualquier tipo de tecnología que puede brindar el servicio de RSF."

"Sistema Aislado Temporal: Sistema eléctrico compuesto por uno o más centros de generación, redes de transmisión y/o redes de distribución que operan eléctricamente separados del SEIN de manera temporal, manteniendo un balance de potencia activa y reactiva entre la generación y la demanda."

"Vinculación para RPF: Acción mediante la cual el titular de un Grupo o Central establece una relación operativa con un Equipo RegFrec con el fin de brindar el servicio de RPF. El procedimiento de vinculación se realiza de acuerdo con los especificado en los respectivos procedimientos."

"Vinculación para RSF: Acción mediante la cual el titular de un Grupo o Central establece una relación operativa con un Equipo RegFrec con el fin de brindar el servicio RSF. El procedimiento de vinculación se realiza de acuerdo con los especificado en los respectivos procedimientos."

"Equipo RegFrec: Instalación de cualquier tecnología de almacenamiento de energía destinada a brindar el servicio de RPF y/o RSF conectada a cualquier barra del SEIN."

Artículo 3.- Modificar las definiciones "Máxima demanda mensual a nivel de generación", "Barra de Transferencia", "Entrega" y "Retiro" del Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES, aprobado con Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/, según lo siguiente:

"Máxima demanda mensual a nivel de generación: Potencia media de la energía integrada del Sistema Eléctrico a Nivel de Generación en el intervalo de 15 minutos de mayor demanda en el mes. Este intervalo es el Intervalo de Punta del mes. Adicionalmente, para aquellas unidades de generación que disponen de un Equipo RegFreg, se considerará también las cargas/descargas del Equipo RegFreg. El referido valor es el resultado de la operación del Equipo RegFreg, siendo de valor positivo si el Equipo RegFreg resulta aportando potencia y de valor negativo en caso el Equipo RegFreg resulte absorbiendo potencia."

“Barra de Transferencia:

- 1) Para el caso de Retiros es la Barra del sistema de transmisión del SEIN, señalada en el listado de Barras de Referencia de Generación del Estudio de fijación tarifaria vigente. Asimismo, podrá ser considerada como Barra de Transferencia, aquella barra del SEIN de nivel de tensión nominal igual o superior a 100 kV, que cumpla los siguientes requisitos:
 - a) Para el caso de Retiro de un Participante Generador, deberá contar con un contrato de suministro en dicha barra, lo cual deberá ser comunicado al COES.
 - b) Para el caso de Retiro de un Participante Distribuidor o Participante Gran Usuario, deberá ser una barra en donde empiezan sus instalaciones, lo cual deberá ser comunicado al COES.

Excepcionalmente, la Barra de Transferencia será la barra de consumo del cliente ubicado en un sistema SST o SCT, para aquellos Intervalos de Mercado en que se cumplan los siguientes requisitos:

- i) Se haya presentado congestión en un enlace perteneciente a dicho sistema SST o SCT, el cual conecta de manera radial al SEIN y la barra de consumo del cliente; y
 - ii) Haya operado una Unidad de Generación en dicho sistema SST o SCT por efecto de dicha congestión.
- 2) Para el caso de Entregas corresponderá a la Barra de Entrega del Generador y a la barra en bornes del Equipo RegFrec al cual se encuentre vinculado un Grupo y/o un Grupo para RSF. Para el caso de Generadores RER, se considerará como Barra de Transferencia, sus Puntos de Suministro.”

“Entrega: Energía activa contabilizada en una Barra de Transferencia asociada a:

- i) La producción de energía de una Central de Generación de titularidad de un Generador Integrante, menos los consumos de sus Servicios Auxiliares que no sean considerados mediante un Retiro asociado a la carga de un Distribuidor.
- ii) Energía activa neta en bornes del Equipo RegFrec, siempre que esté vinculado a un Grupo y/o Grupo para RSF para brindar el servicio.”

“Retiro: Energía activa contabilizada en una Barra de Transferencia asociada a:

- i) El consumo de energía del cliente de un Participante Generador.
- ii) Un Participante Distribuidor para atender a sus Usuarios Libres, siempre que dicho consumo de energía no esté cubierto por contratos de suministro.
- iii) Un Participante Gran Usuario, siempre que dicho consumo de energía no esté cubierto por contratos de suministro.
- iv) El Autoconsumo de Energía del proceso productivo que forma parte del proceso de cogeneración de la Central de Cogeneración Calificada del Participante Generador; por cada Intervalo de Mercado. En caso de que el consumo de energía del proceso productivo sea superior a la producción de la Central de Cogeneración Calificada, este consumo adicional deberá ser respaldado mediante contratos de suministro, al igual que un cliente que no cuenta con autoproducción.

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 21-2026-OS/CD

- v) El consumo del Equipo RegFrec cuando no esté Vinculado a un Grupo y/o un Grupo para RSF para brindar el servicio de RPF y/o RSF respectivamente. Dicho consumo debe contar con respaldo mediante contrato de suministro.”

Artículo 4.- Disponer la publicación de la presente resolución y su Anexo en el diario oficial El Peruano y en el portal web <https://www.gob.pe/osinergmin>, y consignarlos junto con el Informe Técnico N° 075-2026-GRT y el Informe Legal N° 076-2026-GRT, en el portal web institucional de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2026.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente resolución.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

PRIMERA: Hasta el 31 de agosto de 2026, el COES debe adecuar los sistemas informáticos que correspondan para efectos de la aplicación del PR-22 aprobado.

SEGUNDA: El COES deberá efectuar el primer proceso de convocatoria para adjudicar Reserva para Regulación de Secundaria de Frecuencia mediante el Mercado de Cobertura según el PR-22 aprobado, con la finalidad de que los resultados apliquen a partir del 01 de enero de 2027.

«ochambergo»

Omar Chambergo Rodriguez
Presidente del Consejo Directivo

ANEXO 1

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-22
RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA		

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, programación 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 (LCE).
- 2.2 Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE).
- 2.3 Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación Eléctrica.
- 2.4 Decreto Supremo N° 026-2016-EM, Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento del MME).
- 2.5 Decreto Supremo N° 027-2008-EM, Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (Reglamento COES).
- 2.6 Decreto Supremo N° 020-97-EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).
- 2.7 Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE, Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI).
- 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 (*Area 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.

RRSF: Reserva para Regulación de Secundaria de Frecuencia.

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 un Grupo para RSF o URS definido por un límite superior y un límite inferior.

Bloque de Control: Conjunto de Grupos para RSF 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 programación que le correspondió en el despacho. Se compone de un Déficit de Reserva a subir, y un Déficit de Reserva a bajar. Se calcula según lo especificado en el Anexo III.

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.

Mercado de Ajuste de la RS: Mercado que busca satisfacer las necesidades de RRSF (para subir y/o bajar). La programación de dicha reserva se realiza según lo dispuesto en el numeral 11.

Mercado de Cobertura de la RS: Mercado que busca asegurar compromisos de Reserva para RS (para subir y/o bajar), para horizontes temporales mínimos de dos años. La adjudicación de dicha reserva se realiza según lo dispuesto en el numeral 10.

Número Máximo de Bloques de Oferta: Valor declarado por la URS como parte de Oferta para el Mercado de Ajuste, el cual indica el número de Periodos de RRSF que dicha URS garantiza el cumplimiento de su cantidad ofertada durante todo el horizonte de programación de la RRSF.

Oferta para el Mercado de Ajuste: Es la manifestación de voluntad ofertando en el Mercado de Ajuste para prestar el servicio de RSF. Dicha manifestación debe contener una magnitud de reserva a subir y/o a bajar (MW) asociada a un precio (S/ /MW-h) para cada Periodo de RRSF; y un Número Máximo de bloques de oferta.

Oferta para el Mercado de Cobertura: Es la manifestación de voluntad ofertando en el Mercado de Cobertura para garantizar la prestación del servicio de RSF. Dicha manifestación debe contener una magnitud de reserva a subir y/o a bajar (MW) asociada a un precio (S/ /MW-h) para cada Periodo de RRSF.

Período de RRSF: Intervalo de tiempo correspondiente a 60 minutos, en el cual se adjudica o programa la RRSF. El primer intervalo corresponde al que va de las 00:00 h a 01:00 h y el último al que va desde las 23:00 h a las 24:00 h.

Precio Límite: Precio máximo del Mercado de Ajuste o del Mercado de Cobertura, los cuales serán calculados por el COES. Para cualquiera de los casos, el precio será un valor único por día y estará dado en S/ /MW-h. Se determina en base al costo de oportunidad máximo esperado por brindar RRSF en lugar de disponerlo para el mercado de energía, afectado por un factor de incentivo que será fijado por Osinergmin.

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 en Control: Reserva rotante disponible en una URS y útil para Regulación Secundaria, calculada como la suma de las Reservas Regulantes de los Grupos para RSF 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 Mínima requerida para la RSF: Magnitud que representa el uso histórico de la RRSF en la operación tiempo real, considerando el parque de generación y demanda histórica.

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 un Grupo para RSF para la Regulación Secundaria, calculada como se especifica en el Anexo III.

Unidad de Regulación Secundaria: Grupo o conjunto de Grupos para RSF, debidamente calificados para 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 y modificatorias, 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 modificatorias y sustitutorias.

