

**RESOLUCIÓN DE PRESIDENCIA DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 103-2025-OS/PRES**

Lima, 14 de agosto del 2025

VISTOS:

La propuesta presentada por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional ("COES") remitida mediante Carta N° COES/D-032-2025, la respuesta del COES a las observaciones de Osinergmin presentada mediante Carta N° COES/D-586-2025; así como, los Informes [N° 597-2025-GRT](#) y [N° 598-2025-GRT](#) de la Gerencia de Regulación de Tarifas.

CONSIDERANDO:

Que, en el literal c) del artículo 3.1 de la Ley N° 27332, Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, se establece que la función normativa de los Organismos Reguladores comprende la facultad de dictar, en el ámbito y materia de sus respectivas competencias, entre otros, reglamentos y normas técnicas. En tal sentido, conforme a lo establecido 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 ("Reglamento General de Osinergmin"), corresponde al Consejo Directivo, dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos de carácter particular, aplicables a las entidades;

Que, en el marco de la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos, 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;

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, de la aplicación del PR-22, el COES mediante carta D-032-2025 del 15 de enero de 2025 presentó una propuesta de modificación del PR-22 sustentándose en la necesidad de modificar la metodología de para la determinación de la reserva total requerida para el servicio de RSF, revisar la asignación de los pagos mensuales por el servicio de RSF, sobre el cálculo del costo de oportunidad, revisión de la adjudicación de la Provisión Base, uso de nueva tecnología para la provisión de RRSF, sobre el periodo mínimo de Oferta y asignación de RRSF y la granularidad del despeje de precio en el Mercado de Ajuste, entre otros;

Que, de conformidad con el artículo 21 del Reglamento que establece disposiciones sobre publicación y difusión de normas jurídicas de carácter general, resoluciones y proyectos normativos, aprobado con Decreto Supremo N° 009-2024-JUS y con el artículo 25 del Reglamento

RESOLUCIÓN DE PRESIDENCIA DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 103-2025-OS/PRES

General de Osinergmin, constituye requisito previo para la aprobación de los reglamentos dictados por el ente Regulador, que sus respectivos proyectos hayan sido publicados en el diario oficial El Peruano, con el fin de recibir los comentarios de los interesados, los mismos que no tendrán carácter vinculante ni darán lugar al inicio de un procedimiento administrativo;

Que, al amparo de lo dispuesto en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, el Reglamento del COES aprobado por Decreto Supremo N° 027-2008-EM y modificatorias, y la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos, aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD y modificatorias; habiéndose recibido la propuesta, la respuesta de observaciones por parte del COES y efectuado el respectivo análisis por parte de Osinergmin, corresponde publicar el proyecto de resolución que modifica el PR-22 y el GLOSARIO, a efectos de recibir opiniones y sugerencias por parte de los interesados con relación a los aspectos que se someten a prepublicación. El plazo otorgado para la remisión de los comentarios considera la complejidad del contenido de la propuesta y la simultaneidad con la publicación de las propuestas de modificación de otros procedimientos técnicos del COES;

Que, finalmente, se ha emitido el Informe Técnico [N° 597-2025-GRT](#) y el Informe Legal [N° 598-2025-GRT](#) elaborados por la División de Generación y Transmisión Eléctrica y la Asesoría legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas respectivamente, que integra la presente resolución;

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 General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica; 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;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Publicación para comentarios

Autorizar la publicación para comentarios, del proyecto de resolución de Consejo Directivo que modifica el Procedimiento Técnico del COES N° 22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia", aprobado mediante la Resolución N° 003-2020-OS/CD y el Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, conjuntamente con su exposición de motivos, el Informe Técnico [N° 597-2025-GRT](#) y el Informe Legal [N° 598-2025-GRT](#), en el portal institucional: <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/colecciones/5514-proyectos-normativos> y en la web: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2025.aspx>.

Artículo 2.- Plazo para la recepción de comentarios

Otorgar un plazo de treinta días calendario, contados a partir del día siguiente de la publicación de la presente resolución en el diario oficial, sin lugar a prórroga, para que los interesados remitan por escrito sus opiniones y sugerencias al proyecto normativo a través de la Ventanilla Virtual de Osinergmin: <https://ventanillavirtual.osinergmin.gob.pe/> o a la dirección de correo electrónico:

RESOLUCIÓN DE PRESIDENCIA DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 103-2025-OS/PRES

PRCOES@osinergmin.gob.pe, o mediante la Mesa de Partes física con las que Osinergmin cuenta a nivel nacional.