4. Productos

- 4.1 Estudio anual, al que se refiere el Anexo V, debe ser presentado a OSINERGMIN a más tardar el 31 de octubre de cada año. Este estudio considera, sin carácter vinculante, las observaciones y comentarios de los Agentes del SEIN y 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 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 hasta el día 10 del mes siguiente al mes de evaluación.
- 4.3 Listado de URS calificadas para Regulación Secundaria y los Grupos para RSF que las componen según se especifica en el numeral 8; 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 los Grupos para RSF que las conforman.
- 5.1.6 Realizar la adjudicación, programación y asignación del servicio de RSF según lo establecido en los numerales 10, 11 y 12 respectivamente.
- 5.1.7 Realizar el seguimiento en tiempo real del cumplimiento del servicio RSF por parte de las URS, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 13.
- 5.1.8 Determinar las liquidaciones económicas asociadas al servicio de RSF (Anexo IV) y publicar la información complementaria utilizada en su elaboración.
- 5.1.9 El COES revisará la necesidad de actualización de su Nota Técnica, según lo detallado en el Anexo VI. En cada actualización se debe explicitar los motivos que originaron dicha actualización.
- 5.1.10 El COES realizará el proceso de adjudicar una cantidad de RS mediante el mecanismo de Mercado de Cobertura.
- 5.1.11 El COES publicará en el Portal de Internet del COES. un reporte preliminar quincenal, un reporte preliminar mensual y un informe mensual que contendrán la evaluación de la prestación del servicio de RSF y la identificación de los eventos que originaron RNS y RNDI.

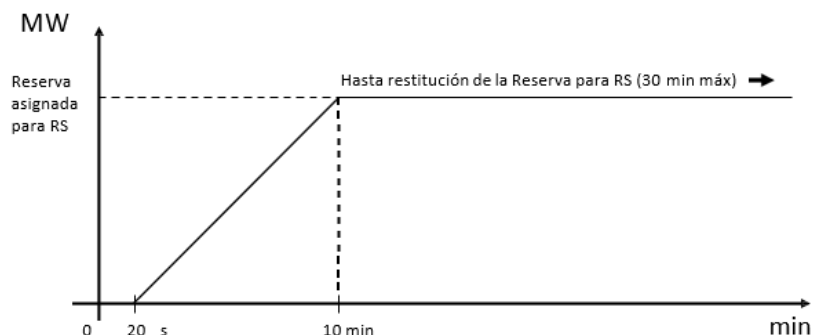
5.2 De los titulares de las URS:

- 5.2.1 Mantener actualizados los datos técnicos de todas los Grupos para RSF, 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 será el responsable de los ingresos o egresos resultantes de la adjudicación y/o asignación de dicha URS en el MME.
- 5.2.4 Realizar en calidad de único responsable, la reliquidación de los importes económicos percibidos por el servicio de RSF a los Grupos para RSF que las conforman, conforme a los acuerdos de partes establecidos entre los titulares de generación.

- 5.2.5 Monitorear la normal operación de sus URS cuando esté conectada al AGC y alertar al COES si es que ocurriera alguna operación anormal, ya sea por eventualidades operativas imprevistas (ejemplo: situaciones imprevistas de vertimiento, limitación de potencias máximas por temperatura, etc.) u otros motivos.

6. Criterios para la prestación de servicio

- 6.1 Las URS deberán estar conectadas y disponibles de forma permanente al AGC durante todo el periodo que se consignó en la Oferta presentada. Asimismo, su estado (según el numeral 2.10 del Anexo I) y su Reserva programada, será la que corresponda en el PDO o el RDO que lo reemplace.
- 6.2 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:
- 6.2.1 Los valores vigentes de Delta y Delta Máxima
- 6.2.2 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.



- 6.3 Cuando en el SEIN se formen Sistemas Aislados Temporales se tendrá en cuenta lo siguiente:
- 6.3.1 El AGC deberá reconfigurarse automáticamente para controlar los Sistemas Aislados Temporales donde esté presente al menos una URS.
- 6.3.2 Se programará o reprogramará la RRSF entre las URS de cada Sistema Aislado Temporales según lo detallado en el numeral II.
- 6.3.3 El ACE será calculado de manera separada para cada Sistema Aislado Temporal, según lo detallado en el Anexo I.
- 6.3.4 En caso se conforme un Sistema Aislado Temporal en el cual no se disponga de alguna URS, excepcionalmente el servicio de RSF podrá ser prestado por algún Grupo para RSF, previa coordinación con el COES.

En estos casos, la responsabilidad del control de la frecuencia en dicho Sistema Aislado Temporal será atribuida a dicho Grupo para RSF.

- 6.4 Las URS podrán elegir el modo de control de sus Grupos para RSF, 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 Grupos para RSF.

7. Equipo RegFrec

Especificaciones sobre los equipos para RSF

- 7.1 El ingreso, ampliación y repotenciación de los Equipos para RSF deberán cumplir con los requisitos y características técnicas establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y retiro de Instalaciones en el SEIN" (PR-20) o procedimiento que lo sustituya.
- 7.2 La prestación del servicio de RSF que brinde del Equipo RegFrec deberá cumplir con las exigencias técnicas requeridas a los Grupos para RSF establecidas en el presente procedimiento.

Vinculación para RSF

- 7.3 En caso un Grupo para RSF se vincule a un Equipo RegFrec, conforma una URS cuya banda de regulación está determinada por suma de la capacidad del Equipo RegFrec vinculado y la banda de regulación del Grupo para RSF.
- 7.4 La Vinculación para RSF debe ser comunicada al COES previamente por el titular del Equipo RegFrec y confirmada por los titulares de los Grupos para RSF involucradas, de acuerdo con los medios y formas que el COES establezca. El plazo de envío de dicha comunicación será el mismo que el plazo de envío de las Ofertas de RRSF para el Mercado de Ajuste.
- 7.5 Dicha comunicación debe contener el siguiente detalle como mínimo:
- a) Equipo RegFrec, Grupo para RSF vinculada y Grupos para RSF alternas para la Vinculación para RSF.
 - b) Periodo de vigencia de la vinculación, el cual equivale a un número de Periodos de RRSF. El periodo de Vinculación para RSF mínima es el de un Periodo de RRSF.
 - c) Orden de prelación de los Grupos para RSF alternas para la Vinculación para RSF, el cual indica la secuencia de preferencia de la Vinculación para RSF de un determinado Grupo para RSF con el Equipo RegFrec, para ser tenido en consideración por parte del COES.
- 7.6 Un Equipo RegFrec puede tener múltiples opciones de Vinculación para RSF; sin embargo, se considerará una única Vinculación para RSF, para cada Periodo de RRSF. Para ello, se considerará la programación de la RRSF y el orden de prelación declarado. En caso ningún Grupo para RSF sindicada resulte despachada, no se conformará la Vinculación para RSF.

- 7.7 El Equipo RegFrec sólo podrá prestar el servicio de RSF siempre que exista una Vinculación para RSF, y que el Grupo para RSF que brinden el servicio de RSF a través del Equipo RegFrec vinculado se encuentre conectada al sistema eléctrico donde se encuentre conectado el Equipo en mención.
- 7.8 La inyección de energía en el proceso de descarga, y el consumo de energía en el proceso de carga y el consumo propio del Equipo RegFrec se considerará en las transferencias de energía activa de la siguiente forma:
- a) Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo RegFrec esté vinculado a algún Grupo para RSF, las inyecciones y los consumos del Equipo serán considerados como una Entrega del Grupo para RSF a la cual se encuentre vinculado.
 - b) Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo RegFrec no esté vinculado a algún Grupo para RSF, el consumo de energía asociado al proceso de carga y consumos propios serán considerados como un Retiro.

8. Calificación de recursos para la provisión del servicio de RSF

- 8.1 Requisitos para la calificación de las URS:
- 8.1.1 Una URS puede ser conformada por una o más Grupos para RSF. 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.
 - 8.1.2 Los Grupos para RSF que pertenezcan a una central de generación no podrán pertenecer a más de una URS.
 - 8.1.3 Disponer de al menos un (1) Grupo para RSF 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 iniciar su respuesta a las consignas enviadas en menos de diez (10) segundos.
 - d. Los gradientes de toma de carga y descarga por Grupo para RSF superiores a 8 MW/min. En el caso de ciclos combinados o URS en control centralizado, la suma de las gradientes de las tomas de carga y descargas de las unidades que lo conforman superiores a 16 MW/min.
 - 8.1.4 Las URS en control centralizado deberán declarar una Banda de potencia mínima, con valores iguales o mayores a 12 MW de los cuales 6 MW podrán ser para subir generación y 6 MW para bajar generación. En el caso de URS en control individual, deberán declarar una Banda de

- potencia mínima con valores iguales o mayores a 12 MW por Grupo para RSF.
- 8.1.5 La URS debe contar con una respuesta suficiente, tal que cumpla con el requisito especificada en el numeral 6.2.2.
- 8.1.6 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.
- 8.1.7 Proporcionar la información técnica necesaria de cada Grupo para RSF que 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.
- 8.1.8 Las URS cuya Banda de potencia a habilitar sea mayor o igual a un valor de Banda de potencia mínimo que será calculado como parte del Informe Anual señalado en el Anexo V, 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.
- 8.2 Proceso de Calificación de las URS:
- 8.2.1 La URS que desee participar en el servicio de RSF deberá enviar una solicitud de calificación al COES. Para ello deberá adjuntar toda la información requerida en el numeral 8.1.3.
- 8.2.2 El COES, dentro de los cinco (5) días hábiles de recibido la solicitud, analizará si la URS cumple con los requisitos establecidos en el numeral 8.1.3. 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 cuarenta y cinco (45) días hábiles de recibida la solicitud de la URS. Dichas pruebas se detallan en el Anexo VII. En caso vencido el plazo, el agente deberá volver a solicitar la realización de las pruebas.
- 8.2.3 La calificación de una URS ante el COES deberá renovarse, cuando se produzca alguna de las siguientes circunstancias:
- 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.
 - c. Las pruebas posean una antigüedad mayor de cuatro (4) años.