Artículo 3.- Recepción y análisis de comentarios

Encargar a la Gerencia de Regulación de Tarifas la recepción y análisis de las opiniones y sugerencias que se presenten sobre el proyecto de resolución; así como la elaboración y presentación de la propuesta final al Consejo Directivo de Osinergmin.

Artículo 4.- Publicación

Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano.

Omar Chambergo Rodríguez
Presidente del Consejo Directivo

PROYECTO

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° ...-2025-OS/CD

Lima, ... de de 2025

CONSIDERANDO

Que, en el literal c) del artículo 3.1, de la Ley N° 27332, Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, se dispone que la función normativa de los Organismos Reguladores comprende la facultad de dictar, en el ámbito y materia de sus respectivas competencias, entre otros, reglamentos y normas técnicas. En tal sentido, conforme a lo establecido 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 Regulador Consejo Directivo, dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos de carácter general, aplicables a las entidades;

Que, mediante Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se estableció, en el literal b) de su artículo 13, que una de las funciones de interés público a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) es elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, los cuales son presentados a Osinergmin para su aprobación;

Que, en el literal f) del artículo 14 de la Ley N° 28832, se prevé como una función operativa del COES, el calcular la potencia y energía firmes de cada una de las unidades generadoras;

Que, con Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se aprobó el Reglamento del COES, en cuyo artículo 5.1 se detalla que el COES, a través de su Dirección Ejecutiva, debe elaborar las propuestas de Procedimientos Técnicos en materia de operación del SEIN. Para tal efecto, en 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 que deben seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos COES. Esta Guía fue modificada posteriormente con las 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 Procedimiento Técnico debe estar dirigida a Osinergmin adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad. Asimismo, según lo dispuesto en el artículo 7 de la Guía, los meses en los cuales se reciben las propuestas en Osinergmin son: abril, agosto y diciembre, salvo situación distinta justificada;

RESOLUCIÓN DE PRESIDENCIA DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 103-2025-OS/PRES

Que, en el marco de la Guía, 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;

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, de la aplicación del PR-22, el COES mediante Carta N° D-032-2025 del 15 de enero de 2024 presentó una propuesta de modificación del PR-22, sustentándose en la necesidad de modificar la metodología de para la determinación de la reserva total requerida para el servicio de RSF, revisar la asignación de los pagos mensuales por el servicio de RSF, sobre el cálculo del costo de oportunidad, revisión de la adjudicación de la Provisión Base, uso de nueva tecnología para la provisión de RRSF, sobre el periodo mínimo de Oferta y asignación de RRSF y la granularidad del despeje de precio en el Mercado de Ajuste, entre otros;

Que, en consecuencia, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficios N° 875-2025-GRT del 08 de abril de 2025, se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-22 otorgándole un plazo de veinticinco días hábiles para subsanar las mismas. El COES dentro del plazo otorgado, mediante carta COES/D-586-2025 del 16 de mayo de 2025, remitió a Osinergmin la subsanación de las observaciones a la propuesta de modificación del PR-22 y la modificación del GLOSARIO;

Que, con Resolución N° ...-2025-OS/PRES, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que modifica el PR-22, 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, en la citada Resolución N° ...-2025-OS/PRES se otorgó un plazo de treinta días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación en el diario oficial “El Peruano”, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas;

Que, los comentarios presentados dentro del plazo han sido analizados en el Informe Técnico N° ...-2025-GRT e Informe Legal N° ...-2025-GRT, previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5.3 del Reglamento del COES, habiéndose acogido aquellos comentarios que contribuyen con el objetivo del procedimiento técnico; por tanto, corresponde la aprobación final del procedimiento;

Que, en ese sentido, se ha emitido el Informe Técnico N° ...-2025-GRT y el Informe Legal N° ...-2025-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales integran la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332; 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”; 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° ...-2025, de fecha ... del 2025.

SE RESUELVE

Artículo 1.- Modificar el Procedimiento Técnico del COES N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia”, aprobado con Resolución N° 003-2020-OS/CD, conforme al Anexo I de la presente resolución.

Artículo 2.- Incorporar los términos “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 publicada el 31 de marzo de 2001, con la siguiente definición:

“Grupo para RSF: Generador de energía eléctrica de cualquier tipo de tecnología con obligación de 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 para RPF 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 para RSF con el fin de brindar el servicio RSF respectivamente. El procedimiento de vinculación se realiza de acuerdo con los especificado en los respectivos procedimientos.”

Artículo 3.- Modificar los términos “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/VME publicada el 31 de marzo de 2001, con la siguiente definición:

“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 para RSF y/o Equipo para RPF, se considerará también las cargas/descargas del Equipo para RSF y/o Equipo para RPF. El referido valor es el resultado de la operación del Equipo para RSF y/o Equipo para RPF, siendo de valor positivo si el Equipo para RSF y/o Equipo para RPF resulta aportando potencia y de valor negativo en caso el Equipo para RSF y/o Equipo para RPF 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 para RPF o RSF al cual se encuentre vinculado un Grupo o un Grupo para RSF respectivamente. 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 para RPF o RSF, siempre que esté vinculado a un Grupo 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.
- v) El consumo del Equipo para RPF o RSF cuando no esté vinculado a un Grupo o un Grupo para RSF para brindar el servicio de RPF 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 <https://www.gob.pe/osinergmin>, y consignarla junto con el Informe Técnico N° ...-2025-GRT y el Informe Legal N° ...-2025-GRT, en el portal web institucional de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2025.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente resolución.

ANEXO 1

Propuesta de Modificación de los Procedimientos Técnicos del COES N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia” (PR-22)

1 Modificaciones del Procedimiento Técnico del COES N° 22 Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia” (PR-22) aprobado con Resolución N° 003-2020-OS/CD.

1.1 Modificación del numeral 1.2 del PR-22

“1.2 Determinación, programación y asignación de la Reserva Rotante del SEIN para la prestación del servicio.

1.2 Modificación de las siglas ACE del numeral 3.1 del PR-22

*“**ACE:** Error de Control de Área, por sus siglas en inglés (Area Control Error).”*

1.3 Modificación del numeral 3.2 del PR-22

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

Banda Central: (...).

Banda Dinámica: (...).

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: (...).

Característica de Frecuencia: (...).

Ciclo de Operación: (...).

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: (...).

Delta máxima: (...).

Equipo para RSF: Instalación de cualquier tecnología de almacenamiento de energía destinada a brindar el servicio de RSF conectada a cualquier barra del SEIN.

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 una semana. 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-hora) 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-hora) 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-hora.

Regulador Maestro: (...).

Reserva en Control: (...).

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: (...).

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."

1.4 Modificación del numeral 4.1.3 y derogación del numeral 4.1.4 del PR-22

"4.1.3 La magnitud de reserva total para la RSF requerida por el SEIN"

1.5 Modificación de los numerales 4.2 y 4.3 del PR-22

"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 las unidades de generación que las componen según se especifica en el numeral 8 del presente Procedimiento; así como, sus respectivas fechas de ingreso (modificación y bandas de regulación); dicha información será publicada en la página web del

COES y se notificará a los integrantes cada vez que se modifiquen las características de las URS calificadas o califique una nueva URS.”

1.6 Modificación de los numerales 5.1.6 y 5.1.7 del PR-22

“5.1.6 Realizar la adjudicación, programación y asignación del servicio de RSF según lo establecido en los numerales 10, 11 Y 12 del presente Procedimiento, 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 del presente Procedimiento Técnico.”

1.7 Modificación de los numerales 5.1.9 y 5.1.10 del PR-22

“5.1.9 El COES revisará la necesidad de actualización de su Nota Técnica, según lo detallado en el Anexo VI.

5.1.10 El COES evaluará la necesidad de adjudicar una cantidad de RS mediante el mecanismo de Mercado de Cobertura.”

1.8 Modificación de los numerales 5.2.3 y 5.2.5 del PR-22

“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 (...).

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.”