- 8.2.4 La URS calificada que desee adicionar un Grupo para RSF, deberá enviar la solicitud de Calificación al COES.
 - 8.2.5 El COES analizará si la URS con el Grupo para RSF adicional cumple con los requisitos establecidos en el numeral 8.1. 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 cuarenta y cinco (45) días hábiles de recibida la solicitud de la URS. En caso vencido el plazo, el agente deberá volver a solicitar la realización de las pruebas.
 - 8.2.6 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.
- 8.3 El Equipo RegFrec que se vinculará a un Grupo para RSF, deberá seguir el proceso de calificación de URS contenido en los numerales 8.1 y 8.2 anteriores. Luego de ello, dicho Equipo RegFrec podrá vincularse a cualquier Grupo para RSF, conformando de esa manera una nueva URS y así poder prestar el servicio de RSF conforme a las disposiciones establecidas en el numeral 7.

9. Determinación de la RRSF total

- 9.1 Se establecerá por separado la magnitud de la RRSF total requerida a subir, de la RRSF total requerida a bajar, de la RRSF Mínima Requerida para la RSF a subir y de la RRSF Mínima Requerida para la RSF a bajar.
- 9.2 Las magnitudes de la RRSF a subir y a bajar serán determinadas anualmente por el COES y actualizadas mensualmente, como resultado de un estudio según la metodología establecida en el Anexo II.
- 9.3 Las magnitudes de la RRSF Mínima Requerida a subir y a bajar serán determinadas mensualmente por el COES, como resultado de un estudio según la metodología establecida en el Anexo IX.
- 9.4 El COES podrá establecer magnitudes de RRSF adicionales, cuyos periodos de vigencia serán informados formalmente previo al inicio de su vigencia”.

10. Adjudicación del servicio de RSF mediante el Mercado de Cobertura

- 10.1 El COES realizará el proceso de convocatoria para adjudicar RRSF mediante el Mercado de Cobertura de al menos el 50% de RRSF proyectada para el periodo de convocatoria. Asimismo, la convocatoria para el proceso de adjudicación mínimamente debe contener lo siguiente:
 - 10.1.1 Magnitud de Reserva para adjudicar y periodo de adjudicación.
 - 10.1.2 Fecha y hora límite de envío de Ofertas.
 - 10.1.3 Fecha y hora límite de envío de resultados de la adjudicación.

- 10.1.4 Fecha y hora límite de recepción de observación por parte de los Participantes.
- 10.1.5 Fecha y hora límite del envío de resultados definitivos de la adjudicación. Luego de esta instancia, las magnitudes adjudicadas quedan como definitivas sin posibilidad de ser impugnadas.
- 10.1.6 Listado de las URS que mantendrían su calificación durante todo el periodo de adjudicación. Solo dichas URS podrán participar de la convocatoria.
- 10.2 El COES calculará los Precios Límite para cada día del periodo de adjudicación expresados en S/ /MW-h, cuyos valores recién serán publicados luego de finalizada el proceso de adjudicación. Las Ofertas cuyos precios de Oferta estén por encima del Precio Límite del Mercado de Cobertura, no serán consideradas en el proceso.
- 10.3 El periodo mínimo de convocatoria a adjudicación será de 2 años continuos.
- 10.4 Las magnitudes de reserva (MW) y los precios de la Oferta (S/ /MW-h) podrán ser diferentes tanto para la Reserva a subir y la Reserva a bajar, pero deben ser valores únicos para cada día del periodo de adjudicación. Las magnitudes de reserva no deben superar su Banda de Potencia y los precios de la Oferta deberán ser mayores o iguales a 0. Las magnitudes de reserva y los precios ofertados serán truncados por el COES a 02 decimales.
- 10.5 Pueden presentarse ofertas que contengan la restricción de que las magnitudes de reserva a subir y a bajar programadas deban ser iguales.
- 10.6 La adjudicación mediante el Mercado de Cobertura se realizará para cada día del periodo de adjudicación, siguiendo lo dispuesto en el Anexo VIII.
- 10.7 Los titulares de la RRSF adjudicada podrán ofertar libremente en el Mercado de Ajuste las magnitudes no adjudicadas en el Mercado de Cobertura. Estas ofertas se someterán a las reglas generales del Mercado de Ajuste, cuyos criterios se establecen en el numeral 11.
- 10.8 Las RRSF adjudicadas se liquidarán de acuerdo con lo indicado en el numeral 14.
- 10.9 Las RRSF adjudicadas deberán estar disponibles en todo el periodo de adjudicación, en su defecto estará sujeta a los pagos por Reserva No Disponible, conforme a lo indicado en el numeral 1.7 del Anexo IV.

11. Programación del servicio de RSF mediante el Mercado de Ajuste

- 11.1 La programación de la RS en el Mercado de Ajuste se establecerá mediante la optimización conjunta del despacho económico y las reservas para RS (co-optimización), en el cual competirán las Ofertas para el Mercado de Ajuste.
- 11.2 El COES calculará el Precio Límite del Mercado de Ajuste, cuyos valores recién serán publicados en el día inmediato siguiente al día de análisis. Adicionalmente, el COES también publicará el Precio Límite en la situación en que no se haya logrado cubrir la magnitud total de RRSF Mínima durante alguna

etapa de programación de RRSF y además se haya presentado ofertas por encima de dicho Precio Límite.

- 11.3 Las magnitudes ofertadas, el Número Máximo de bloques de oferta y los precios de Oferta podrán ser diferentes, tanto para la Reserva a subir y la Reserva a bajar. Las magnitudes y precios ofertados serán truncados por el COES a 02 decimales. Para que las ofertas sean consideradas, deberán cumplir con lo siguiente:
- 11.3.1 El Número Máximo de bloques de oferta debe ser un número entero positivo, y su valor no debe ser mayor al número de Periodos de Programación de RRSF correspondiente al horizonte de programación.
- 11.3.2 Los precios de Oferta (S/ /MW-h) deberán ser iguales o mayores a 0.
- 11.3.3 Las magnitudes ofertadas (MW) no deben superar su Banda de Potencia.
- 11.4 Las Ofertas cuyos precios superen el Precio Límite del Mercado de Ajuste, no serán consideradas para el proceso de programación.
- 11.5 Las Ofertas para el Mercado de Ajuste pueden contener la restricción tal que las magnitudes de reserva a subir y a bajar programadas deban ser iguales.
- 11.6 La programación de la RRSF se realizará para cada Periodo de RRSF. En caso algún RDO inicie su vigencia en una etapa media-horaria, la primera etapa del RDO considerará la RRSF programada del PDO o RDO anterior.”
- 11.7 Programación de RRSF en los PDO:
- 11.7.1 Para efectos de la elaboración del PDO, las Ofertas para el Mercado de Ajuste deberán ser presentadas al COES por el titular o representante de la URS hasta las 10:00 h del día anterior al de operación, conforme a los medios y formas que establezca el COES, los cuales serán informadas con anticipación mediante una comunicación formal que señalará la fecha de inicio de su uso.
- 11.7.2 La programación de la RRSF se realizará para un horizonte diario.
- 11.7.3 Las RRSF adjudicadas en el Mercado de Cobertura serán consideradas como Ofertas para el Mercado de Ajuste para efectos de la elaboración del PDO, las cuales podrán ser modificadas por el titular o representante de la URS en cuanto a su magnitud y/o precio adjudicado, únicamente incrementando su magnitud y/o reduciendo el precio adjudicado; caso contrario, se mantendrán las magnitudes y/o precios adjudicados para el Mercado de Ajuste. Para estas Ofertas, el Número Máximo de bloques de oferta se considerará igual a 24.
- 11.8 Programación de RRSF en los RDO:
- 11.8.1 El titular o representante de la URS que tenga RRSF programada en el PDO o RDO vigente, podrá actualizar dichas Ofertas para ser consideradas en el siguiente RDO. La actualización de Ofertas se realizará en los plazos, medios y formas que establezca el COES. Estos últimos serán definidos y actualizado de manera regular y serán

informados formalmente previo al inicio de su vigencia. Para esto deberán tener en consideración lo siguiente:

- i. A las URS que prevean que no puedan cumplir su RRSF programada en el PDO o RDO vigente; se les permitirá reducir su cantidad y/o Número Máximo de bloques de oferta en la nueva Oferta. El nuevo precio deberá ser menor o igual al precio considerado en el PDO o RDO vigente.
- ii. A las URS que prevean que sí puedan cumplir su RRSF programada en el PDO o RDO vigente podrán modificar sus magnitudes de cantidad y/o Número Máximo de bloques de oferta, siempre que sean mayores a los valores ofertados para el PDO o RDO vigente; caso contrario, se considerarán las magnitudes de cantidad y/o Número Máximo de bloques de oferta considerados en PDO o RDO vigente. El nuevo precio deberá ser menor o igual al precio considerado en el PDO o RDO vigente.
- iii. Las RRSF adjudicadas por el Mercado de Cobertura serán consideradas con un Número Máximo de bloques de oferta que debe ser igual al número de Periodos de RRSF del horizonte de programación del respectivo RDO. Respecto a las magnitudes de cantidad, estas deberán ser mayores o iguales a las cantidades adjudicadas; y respecto a los precios, estos deberán ser menores o iguales respecto a los precios adjudicados.