1.9 Modificación del numeral 6 del PR-22

“6. CRITERIOS PARA LA PRESTACION DE SERVICIO

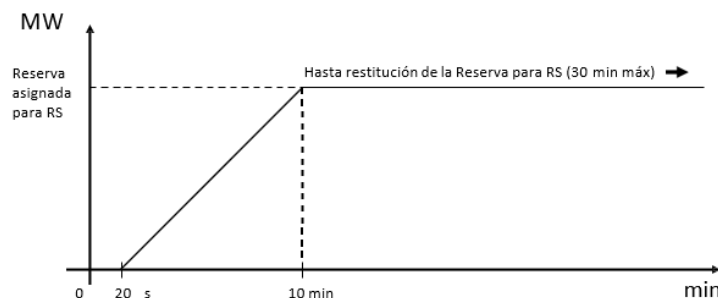
6.1 Las URS deberán estar conectadas de forma permanente al AGC durante todo el periodo que se consignó en la Oferta presentada. Asimismo, su estado (según el numeral 2.10 del Anexo I) y su Reserva programada, será la que corresponda en el PDO o el RDO que lo reemplace.

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 11.
 - 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 unidades de generación, entre el control individual o control conjunto (centralizado). En el caso de control conjunto, las URS tendrán la libertad de repartir la consigna recibida del AGC del COES entre sus unidades de generación.”

1.10 Incorporación del numeral 7 en el PR-22

“7. EQUIPO PARA RSF

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 para RSF deberá cumplir con las exigencias técnicas requeridas a las unidades de generación establecidas en el presente procedimiento.

VINCULACIÓN PARA RSF

- 7.3 *Un Grupo para RSF que tiene vinculado un Equipo para RSF conforma una URS cuya banda de regulación está determinada por la capacidad del Equipo para RSF vinculado.*
- 7.4 *La Vinculación para RSF debe ser comunicada al COES previamente por el titular del Equipo para RSF y confirmada por los titulares de las Unidades de Generación 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 para RSF, Grupo para RSF vinculada y Unidades de Generación 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 las Unidades de Generación 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 para RSF, para ser tenido en consideración por parte del COES.*
- 7.6 *Un Equipo para RSF 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 para RSF 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 para RSF 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 para RSF se considerará en las transferencias de energía activa de la siguiente forma:*
- a) Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo para RSF 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 para RSF 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; para dicho efecto, el titular del Equipo para RSF debe contar con un contrato de suministro que lo respalde.

1.11 Modificación del numeral 7 (ahora numeral 8) del PR-22

"8. CALIFICACION DE RECURSOS PARA LA PROVISION 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 Unidades de generación. El número de empresas que pueden conformar una URS no podrá exceder a dos (2) y en ese caso, deberán designar a una de las empresas para que los represente ante el COES.*
- 8.1.2 *Las unidades de generación 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 al mínimo de: 1) 45 MW y 2) el 50% de la RRSF del SEIN, deberán tener capacidad de regulación propia. Esta capacidad de la URS deberá poder activarse en caso el COES lo requiera ante cualquier eventualidad que indisponga al AGC.

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.

8.2.2 El COES analizará si la URS cumple con los requisitos establecidos en el numeral 8.1.3 del presente Procedimiento. En caso de que el resultado del análisis sea positivo, el COES solicitará la ejecución de las pruebas de Calificación para la URS dentro de los quince (15) días calendario de recibida la solicitud de la URS. Dichas pruebas se detallan en el Anexo VII.

8.2.3 El resultado del proceso de Calificación de una URS no será impugnabile.

8.2.4 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.

8.2.5 La URS calificada que desee adicionar un Grupo para RSF, deberá enviar la solicitud de Calificación al COES.

8.2.6 El COES analizará si la URS con el Grupo para RSF adicional cumple con los requisitos establecidos en el numeral 8.1 del presente Procedimiento Técnico. En caso de que el análisis sea positivo, el COES solicitará la ejecución de las pruebas de Calificación detalladas en el Anexo VII dentro de los quince (15) días calendario de recibida la solicitud de la URS.

8.2.7 De resultar satisfactorias las pruebas de Calificación de la URS con la unidad adicional, el COES calificará a la URS como apta para realizar el servicio de RSF, asimismo establecerá la nueva Banda de potencia para regular según lo especificado en el

Anexo VII e indicará el día a partir del cual deberá presentar su Oferta al COES para prestar el servicio de RSF.