11.8.2 El titular o representante de la URS que no tengan RRSF programada en algún Periodo de RRSF del PDO o RDO vigentes, pueden presentar sus Ofertas, para ser consideradas en el siguiente RDO. Estas Ofertas se realizará en los plazos, medios y formas que establezca el COES. Estos últimos serán definidos y actualizado de manera regular y serán informados formalmente previo al inicio de su vigencia.

11.8.3 La actualización e inclusión de nuevas Ofertas, especificadas en el numeral 11.8.2 y 11.8.3 respectivamente, no constituyen una causal para la elaboración y emisión de un RDO.

11.9 Programación de RRSF en caso de insuficiencia de oferta:

Si durante la elaboración del PDO o RDO, el COES verifica que la suma de las reservas de las URS programadas no cubren el total de la RRSF requerida, el COES procederá de acuerdo con lo siguiente:

- Se reducirá la magnitud de la RRSF requerida hasta que se iguale a la suma de las reservas de las URS programadas, siempre que sea un valor mayor o igual a la Reserva Mínima requerida para la RSF.
- En caso no se cumpla con la Reserva Mínima requerida para la RSF, el COES podrá hacer uso de la magnitud de RRSF que no fue ofertada en el Mercado de Ajuste y que se encuentra disponible, así como de las URS programadas que tengan una banda de regulación disponible mayor a 0 (diferencia de la Reserva habilitada disponible y la Reserva programada). Las liquidaciones

de estas magnitudes de reserva se realizarán según lo establecido en el numeral 2 del Anexo IV.

- Únicamente, a efectos de la convergencia del modelo matemático del despacho económico, el COES podrá disminuir la magnitud de reserva para RSF requerida inclusive por debajo de la RRSF Mínima, durante la elaboración del PDO o RDO.

11.10 Reparto de RRSF por Déficit de Reserva:

Si se presentase algún Déficit de Reserva, el COES revisará si la suma de las RRSF para subir y para bajar de las URS logran cubrir al menos la Reserva Mínima para RRSF para subir y para bajar, respectivamente.

En caso no se logre cubrir la Reserva Mínima para RRSF, el COES calculará la magnitud total de reserva necesaria para lograr cubrirla. Dicha magnitud se asignará a las URS con Reserva programada que presenta superávit de reserva física (diferencia positiva entre Reserva en Control y Reserva programada, y calculado según el Anexo III), siguiendo un orden de prelación que iniciará a partir de la URS con menor precio ofertado.

Para todos los casos, la asignación y el cálculo del superávit será sólo teniendo en cuenta las centrales conformantes de las URS, que están en servicio.

La nueva magnitud de RRSF pasará a formar parte de su Reserva asignada.

11.11 Precio del Mercado de Ajuste

El Precio de la Reserva obtenido en el Mercado de Ajuste, corresponde al precio de la oferta más cara asignada en un determinado periodo de RRSF, tanto para la Reserva a subir como para la Reserva a bajar.

En los Periodos de Programación de RRSF, en los que el COES haya aplicado el mecanismo de asignación del Déficit de Reserva descrito en el numeral 11.10, el Precio de la Reserva en el Mercado de Ajuste se obtendrá afectando un factor de 1.05 al valor obtenido según lo dispuesto en el párrafo anterior.

12. Asignación de servicio de RSF

12.1 La asignación de RS se realizará a nivel de URS, y para cada Periodo de RRSF.

12.2 La Reserva asignada corresponderá a la magnitud de reserva programada en el PDO o RDO que lo reemplace. Sin embargo; en caso la magnitud de reserva ejecutada en la operación fuera mayor a la reserva programada por disposición del COES, o magnitud de la reserva ejecutada fuera menor que la reserva programada debido a causas imputables al Agente, entonces la Reserva asignada corresponderá con la reserva ejecutada.

12.3 Si el tiempo de duración de prestación del servicio de RSF fuese menor a un Periodo de RRSF, por causas imputables al Agente, entonces la Reserva asignada será normalizada conforme a lo señalado en el Anexo IV.

13. Seguimiento del servicio en tiempo real

- 13.1 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).
- 13.2 En cada Ciclo de Operación, el seguimiento comprobará lo siguiente:
 - 13.2.1 La Reserva en Control total en cada URS es igual o superior a la Reserva programada 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.
 - 13.2.2 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 programada, y se declarará el estado de la URS como INACTIVO conforme a lo detallado en el Anexo I.

14. Liquidación del servicio

- 14.1 El servicio prestado para la RSF por parte de la RSF adjudicada y asignada, será liquidado por el COES conforme al detalle indicado en el Anexo IV de este Procedimiento, y los resultados se incluirán 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 como acreedores del servicio al Generador titular o aquel que represente a la URS ante el COES.
- 14.2 El COES debe calcular las liquidaciones económicas a pagar a los prestatarios del servicio de RSF conforme a lo señalado en el Anexo IV, para lo cual tendrá en cuenta la adjudicación y asignación de reserva realizada en aplicación de los numerales 10 y 12 respectivamente.
- 14.3 La remuneración del servicio de RSF se efectúa con independencia de la prestación simultánea por parte de un Grupo para RSF de otros Servicios Complementarios.
- 14.4 Para el caso en que se hayan conformado Sistemas Aislados Temporales, y el servicio de RSF haya sido prestados por Grupos para RSF que no conforman una URS; la liquidación económica seguirá lo indicado en el numeral 3 del Anexo IV.
- 14.5 La asignación de las liquidaciones a cada Participante de los pagos asociados a los Grupos para RSF para prestar el servicio de RSF, será asignado conforme al detalle indicado en el numeral 4 del Anexo IV.

15. Evaluación global del servicio

- 15.1 La evaluación global del servicio consiste en un estudio individualizado de los períodos de operación ante grandes perturbaciones, y un estudio estadístico del resto considerados como períodos de operación normal.
- 15.2 Se considera el 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.
- 15.3 Para los períodos de operación normal, se calcula 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.
- 15.4 Para los períodos de operación ante grandes perturbaciones, se considera que el servicio de RSF es satisfactoria si la evolución dinámica de la frecuencia se mantiene dentro la Banda Dinámica admisible.
- 15.5 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.
- 15.6 La metodología para calcular la Banda Dinámica admisible es establecida por el COES, con las siguientes limitaciones:
 - 15.6.1 El rango de variación de la frecuencia no puede 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.
 - 15.6.2 La frecuencia debe converger a la Banda Central en un tiempo no superior a 10 minutos.
- 15.7 Si el servicio de RSF es considerado no satisfactoria según los criterios detallados en los numeral 15.4 y 15.5, el COES debe proponer 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 RSF
III	Metodología para el seguimiento de la reserva en Tiempo Real
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 adjudicación del Mercado de Cobertura para la RSF
IX	Metodología para la determinación de la reserva mínima requerida para la RSF
X	Metodología para la determinación del Precio Límite de la oferta para el Mercado de Ajuste y para el Mercado de Cobertura

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 se conforme un Sistema Aislado Temporal, el AGC se reconfigurará automáticamente para efectuar el control de cada Sistema Aislado Temporal 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 Grupos para RSF 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 del 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 Sistema Aislado Temporal 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.
INACTIVO	La URS está conectada al sistema de control del COES, pero el AGC no cuenta con ella para la regulación, debido a: a. Un seguimiento no satisfactorio. Los criterios para declarar el seguimiento no satisfactorio se detallan en el numeral 13 y el Anexo III del presente procedimiento técnico. 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. c. La Reserva asignada a la URS es nula por no haber sido programada en el despacho conjunto PDO o RDO.
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.

- 2.12 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.
- 2.13 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 los Grupos para RSF 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 o RDO programados a cada uno de los Grupos para RSF 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: $\text{sgn}()$ es la función signo.

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

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

Donde:

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

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

4. Operación por áreas geográficas

- 4.1 En caso de que haya URS con sus Grupos para RSF 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 para 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 del Grupo para RSF
La calificación de estado de cada URS	Potencia actual generada en tiempo real por cada Grupo para RSF
	Límite superior declarado en tiempo real del Grupo para RSF
	Límite inferior declarado en tiempo real de cada Grupo para RSF

Anexo II

Metodología para determinar la reserva total requerida para la RSF

1. Criterios generales

- 1.1 La magnitud de la reserva destinada a la regulación secundaria de frecuencia considerará las desviaciones de demanda y de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable (eólico, solar o mareomotriz), y se calculará en base a sus variaciones inter-horarias acumuladas en una determinada ventana móvil.
- 1.2 La magnitud de RRSF para un determinado año, será calculado de manera previa al inicio de este y formará parte de los entregables del Informe Anual señalado en el Anexo V. Dicha magnitud de RRSF se actualizará mensualmente, y se publicará a más tardar el séptimo día calendario de cada mes, para su entrada en vigor el día calendario inmediato siguiente. En dichas publicaciones mensuales se identificarán los Intervalos de Mercado excluidos, a la cual se hace referencia en el numeral 4.2 del Anexo IV del presente procedimiento técnico.
- 1.3 Para efectos de los cálculos señalados en el numeral previo, el tiempo requerido de acumulación de variaciones inter-horarias señalada en el numeral 1.1 del presente anexo, se actualizará en caso el PR-06: Procedimiento Técnico de la Reprogramación Diaria o aquel que lo sustituya, modifique los tiempos totales de elaboración de un RDO, o el Informe Anual señalado en el Anexo V señale la necesidad de una actualización.
- 1.4 El cálculo de la Reserva tendrá resolución horaria y se determinará de manera diferenciada para un día típico y para un día feriado; tanto para la época de avenida como para estiaje.
- 1.5 En ningún caso el valor de Reserva total requerida para la RSF podrá ser menor a la Reserva Mínima para la RSF, de resultar un cálculo con esa condición se procederá a reemplazar dicho valor por la Reserva Mínima para la RSF.
- 1.6 Para el caso de Sistemas Aislados Temporales formados en el SEIN, 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