- 8.3 *El Equipo para RSF 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 para RSF 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.*

1.12 Modificación del numeral 8 (ahora numeral 9) del PR-22

"9. DETERMINACION DE LA RRSF TOTAL

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

1.13 Incorporación del numeral 10 en el PR-22

"10. ADJUDICACIÓN DEL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA MEDIANTE EL MERCADO DE COBERTURA

- 10.1 *El COES evaluará de manera continua la necesidad de adjudicar RRSF mediante el Mercado de Cobertura. En caso identifique una necesidad, informará al OSINERGMIN los criterios de evaluación con los cuales identificó la necesidad, asimismo, realizará una convocatoria para el proceso de adjudicación, la cual 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.*
- 10.2 *El COES calculará los Precios Límite para cada día del periodo de adjudicación expresados en S/ /MW-hora, 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 7 días continuos.*

- 10.4 *Las magnitudes de reserva (MW) y los precios de la Oferta (S/ /MW-hora) 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 del presente procedimiento.*
- 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.”*

1.14 Incorporación del numeral 11 al PR-22

“11. PROGRAMACIÓN DEL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA 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-hora) 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.*
- 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 modificarse 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 podrá actualizar sus Ofertas utilizadas en el PDO, para ser consideradas en el correspondiente 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 no 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 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.*
- iv. Todas las URS que no tengan RRSF programada en algún Periodo de RRSF del PDO o RDO vigente, pueden presentar una Oferta.*

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 correspondiente 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.”

1.15 Modificación del numeral 9 (ahora numeral 12) del PR-22

“12. ASIGNACION DE SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA

- 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."*

1.16 Modificación del numeral 10 (ahora numeral 13) del PR-22

"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."*

1.17 Modificación del numeral 11 (ahora numeral 14) del PR-22

"14. LIQUIDACION 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 calculará 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 efectuará 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 Unidades de*

Generación 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 las unidades de generación para prestar el servicio de RSF, será asignado conforme al detalle indicado en el numeral 4 del Anexo IV del presente Procedimiento."*

1.18 Modificación del numeral 12 (ahora numeral 15) del PR-22

"15. EVALUACIÓN GLOBAL DEL SERVICIO

- 15.1 *La evaluación global del servicio consistirá en un estudio individualizado de los períodos de operación ante grandes perturbaciones, y un estudio estadístico del resto considerados como períodos de operación normal.*
- 15.2 *Se considerará período de operación ante una gran perturbación a los 10 minutos inmediatamente posteriores a fallas por desconexión de generación, o a conexiones/desconexiones de carga mayores al 50% de la RRSF.*
- 15.3 *Para los períodos de operación normal, se calculará el desvío de frecuencia en cada Ciclo de Operación. Se considerará que el servicio de RSF es satisfactorio si el desvío de frecuencia se mantiene en la Banda Central para al menos el 95% de los ciclos.*
- 15.4 *Para los períodos de operación ante grandes perturbaciones, se considerará que el servicio de RSF es satisfactoria si la evolución dinámica de la frecuencia se mantiene dentro la Banda Dinámica admisible.*
- 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 será establecida por el COES, con las siguientes limitaciones:*
- 15.6.1 *El rango de variación de la frecuencia no podrá superar en ningún punto el desvío de frecuencia máximo, que será el menor valor entre:*
- i. *El desvío de frecuencia máximo esperado, dado el volumen de la perturbación y la Característica de Frecuencia mínima en el SEIN;*
- ii. *El desvío de frecuencia máximo admisible ante grandes perturbaciones, dado por el valor de la Delta Máxima admisible.*
- 15.6.2 *La frecuencia deberá 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 propondrá a OSINERGMIN*

las medidas correctoras necesarias en el estudio indicado en el Anexo V.”

- 1.19 Incorporación de dos (2) disposiciones transitorias al PR-22 a incluir en la resolución aprobatoria

“DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

Primera. - *Luego de la aprobación del presente procedimiento, el COES tendrá un plazo máximo de 6 meses a efectos de que adecúe sus sistemas informáticos, previo a la entrada en vigor del presente procedimiento.*

Segunda. - *Luego de transcurrido el plazo de la adecuación señalada en la Primera Disposición Transitoria, el presente procedimiento entrará en vigor el primer día calendario del mes inmediato siguiente.”*

- 1.20 Modificación del numeral 1.5 del Anexo I del PR-22

“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.”