- 2.1 Se utiliza información histórica de los últimos doce meses anteriores al mes de la publicación de la magnitud de reserva para RS, correspondiente a la generación RER no gestionable ejecutada y a la demanda ejecutada. Con la información de generación en bornes con resolución de 15 minutos utilizada en el cálculo de la Máxima Demanda Mensual, se obtendrá la generación RER no gestionable ejecutada y la demanda ejecutada.
- 2.2 Se identifican los siguientes periodos: (i) eventos que dieron origen a condiciones de sub-frecuencia y/o operación del ERACMF o ERACMT, (ii) eventos que dieron origen a condiciones de sobre-frecuencia y/o operación del EDAGSF, (iii) eventos de rechazo manual de carga, (iv) otros eventos de desconexión de carga y/o

generación debido a fallas de generación o transmisión, (v) conexión intempestiva de grandes bloques de demanda (magnitudes iguales o mayores a 2% de la demanda), que toman completamente dicha carga en 1 minuto y (vi) eventos que modificaron la demanda y/o la generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionables (eólico, solar o mareomotriz) por consigna del COES. Luego, dichos periodos se excluirán del cálculo de los errores de pronóstico que señala el numeral siguiente.

- 2.3 Se calculan los errores de pronóstico de la demanda y de pronóstico de cada tipo de generación RER no gestionable por cada 15 minutos, los cuales consisten en la diferencia entre el valor ejecutado (obtenido del valor promedio ejecutado cada 15 minutos) y el valor programado (obtenido del PDO y/o último RDO vigente). Luego, se calculan los errores de pronóstico en resolución horaria, los cuales se obtienen promediando horariamente los errores obtenidos cada 15 minutos.
- 2.4 Si en la base histórica de los últimos 12 meses, se identifican periodos en los cuales no haya operado algún generador RER no gestionable ya sea porque aún no ingresaba en Operación Comercial o porque estuvo indisponible de manera continua más de 1 mes, entonces los errores de pronóstico para dichos periodos se completarán con la mejor información disponible de dichos errores de pronóstico.
- 2.5 Luego de calculados los errores de pronóstico, se procede a calcular la variación inter-horaria como la diferencia entre la desviación en un periodo horario y el periodo horario inmediato anterior. Posteriormente, las variaciones se acumularán en una ventana móvil del tiempo señalado en el numeral 1.3 del presente Anexo. En caso el COES disponga de una mejor información de dichos errores de pronósticos, lo justificará técnicamente para su respectiva consideración. En dicho caso, ya no se considerará la acumulación de variación inter-horaria.
- 2.6 Dichas variaciones se ajustan a una distribución estadística del tipo normal, tanto para la demanda como para cada tipo de generación RER no gestionable.
- 2.7 Luego, se suma las funciones de distribución normal de la demanda y de cada tipo de generación RER no gestionable, usando la técnica de la convolución matemática, a efectos de obtener una única función de distribución normal.
- 2.8 La magnitud de reserva para RS se determina como la potencia necesaria para cubrir una variabilidad correspondiente a un determinado nivel de confianza p , el cual no deberá ser inferior al 90%. Por tanto, la magnitud de reserva para RS a subir será el $p95$ y la magnitud para RS a bajar será el $p05$ de la función de distribución normal determinada en el numeral anterior.

Anexo III
Metodología para el seguimiento de la reserva en Tiempo Real

1. Cálculo del déficit 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 programada de la URS como la suma de las Reservas programadas a sus Grupos para RSF en el despacho de Regulación Secundaria, distinguiendo entre Reserva a Subir y Reserva a Bajar:

$$RPS_i = \sum_{j=1}^{NS_i} RPS_j \quad RPB_i = \sum_{j=1}^{NB_i} RPB_j$$

Donde:

NS_i : Número de Grupos para RSF con RAS en la URS i.

NB_i : Número de Grupos para RSF con RAB en la URS i.

RPS_j : Reserva a Subir programada al Grupo para RSF j (≥ 0).

RPB_j : Reserva a Bajar programada al Grupo para RSF j (≥ 0).

- 1.3 Se calcula la Reserva Regulante de cada Grupo para RSF 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 Grupo para RSF (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 del Grupo para RSF j.

RRB_j : Reserva Regulante a Bajar del Grupo para RSF j.

PO_j : Programa de Operación del Grupo para RSF j.

LSD_j : Límite superior declarado del Grupo para RSF j.

LSR_j : Límite Superior Regulante teórico del Grupo para RSF j, obtenido en la calificación según lo detallado en el numeral 8.1 del presente procedimiento técnico.

LID_j : Límite inferior declarado del Grupo para RSF j.

LIR_j : Límite Inferior Regulante teórico del Grupo para RSF j, obtenido en la calificación según lo detallado en el numeral 8.1 del presente procedimiento técnico.

- 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 los Grupos para RSF 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 del Grupo para RSF j.

RRB_j : Reserva Regulante a Bajar del Grupo para RSF 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):

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

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

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

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

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

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 ($P_{mod,i}$) 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 (ER_i) 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 a las URS

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

Derechos de cobro

- 1.1.1 Reserva adjudicada (RAd)
- 1.1.2 Asignación de Reserva (AR)
- 1.1.3 Compensación adicional (CAd)

Obligaciones de pago

- 1.1.4 Pagos por Reserva No Suministrada (PRNS).
 - 1.1.5 Pagos por Reserva No Disponible (PRNDI)
- 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:

$$LIQ_u = RAd_u + AR_u + CAd_u - PRNS_u - PRNDI_u$$

- 1.3 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.

- 1.4 Reserva Adjudicada

Las URS adjudicadas por el Mercado de Cobertura tendrán un derecho de cobro por su cantidad adjudicada. Pero asociado a ello, deberán pagar en el Mercado de Ajuste por dichas cantidades.

Entonces, el derecho de cobro total de la URS “u” por el término de Reserva adjudicada sería:

$$RAd_u = \sum_t RAd_{u,t}$$

$$RAd_{u,t} = RAdS_{u,tM.C.} \times (PRS_{u,tM.C.} - PRS_{tM.A.}) + RAdB_{u,tM.C.} \times (PRB_{u,tM.C.} - PRB_{tM.A.})$$

Donde:

$RAdS_{u,tM.C.}$, $RAdB_{u,tM.C.}$: Reserva Adjudicada a subir y a bajar respectivamente de la URS “u” para el periodo “t” proveniente del Mercado de Cobertura de la RS en el periodo vigente de su adjudicación.

$PRS_{tM.A.}$, $PRB_{tM.A.}$: Precios a subir y a bajar del Mercado de Ajuste para el Periodo de RRSF “t”.

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 21-2026-OS/CD

$PRS_{u,tM.C.}, PRB_{u,tM.C.}$: Precios adjudicados a subir y a bajar de la URS “u” para el Periodo de RRSF “t” proveniente del Mercado de Cobertura de la RS en el periodo vigente de su adjudicación.

t : Periodos de RRSF del mes en evaluación.

1.5 Asignación de Reserva

Derecho de cobro de la URS “u” por el término de asignación de Reserva:

$$AR_u = \sum_t AR_{u,t}$$

$$AR_{u,t} = RAS_{u,tM.A.} \times PRS_{tM.A.} + RAB_{u,tM.A.} \times PRB_{tM.A.}$$

Donde:

$RAS_{u,tM.A.}, RAB_{u,tM.A.}$: Reserva asignada a subir y a bajar respectivamente de la URS “u” proveniente del Mercado de Ajuste de la RS en el Periodo de RRSF “t”.

$PRS_{tM.A.}, PRB_{tM.A.}$: Precios a subir y a bajar del Mercado de Ajuste para el Periodo de RRSF “t”.

t : Periodo de RRSF del mes en evaluación.

La asignación de Reserva a subir o a bajar identificada con una duración inferior al de un Periodo de RRSF serán normalizadas de la siguiente manera:

$$RAS_{u,tM.A.} = \frac{\sum_i RAS_{id_{u,t,i}} * tS_i}{T}$$

$$RAB_{u,tM.A.} = \frac{\sum_j RAB_{id_{u,t,j}} * tS_j}{T}$$

$$\sum_i tS_i \leq T, \quad \sum_j tS_j \leq T$$

Donde:

$RAS_{id_{u,t,i}}, RAB_{id_{u,t,j}}$: Asignación de Reserva a subir y a bajar identificada por intervalo

tS_i, tS_j : Tiempo de duración de un intervalo de asignación de Reserva a subir y a bajar identificado, respectivamente.

i, j : cantidad de intervalos de asignación de Reserva a subir y a bajar identificado, respectivamente.

T : Tiempo de duración de un Periodo de RRSF.

1.6 Pago por Reserva no suministrada

Aplicable a la magnitud de RRSF programada mediante el Mercado de Ajuste.

Se evalúa cada Periodo de RRSF para identificar si la reserva no suministrada es por causas imputables al Agente, lo cual es registrado en los reportes indicados en

el numeral 5.11 del presente procedimiento técnico. En el caso de que una URS incurra en Déficit de Reserva por causas imputables al Agente, 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.