- 1.21 Modificación del numeral 2.1 del Anexo I del PR-22

“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.”

- 1.22 Modificación del numeral 2.7 del Anexo I del PR-22

“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.”

- 1.23 Modificación del numeral 2.10 del Anexo I del PR-22

“2.10 El requerimiento total a las URS depende de calificación en tiempo real del estado de las mismas. Los posibles estados para cada URS son los siguientes:

Estado	Descripción
ACTIVO	Es el estado normal de operación. La URS participa en el control y el seguimiento que hace el COES es satisfactorio.

Estado	Descripción
INACTIVO	La URS está conectada al sistema de control del COES, pero el AGC no cuenta con ella para la regulación, debido a: 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 salido programada en el despacho conjunto PDO o RDO más
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.

”

1.24 Modificación del numeral 3.2 del Anexo I del PR-22

“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 una de las unidades de generación que forman parte de la URS.”

1.25 Modificación del numeral 5.1 del Anexo I del PR-22

“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

”

1.26 Modificación del Anexo II del PR-22

“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 día hábil siguiente al día en el que se publicaron las Liquidaciones del Mercado Mayorista de Electricidad, para su entrada en vigor el día calendario inmediato siguiente.*
- 1.3 *Para efectos de los cálculos señalados en el numeral previo, se tendrá en cuenta el tiempo de 4 horas para la acumulación de variaciones inter-horarias señalada en el numeral 1.1 del presente anexo. Dicho tiempo 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, el cual incluye mínimamente el tiempo mínimo para la activación de las causales y el tiempo para la elaboración.*
- 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.*
- 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 y (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. Luego, los valores de generación RER no gestionable ejecutada o demanda ejecutada en dichos periodos y sus correspondientes valores programados se reemplazarán con 0.

- 2.3 Se calculan los errores de pronóstico de la demanda y de pronóstico de cada tipo de generación RER 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 los errores de pronóstico existentes del generador RER, calculados conforme al numeral anterior.
- 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 de 4 horas.
- 2.6 Dichas variaciones se ajustan a una distribución estadística del tipo normal, tanto para la demanda como para cada tipo de generación RER.
- 2.7 Luego, se suma las funciones de distribución normal de la demanda y de cada tipo de generación RER, 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.”

1.27 Modificación del numeral 1 del Anexo III del PR-22

“ANEXO III

METODOLOGÍA PARA EL SEGUIMIENTO DE LA RESERVA EN TIEMPO REAL

1. CALCULO 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 unidades de generación 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 Unidades de generación con RAS en la URS i .

NB_i : Número de Unidades de generación 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:

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

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.

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.

- 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:

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

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

"

- 1.28 Modificación del Anexo IV del PR-22

"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 (CAAd)

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:

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

- 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:

$$RAD_u = \sum_t RAD_{u,t}$$

$$RAD_{u,t} = RAD_{S_{u,t}P.B.} \times (PRS_{u,tP.B.} - PRS_{tM.A.}) + RAD_{B_{u,t}P.B.} \times (PRB_{u,tP.B.} - PRB_{tM.A.})$$

Donde:

$RAD_{S_{u,t}P.B.}$, $RAD_{B_{u,t}P.B.}$: 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".

$PRS_{u,tP.B.}$, $PRB_{u,tP.B.}$: 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:

$$RAS_{u,t_{M.A.}} = RAS_{id_{u,t}} * tS/T$$

$$RAB_{u,t_{M.A.}} = RAB_{id_{u,t}} * tB/T$$

Donde:

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

tS , tB : Tiempo de duración de la asignación de Reserva a subir y a bajar.

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.

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 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:

$DRS_{u,t}$, $DRB_{u,t}$: Déficits 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 Déficits 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:

$$DRS_{u,t} = DRS_{id_{u,t}} * tS/T$$

$$DRB_{u,t} = DRB_{id_{u,t}} * tB/T$$

Donde:

$DRS_{id_{u,t}}$, $DRB_{id_{u,t}}$: Déficits de Reserva a subir y a bajar identificada

tS , tB : Tiempo de duración del déficit de Reserva a subir y a bajar dentro del Periodo de RRSF evaluado.