El pago mensual por RNS (PRNS) de cada URS "u" se determina conforme a lo siguiente:

$$PRNS_u = \sum_t PRNS_{u,t}$$

$$PRNS_{u,t} = 1.1 \times (DRS_{u,t} + DRB_{u,t}) \times \text{Max}(\text{Precio Límite del MA} , CMgCP_{u,t})$$

Donde:

- $DRS_{u,t}$, $DRB_{u,t}$: Déficit de Reserva a subir y a bajar respectivamente de la URS "u" en el Periodo de RRSF "t".
- $CMgCP_{u,t}$: CMgCP promedio horario en el Periodo de RRSF "t", en la Barra de Entrega de la URS "u".
- t : Periodos de RRSF del mes en evaluación.
- Precio Límite del MA* : Precio Límite del Mercado de Ajuste vigente en el periodo "t"

Las magnitudes de los Déficit de Reserva a subir y/o bajar identificada con una duración es inferior al de un Periodo de RRSF se normalizarán mediante la siguiente fórmula:

$$DRS_{u,t} = \frac{\sum_i DRS_id_{u,t,i} * tS_i}{T}$$

$$DRB_{u,t} = \frac{\sum_j DRB_id_{u,t,j} * tB_j}{T}$$

$$\sum_i tS_i \leq T , \sum_j tB_j \leq T$$

Donde:

- $DRS_id_{u,t,i}$, $DRB_id_{u,t,j}$: Déficit de Reserva a subir y a bajar identificada por intervalo
- tS_i , tB_j : Tiempo de duración de un intervalo de déficit de Reserva a subir y a bajar dentro del Periodo de RRSF evaluado, respectivamente.
- i, j : cantidad de intervalos de déficit de Reserva a subir y a bajar identificada, respectivamente.
- T : Tiempo de duración de un Periodo de RRSF.

1.7 Pago por Reserva no disponible

Aplicable a la magnitud de RRSF adjudicada mediante el Mercado de Cobertura.

Se evalúa cada Periodo de RRSF para identificar si la reserva no disponible es por causas imputables al Agente, lo cual es registrado en los reportes indicados en el numeral 5.11 del presente procedimiento técnico. En caso una URS adjudicada mediante el Mercado de Cobertura se encuentre indisponible total o parcialmente respecto a la magnitud adjudicada, será considerada como una reserva no disponible en el sistema (RNDI). La RNDI deberá ser pagada por el titular o el representante de la URS con Indisponibilidad de Reserva por cada periodo de RRSF.

El pago mensual por RNDI (PRNDI) de cada URS "u" se determina conforme a lo siguiente:

$$PRNDI_u = \sum_t PRNDI_{u,t}$$

$$PRNDI_{u,t} = 1.1 \times (InDRS_{u,t} + InDRB_{u,t}) \times \text{Max}(\text{Precio Límite del MA}, \text{Precio Límite del MC}, CMgCP_{u,t})$$

Donde:

$InDRS_{u,t}$, $InDRB_{u,t}$: Indisponibilidad de Reserva a subir y a bajar respectivamente de la URS "u" en la Periodo de RRSF "t".

$CMgCP_{u,t}$: CMgCP promedio horario en el Periodo de RRSF "t", en la Barra de Entrega de la URS "u".

t : Periodos de RRSF del mes en evaluación.

Precio Límite del MA : Precio Límite del Mercado de Ajuste vigente en el periodo "t"

Precio Límite del MC : Precio Límite del Mercado de Cobertura vigente durante la adjudicación de la RRSF

Las magnitudes de las Indisponibilidades de Reserva a subir y/o a bajar identificadas con una duración que es inferior al de un Periodo de RRSF se normalizarán mediante la siguiente fórmula:

$$InDRS_{u,t} = \frac{\sum_i InDRS_{id_{u,t,i}} * tS_i}{T}$$

$$InDRB_{u,t} = \frac{\sum_j InDRB_{id_{u,t,j}} * tB_j}{T}$$

$$\sum_i tS_i \leq T, \sum_j tB_j \leq T$$

Donde:

$InDRS_{id_{u,t,i}}$, $InDRB_{id_{u,t,j}}$: Indisponibilidades de Reserva a subir y a bajar identificada por intervalo

tS_i , tB_j : Tiempo de duración de un intervalo de indisponibilidades de Reserva a subir y a bajar dentro del Periodo de RRSF evaluado, respectivamente.

i, j : Cantidad de intervalos de indisponibilidades de Reserva a subir y a bajar identificada, respectivamente.

T : Tiempo de duración de un Periodo de RRSF.

1.8 Compensaciones adicionales a las URS

Si se presentasen 4 Periodos de RRSF de manera consecutiva en que el CMgCP promedio horario en la Barra de Entrega de una determinada URS con Reserva asignada, supere al Precio Límite de la Oferta del Mercado de Ajuste vigente, se procederá a compensarla económicamente a dichas URS a partir del Periodo de RRSF inmediato siguiente, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$CAd_u = \sum_t CAd_{u,t}$$

$$CAd_{u,t} = \text{Max}[(RAS_{u,tM.A.} \times (1 - \alpha_t)) \times (CMgCP_{u,t} - PRS_{tM.A.}) + (\beta_t \times RAB_{u,tM.A.}) \times (CMgCP_{u,t} - PRB_{tM.A.}), 0]$$

Donde:

$CAd_{u,t}$	:	Compensación a las URS "u" en el Periodo de RRSF "t".
$RAS_{u,tM.A.}, RAB_{u,tM.A.}$	:	Reserva asignada a subir y a bajar respectivamente de la URS "u" proveniente del Mercado de Ajuste de la RS en el Periodo de RRSF "t".
$PRS_{tM.A.}, PRB_{tM.A.}$	:	Precio del Mercado de Ajuste para el Periodo de RRSF "t".
$CMgCP_{u,t}$	:	CMgCP promedio en el Periodo de RRSF "t", en la Barra de Entrega del Grupo para RSF "u".
t	:	Periodos de RRSF del mes en evaluación.
α_t, β_t	:	Factores de utilización de reserva a subir y a bajar, para cada Periodo de RRSF "t". Se calcularán con las expresiones que se muestran a continuación, utilizando la información proveniente del AGC del COES. En caso el AGC se encuentre indisponible, el COES podrá utilizar la mejor información disponible.

Los factores de utilización α_t y β_t , se obtienen como sigue:

$$\alpha_t = \frac{\sum_{seg=1}^S \sum_u^U \sum_g^{G_u} (\text{Max}(\text{Setpoint}_{g,seg} - \text{Basepoint}_{g,seg}, 0) \times F_{P_{g,seg}})}{\sum_u^U RAS_{u,t} \times s}$$

$$\beta_t = \frac{\sum_{seg=1}^S \sum_u^U \sum_g^{G_u} (\text{Max}(\text{Basepoint}_{g,seg} - \text{Setpoint}_{g,seg}, 0) \times F_{P_{g,seg}})}{\sum_u^U RAB_{u,t} \times s}$$

Donde:

U	:	Número total de URS habilitadas
G_u	:	Número total de Grupos para RSF que conforman la URS
g	:	Grupo para RSF de la URS
$\text{Basepoint}_{g,seg}$	:	Potencia de referencia de generación asignado al AGC para la unidad g en el segundo "seg"
$\text{Setpoint}_{g,seg}$	:	Señal de potencia consigna del AGC para la unidad g en el segundo "seg".

$FP_{g,seg}$: Factor de presencia de RSF, es 1 cuando la unidad “g” brinda RSF producto de una asignación dada por el COES para cubrir la RSF del sistema, caso contrario tendrá el valor de 0.

Seg : Unidad de tiempo (segundos).

Las magnitudes de Reserva asignada a subir y/o bajar cuya duración es inferior al de un Periodo de RRSF se normalizarán según lo dispuesto en el numeral 1.5 del presente anexo.

2. Asignación de reserva especial a las URS que ingresaron por insuficiencia de oferta

Para las URS “u” que fueron requeridas a brindar RRSF según lo dispuesto en el numeral 11.9 del presente procedimiento técnico, la liquidación económica en un determinado mes será calculada con la siguiente fórmula de liquidación:

$$LIQ_u = AR_u - PRNS_u$$

2.1 Asignación de Reserva (AR)

La asignación de Reserva será calculada con la siguiente fórmula:

$$AR_u = \sum_t AR_{u,t}$$

$$AR_{u,t} = RAS_{u,tM.A.} \times Min.(1.05 * CMgCP_{u,t}, PRS_{tM.A.}) + RAB_{u,tM.A.} \times Min.(1.05 * CMgCP_{u,t}, PRB_{tM.A.})$$

Donde:

$RAS_{u,tM.A.}, RAB_{u,tM.A.}$: Reserva asignada a subir y a bajar respectivamente de las URS “u” que fueron requeridos según el numeral 11.10 del presente procedimiento técnico, para el Periodo de RRSF “t”.

$PRS_{tM.A.}, PRB_{tM.A.}$: Precio del Mercado de Ajuste para el Periodo de RRSF “t”.

$CMgCP_{u,t}$: CMgCP promedio en el Periodo de RRSF “t”, en la Barra de Entrega de la URS “u”.

t : Periodos de RRSF del mes en evaluación.

Las magnitudes de Reserva asignada a subir y/o bajar cuya duración es inferior al de un Periodo de RRSF se normalizarán según lo dispuesto en el un anexo.

2.2 Pagos por Reserva No Suministrada (PRNS).

Es evaluada para cada Periodo de RRSF si la reserva no suministrada es por causas imputables al Agente. 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.

El pago mensual por RNS (PRNS) de cada URS “u” se determina conforme a lo siguiente:

$$PRNS_u = \sum_t PRNS_{u,t}$$

$$PRNS_{u,t} = 1.1 \times (DRS_{u,t} + DRB_{u,t}) \times \text{Max}(\text{Precio Límite del MA}, CMgCP_{u,t})$$

Donde:

$DRS_{u,t}$, $DRB_{u,t}$: Déficit de Reserva a subir y a bajar respectivamente de la URS "u" en el Periodo de RRSF "t".

$CMgCP_{u,t}$: CMgCP promedio horario en el Periodo de RRSF "t", en la Barra de Entrega de la URS "u".

t : Periodos de RRSF del mes en evaluación.

Precio Límite del MA : Precio Límite del Mercado de Ajuste vigente en el periodo "t"

Las magnitudes de los Déficit de Reserva a subir y/o a bajar cuya duración es inferior al de un Periodo de RRSF se normalizarán según lo dispuesto en el numeral 1.6 del presente anexo.

3. Compensaciones a los grupos para RSF que no conforman una URS

Para el caso en que se haya conformado Sistemas Aislados Temporales, y el servicio de RSF haya sido realizado por Grupos para RSF que no conforma una URS; la liquidación económica del servicio prestado por dichos Grupos para RSF será en base a una compensación económica.

La compensación se calculará como el costo de oportunidad del Grupo para RSF por haber prestado el servicio de RSF en el Sistema Aislado Temporal, de acuerdo con la formulación siguiente:

$$CO_u = \sum_t CO_{u,t}$$

$$CO_{u,t} = \text{Max}[(E_{s,u,t} - E_{c,u,t}) * (CMgCP_{u,t} - CV_{u,t}), 0]$$

Donde:

$E_{s,t}$: Producción de energía del Grupo para RSF "u" en el Periodo de RRSF "t", prevista en el PDO o RDO que lo reemplace, calculada sin tener en cuenta la previsión de RS en el Sistema Aislado Temporal.

$E_{c,t}$: Producción de energía del Grupo para RSF "u" en el Periodo de RRSF "t", prevista en el PDO o RDO que lo reemplace, calculada teniendo en cuenta la previsión de RS en el Sistema Aislado Temporal.

$CMgCP_{u,t}$: CMgCP promedio en el Periodo de RRSF "t", en la Barra de Entrega del Grupo para RSF "u".

t : Periodos de RRSF del mes en evaluación.

$CO_{u,t}$: Costo de Oportunidad del Grupo para RSF "u", en el Periodo de RRSF "t".

$CV_{u,t}$: Costo Variable de la URS "u", en el Periodo de RRSF "t".

Las magnitudes de producción de energía cuya duración identificada es inferior al de un Periodo de RRSF se normalizarán mediante la siguiente fórmula:

$$E_{s,u,t} = E_{-idi_{s,u,t}} * tSA/T$$

$$E_{c,u,t} = E_{idi_{c,u,t}} * tSA/T$$

Donde:

$E_{idi_{s,u,t}}, E_{idi_{c,u,t}}$: Producción de energía identificadas.

tSA : Tiempo de duración del Sistema Aislado Temporal

T : Tiempo de duración de un Periodo de RRSF.

4. Asignación de las liquidaciones

4.1 A cada Participante "i" se le asignará un pago por RSF, conforme a la siguiente fórmula:

$$PagRSF_i = \frac{LiqTot}{DT_RER_Tot + DT_Dem} \times DT_RER_Tot \times \frac{DT_RER_i}{\sum_i DT_RER_i} + \frac{LiqTot}{DT_RER + DT_Dem} \times DT_Dem \times \frac{Retiro_i}{\sum_i Retiro_i}$$

Donde:

$$DT_RER_Tot = \sum_t |GenRER_Sol_eje_t - GenRER_Sol_prog_t| + \sum_t |GenRER_Eol_eje_t - GenRER_Eol_prog_t|$$

$$DT_RER_i = \sum_t |GenRER_eje_{i,t} - GenRER_prog_{i,t}|$$

$$DT_Dem = \sum_t |Dem_eje_t - Dem_prog_t|$$

$PagRSF_i$: Asignación de pago del Participante "i" por el servicio de RSF

$LiqTot$: Liquidación total mensual por el servicio de RSF, que resulta de la suma de las liquidaciones calculadas en aplicación de los numerales 1, 2 y 3 del presente anexo.

$GenRER_Sol_eje_t$: Producción de energía en el Intervalo "t" utilizadas en el cálculo de la Máxima Demanda mensual a Nivel de Generación correspondiente a la generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable solar. Si algún generador tiene la titularidad de un Equipo RegFreg pero éste no se encuentre vinculado para algún Intervalo "t", entonces el consumo de dicho Equipo se netea en la producción del generador.

$GenRER_Sol_prog_t$: Inyección prevista en el Intervalo "t", a nivel de bornes de generación de los generadores con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable solar, enviado para el PDO y/o RDO que lo reemplazó. Si algún generador tiene la titularidad de un Equipo RegFreg pero éste no se encuentre vinculado para algún Intervalo "t", entonces el consumo de dicho Equipo se netea en la producción del generador.

$GenRER_Eol_eje_t$: Producción de energía en el Intervalo "t" utilizadas en el cálculo de la Máxima Demanda mensual a Nivel de Generación correspondiente a la generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable eólica. Si algún generador tiene la titularidad de un Equipo RegFreg pero éste no se

encuentre vinculado para algún Intervalo “t”, entonces el consumo de dicho Equipo se netea en la producción del generador.

- $GenRER_{Eol_prog_t}$: Inyección prevista en el Intervalo “t”, a nivel de bornes de generación de los generadores con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable eólica, enviado para el PDO y/o RDO que lo reemplazó. Si algún generador tiene la titularidad de un Equipo RegFrec pero éste no se encuentre vinculado para algún Intervalo “t”, entonces el consumo de dicho Equipo se netea en la producción del generador.
- DT_{RER_i} : Desviaciones totales mensuales de los generadores con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable (eólico, solar o mareomotriz), que son de titularidad del Participante “i”.
- $Retiro_i$: Suma de los Retiros del Participante “i” considerados en la liquidación de Energía Activa.
- $GenRER_{eje_{i,t}}$: Producción de energía en cada Intervalo “t” que se utiliza como dato para el cálculo de la Máxima Demanda mensual a Nivel de Generación correspondiente a la generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable (eólico, solar o mareomotriz), que son de titularidad del Participante “i”. Si dicho generador tiene la titularidad de un Equipo RegFrec pero éste no se encuentre vinculado para algún Intervalo “t”, entonces el consumo de dicho Equipo se netea en la producción del generador.
- Dem_{eje_t} : Demanda a nivel de generación ejecutada a Nivel de Generación, para cada el Intervalo “t”.
- $GenRER_{prog_{i,t}}$: Inyección prevista por parte del titular Participante “i” en el Intervalo “t”, a nivel de bornes de generación de los generadores con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable (eólico, solar o mareomotriz), enviado para el PDO y/o RDO que lo reemplazó. Si dicho generador tiene la titularidad de un Equipo RegFrec pero éste no se encuentre vinculado para algún Intervalo “t”, entonces el consumo de dicho Equipo se netea en la producción del generador.
- Dem_{prog_t} : Demanda a Nivel de Generación programada en el PDO o RDO que lo reemplazó en el Intervalo “t”.
- DT_{Dem} : Desviaciones totales mensuales de demanda a Nivel de Generación.
- t : Intervalo de Mercado.
- i : Índice de Participante

- 4.2 Para el cálculo de las desviaciones totales mensuales de los generadores con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionables (eólico, solar o

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 21-2026-OS/CD

mareomotriz) y de la Demanda a Nivel de Generación, que se hace referencia en el numeral anterior, se excluirán los Intervalos de Mercado identificados en el numeral 2.2 del Anexo II del presente procedimiento técnico.

Anexo V
Estudio 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 15 del presente procedimiento técnico.
 - 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", o el que lo reemplace.
 - c. La Reserva total requerida para la RSF, según los criterios detallados en el Anexo II, y la Banda de potencia mínima señalado en el numeral 8.1.8.
 - 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. La definición de las áreas geográficas predeterminadas, según las cuales estará configurado el programa AGC secundario, como se indica en el Anexo I.
 - i. Análisis de los parámetros y consideraciones técnicas usadas en el dimensionamiento de la RRSF y proponer una mejora en caso fuera necesario. Dicho análisis incluirá, como mínimo, lo siguiente: (i) revisión de idoneidad de la función de densidad de probabilidad vigente, (ii) métodos de procesamiento de información, (iii) tiempo de acumulación de las variaciones inter-horarias y (iv) revisión de modificaciones y/o inclusiones de nuevos factores que representen un efecto importante en las variaciones inter-horarias, y que pueda comprometer la seguridad del SEIN.
 - j. Propuesta factor de incentivo para determinar el Precio Límite del Mercado de Ajuste considerando criterios de costos de oportunidad, desempeño, entre otros.
2. Este estudio será remitido a OSINERGMIN, conteniendo la justificación debida, 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, los Grupos para RSF 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 los Grupos para RSF.
 - d. La especificación del contenido de las pruebas de Calificación para las URS y sus Grupos para RSF.
 - 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. En caso sea necesario, esta Nota Técnica podrá ser modificada de acuerdo con los resultados de evaluación anual que establece el Anexo V, lo cual deberá ser informada previamente por el COES 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 Grupos para RSF 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 8 del presente procedimiento técnico.
- 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 Grupos para RSF, será elaborada por el COES conforme la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI. El cual incluirá al menos las siguientes pruebas de los Grupos para RSF:
 - 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 Grupo para RSF 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 Grupo para RSF en el límite inferior de la banda, se dará orden remota de subir hasta el límite superior, midiendo en cada una el tiempo que el Grupo para RSF 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 Grupo para RSF 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 el Grupo para RSF 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 los Grupos para RSF 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 los Grupos para RSF de la URS en control individual o control conjunto, superen los mínimos valores establecidos en la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI.