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.

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

$$InDRS_{u,t} = InDRS_{id_{u,t}} * tS/T$$

$$InDRB_{u,t} = InDRB_{id_{u,t}} * tB/T$$

Donde:

$DRS_{id_{u,t}}$, $DRB_{id_{u,t}}$: Indisponibilidades de Reserva a subir y a bajar identificada.

tS , tB : Tiempo de duración de la indisponibilidad de Reserva a subir y a bajar.

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:

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

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

Donde:

- $CAd_{u,t}$: Compensación a las URS “u” en el Periodo de RRSF “t”.
- $RAS_{u,t_{M.A.}}, RAB_{u,t_{M.A.}}$: 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”.
- $PRS_{t_{M.A.}}, PRB_{t_{M.A.}}$: 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:

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

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

Donde:

- U : Número total de URS habilitadas
- G_u : Número total de Unidades de generación que conforman la URS
- g : Unidad de generación 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 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** del presente procedimiento, 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:

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

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

Donde:

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

$PRS_{t_{M.A.}}, PRB_{t_{M.A.}}$: 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 Déficits 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 LAS UNIDADES DE GENERACIÓN 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 Unidades de Generación que no conforma una URS; la liquidación económica del servicio prestado por dichas Unidades de Generación 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:

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

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

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".

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:

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

Donde:

$$DT_RER = \sum_i DT_RER_i$$

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

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

$PagRSF_i$	:	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.
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 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 (eólico, solar o mareomotriz), que son de titularidad del Participante "i". Si dicho generador tiene la titularidad de un Equipo para RSF 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 para RSF 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".

t : Intervalo de Mercado.
i : Índice de Participante
"

1.29 Modificación de los literales a, b, h e i, y derogación del literal j del numeral 1 del Anexo V del PR-22

"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.*
- 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. (...)*
- d. (...)*
- e. (...).*
- f. (...).*
- g. (...).*
- 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, y (iii) 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."*

1.30 Modificación del numeral 2 del Anexo VI del PR-22

"2. En caso sea necesario, esta Nota Técnica podrá ser reemplazada de acuerdo con los resultados de evaluación anual que establece el Anexo V, lo cual deberá ser informada previamente por la Dirección Ejecutiva a OSINERGMIN."

1.31 Modificación del numeral 2 del Anexo VII del PR-22

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

1.32 Modificación del Anexo VIII del PR-22

"ANEXO VIII

**LINEAMIENTOS PARA LA ADJUDICACIÓN DEL MERCADO DE COBERTURA PARA LA
REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA**

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 de activación de la potencia adjudicada de la RSF a subir en la etapa t

$udown_{urs,t}$: Variable de activación de la potencia adjudicada de la RSF a bajar en la etapa t

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

En caso se presente más de una solución al problema de optimización descrito, la adjudicación se realizará teniendo como prioridad a las Ofertas enviadas con mayor antelación, por parte de los Agentes.

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

1.33 Incorporación del Anexo IX al PR-22

“ANEXO IX

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LA RESERVA MINIMA REQUERIDA PARA LA RSF

- 1.1 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 (αt : RRSF a subir) como las desviaciones máximas negativas (βt : RRSF a bajar), tal como se muestra a continuación:

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

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

Donde:

- U : Número total de URS habilitadas
- G_u : Número total de Unidades de generación que conforman la URS
- g : Unidad de generación 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.

- 1.2 Las desviaciones máximas positivas y negativas calculadas, se ajustarán a una única función de densidad de probabilidad normal para cada Periodo de RRSF “t”.
- 1.3 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.

- 1.4 *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)."*

1.34 Incorporación del Anexo X al PR-22

"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 el hecho de 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 igual a 3, a efectos de obtener el Precio Límite de la Oferta para el día en análisis en Mercado de Cobertura.*
- 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.*
- 1.4 *Los factores de incentivo, previo a cada adjudicación, se actualizarán en caso fuera necesario.*

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 igual a 2, a efectos de obtener el Precio Límite de la Oferta para el Mercado de Ajuste.*

RESOLUCIÓN DE PRESIDENCIA DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 103-2025-OS/PRES

- 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.*
- 2.4 *Los factores de incentivo, previo a cada día de programación, se actualizarán en caso fuera necesario.”*