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 21-2026-OS/CD

- 2.6 Para cada Grupo para RSF, 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 del Grupo para RSF 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 efectuar comentarios al informe del COES. En un plazo máximo de diez (10) días hábiles de recibidos los comentarios, el COES los atenderá y notificará la calificación final (URS Apta o No Apta).

En caso el Agente no presente comentarios al informe en el plazo establecido, el COES notificará la calificación final en un plazo máximo de diez (10) días hábiles.

Anexo VIII

Lineamientos para la adjudicación del Mercado de Cobertura para la RSF

La metodología de adjudicación mediante el Mercado de Cobertura se basa en un modelo de optimización matemática conjunta que busca minimizar durante todo el periodo de adjudicación, el costo de adquisición de las ofertas por el Mercado de Cobertura.

El problema se formula de la siguiente manera:

$$\text{Min} \sum_{t \in \Omega_t} \sum_{urs \in \Omega_{urs}} Ofup_{urs,t} * Padup_{urs,t} + Ofdown_{urs,t} * Paddown_{urs,t}$$

Sujeto a:

$$\sum_{urs \in \Omega_{urs}} Padup_{urs,t} = MRSFup_t$$

$$\sum_{urs \in \Omega_{urs}} Paddown_{urs,t} = MRSFdown_t$$

$$Padup_{urs,t} + Paddown_{urs,t} \leq BandaRSF_{urs}$$

$$PotMin * uup_{urs,t} \leq Padup_{urs,t} \leq PotOf_{up_{urs,t}} * uup_{urs,t}$$

$$PotMin * udown_{urs,t} \leq Paddown_{urs,t} \leq PotOf_{down_{urs,t}} * udown_{urs,t}$$

Para ofertas simétricas:

$$Padup_{urs,t} = Paddown_{urs,t}$$

Donde:

$Ofup_{urs,t}$	:	Precio ofertado por la URS para la RSF a subir en la etapa t
$Ofdown_{urs,t}$	:	Precio ofertado por la URS para la RSF a bajar en la etapa t
$Padup_{urs,t}$	:	Potencia de la RRSF adjudicada por la URS para la RSF a subir en la etapa t
$Paddown_{urs,t}$	:	Potencia de la RRSF adjudicada por la URS para la RSF a bajar en la etapa t
$MRSFup$	:	Magnitud de RSF a subir demandada por el Mercado de Cobertura
$MRSFdown$	:	Magnitud de RSF a bajar demandada por el Mercado de Cobertura
$BandaRSF_{urs}$	:	Banda de RSF habilitada para una URS
$PotOf_{up_{urs,t}}$	:	Potencia ofertada por la URS para la RSF a subir en la etapa t
$PotOf_{down_{urs,t}}$	:	Potencia ofertada por la URS para la RSF a bajar en la etapa t
$uup_{urs,t}$	:	Variable binaria de activación de la potencia adjudicada de la RSF a subir en la etapa t
$udown_{urs,t}$	:	Variable binaria de activación de la potencia adjudicada de la RSF a bajar en la etapa t

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 21-2026-OS/CD

PotMin : Potencia Mínima de una URS, correspondiente a 6 MW.

En caso se presente más de una solución al problema de optimización descrito, la regla de prelación entre las ofertas empatadas que originan dicha condición será la fecha y hora de registro de la oferta, iniciando la adjudicación por las Ofertas con el registro más temprano, teniendo como referencia la fecha y hora de apertura del proceso de adjudicación para el Mercado de Cobertura.

Las cantidades resultantes del modelo serán truncadas a dos (2) decimales.

Anexo IX

Metodología para la determinación de la reserva mínima requerida para la RSF

1. A partir de la información registrada en el AGC del COES, se calculará la máxima desviación entre los valores de *setpoint* y *basepoint* ejecutados de todas las URS para cada Periodo de RRSF "t". Se consideran tanto las desviaciones máximas positivas (α_{1t} : RRSF a subir) como las desviaciones máximas negativas (β_{1t} : RRSF a bajar), tal como se muestra a continuación:

$$\alpha_{1t} = \max_{seg} \left[\frac{\sum_u^U \sum_g^{G_u} (\text{Max}(\text{Setpoint}_{g,seg} - \text{Basepoint}_{g,seg}, 0) \times FP_{g,seg})}{\sum_u^U RAS_{u,t}} \right]$$

$$\beta_{1t} = \max_{seg} \left[\frac{\sum_u^U \sum_g^{G_u} (\text{Max}(\text{Basepoint}_{g,seg} - \text{Setpoint}_{g,seg}, 0) \times FP_{g,seg})}{\sum_u^U RAB_{u,t}} \right]$$

Donde:

- U : Número total de URS habilitadas
- G_u : Número total de Grupos para RSF que conforman la URS
- g : Grupo para RSF de la URS
- $\text{Basepoint}_{g,seg}$: Potencia de referencia de generación asignado al AGC para la unidad g en el segundo "seg".
- $\text{Setpoint}_{g,seg}$: Señal de potencia consigna del AGC para la unidad g en el segundo "seg".
- $FP_{g,seg}$: Factor de presencia de RSF, es 1 cuando la unidad "g" brinda RSF producto de una asignación dada por el COES para cubrir la RSF del sistema, caso contrario tendrá el valor de 0.
- seg : Unidad de tiempo (segundos).

Para los periodos en los que el AGC se encuentre indisponible, el COES podrá utilizar la mejor información disponible.

2. Las desviaciones máximas positivas y negativas calculadas, se ajustarán a una única función de densidad de probabilidad normal para cada Periodo de RRSF "t".
3. Con la función de densidad de probabilidad ajustada, se obtendrán las magnitudes de RRSF Mínima requerida a subir y a bajar para cada Periodo de RRSF, considerando los mismos parámetros de intervalos de confianza y la misma tipificación (por día típico y/o feriado), utilizados para el dimensionamiento de la RRSF, tal como se estipula en el Anexo II.
4. La Reserva Mínima requerida para la RSF se publicará y entrará en vigencia, en la misma oportunidad y plazos usados para la actualización mensual de la Reserva total requerida para la RSF (descrito en el Anexo II del presente procedimiento técnico).

Anexo X

Metodología para la determinación del Precio Límite de la oferta para el Mercado de Ajuste y para el Mercado de Cobertura

El Precio Límite de la Oferta será determinado por el COES en base al costo de oportunidad máximo esperado por brindar RRSF en lugar de disponerlo para el mercado de energía, afectado por un factor de incentivo.

1. Metodología de cálculo del Precio Límite de la oferta para el Mercado de Cobertura

- 1.1 Se calculará un único Precio Límite para cada día del periodo de adjudicación por el Mercado de Cobertura.
- 1.2 Se calculará el costo de oportunidad máximo esperado para cada día, el cual será determinado por el máximo valor de los CMgCP previstos para el respectivo día en análisis de entre las Barras de Entrega de todas las URS con banda calificada. Luego, se afectará por un factor de incentivo fijado por Osinergmin a propuesta del COES, teniendo en cuenta cada proceso de adjudicación y una anticipación mínima de 30 Días a la fecha que es requerido, a efectos de obtener el Precio Límite de la Oferta para el día en análisis en Mercado de Cobertura.

El factor de incentivo se fijará teniendo en cuenta criterios costos de oportunidad, desempeño, neutralidad tecnológica, entre otros.

- 1.3 Los CMgCP previstos, señalados en el numeral precedente, se obtendrán como resultado de despachos previstos del COES. La magnitud de RRSF a bajar y a subir a considerar será la vigente. En caso no exista una magnitud de RRSF vigente para algún día, se considerará la mejor información de la magnitud de la RRSF teniendo en cuenta magnitudes anteriores vigentes.

2. Metodología de cálculo del Precio Límite de la oferta para el Mercado de Ajuste

- 2.1 Se calculará el Precio Limite del Mercado de Ajuste, cuyo periodo máximo de vigencia será de 24 horas.
- 2.2 Se calculará el costo de oportunidad máximo esperado, el cual será determinado por el máximo valor de los CMgCP previsto de entre las Barras de Entrega de todas las URS con banda calificada. Luego, se afectará por un factor de incentivo fijado anualmente por Osinergmin a propuesta del COES, a efectos de obtener el Precio Límite de la Oferta para el Mercado de Ajuste. Osinergmin definirá la vigencia y aplicación del primer factor de incentivo, luego de lo cual, definirá el mes de presentación de la propuesta y se fijará con una vigencia de un año.

El factor de incentivo se fijará teniendo en cuenta criterios costos de oportunidad, desempeño, neutralidad tecnológica, entre otros.

- 2.3 Los CMgCP previstos, señalados en el numeral precedente, se obtendrán como resultado de un despacho del PDO preliminar. La magnitud de RRSF a bajar y a subir a considerar será la vigente.