
Modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia”

(Publicación)

Febrero 2026

Resumen Ejecutivo

El 15 de enero de 2025, el COES remitió a Osinerghmin, mediante carta COES/D-032-2025, la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 22 “Reserva Rotante para la Regulación Secundaria de Frecuencia” (PR-22) aprobado con Resolución N° 003-2020-OS/CD y modificatorias, sustentando que es necesario 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 Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia (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.

De conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 875-2025-GRT del 08 de abril de 2025, respectivamente, se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-21 otorgándole un plazo de veinticinco (25) 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 Osinerghmin la subsanación de las observaciones a la propuesta de modificación del PR-22, que incluye la modificación del Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES (Glosario) aprobado con Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME.

En seguimiento de la Guía, mediante Resolución N° 103-2025-OS/PRES, el 15 de agosto de 2025 se publicó el proyecto de modificación del PR-22 y del Glosario; además, se otorgó treinta (30) días calendario para que los interesados remitan a Osinerghmin los comentarios y/o sugerencias al proyecto mencionado.

Al respecto, dentro del plazo correspondiente, las empresas Engie Energía Perú S.A., Kallpa Generación S.A., Statkraft Perú S.A., Fenix Power Perú S.A., Energía Renovable del Sur S.A., Orizon B&T, Sociedad Peruana de Renovables, Celepsa, Inland Energy S.A.C., Orygen Perú S.A.A., Empresa de Generación Huallaga S.A., y Zelestra remitieron a Osinerghmin los comentarios y sugerencias al proyecto de modificación del PR-22 y del Glosario.

Asimismo, con fecha 19 de setiembre de 2025, Osinergrmin remitió al COES, mediante Oficio N° 1979-2025-GRT, como parte del proceso, los comentarios remitidos por las empresas mencionadas en el párrafo anterior, solicitando la opinión sobre dichos comentarios y sugerencias, otorgándole para ello veinticinco (25) días hábiles para su remisión.

Posteriormente, mediante Oficio N° 2437-2025-GRT del 23 de diciembre, se remitió Observaciones a la opinión del COES sobre los comentarios recibidos al proyecto modificación del PR-22, los cuales fueron absuelto por el COES mediante Carta COES/D-056-2026 del 22 de enero de 2026.

Finalmente, en el presente informe se presentan los aspectos considerados en la propuesta final de modificación del PR-22 y del Glosario; así como el análisis de los comentarios de los interesados y la opinión del COES a dichos comentarios enviados con Carta COES/D-1122-2025 del 23 de octubre de 2025. Asimismo, debido a la cantidad de modificaciones propuestas resulta conveniente aprobar un nuevo texto del PR-22 para facilitar su manejo por parte de los administrados en un documento integrado

Índice

1. Antecedentes.....	6
2. Aspectos considerados en el proyecto de modificación del PR-22	8
2.1 Identificación del Problema.....	8
2.1.1 Sobre la metodología para la determinación de la Reserva total requerida para el servicio de RSF.....	9
2.1.2 Sobre la asignación de los pagos mensuales por el servicio de RSF	13
2.1.3 Sobre el cálculo actual del Costo de Oportunidad	14
2.1.4 Sobre la adjudicación de RRSF por Provisión Base.....	21
2.1.5 Sobre el uso de nuevas tecnologías para la provisión de RRSF	22
2.1.6 Sobre el periodo mínimo de Oferta y de asignación de RRSF y la granularidad del despeje del precio, en el Mercado de Ajuste	23
2.1.7 Sobre el actual mecanismo ante insuficiencia de oferta para cumplir la Reserva total requerida para RSF	28
2.1.8 Sobre el cumplimiento de las URS, de sus RRSF asignadas en el PDO	32
2.1.9 Sobre la metodología del reparto de RRSF ante Déficit de Reserva.....	41
2.1.10 Sobre las compensaciones por costos operativos adicionales producidos por el cumplimiento del servicio de RSF.....	42
2.1.11 Sobre la prestación del servicio de RSF en un sistema aislado o subsistema, cuando allí no se disponga de alguna URS calificada	43
2.1.12 Sobre la necesidad de precisiones respecto a la operación y obligación de las URS, y clarificaciones en la redacción.....	43
2.2 Alternativas de Solución.....	44
2.2.1 Sobre la metodología para la determinación de la Reserva total requerida para el servicio de RSF.....	44
2.2.2 Sobre la asignación de los pagos mensuales por el servicio de RSF	55
2.2.3 Sobre el cálculo actual del Costo de Oportunidad	56
2.2.4 Sobre la adjudicación de RRSF por Provisión Base.....	62
2.2.5 Sobre el uso de nuevas tecnologías para la provisión de RRSF	70
2.2.6 Sobre el periodo mínimo de Oferta y de asignación de RRSF, y la granularidad del despeje del precio, en el Mercado de Ajuste	74
2.2.7 Sobre el actual mecanismo ante insuficiencia de oferta para cumplir la Reserva total requerida para RSF	76
2.2.8 Sobre el cumplimiento de las URS, de sus RRSF asignadas en el PDO	80
2.2.9 Sobre la metodología del reparto de RRSF ante Déficit de Reserva.....	84
2.2.10 Sobre las compensaciones por costos operativos producidos por el cumplimiento del servicio de RSF.....	84

2.2.11	Sobre la prestación del servicio de RSF en un sistema aislado o subsistema, cuando allí no se disponga de alguna URS calificada	86
2.2.12	Sobre la necesidad de precisiones respecto a la operación y obligación de las URS, y clarificaciones en la redacción.....	88
2.3	Análisis detallado de impactos de las alternativas de solución seleccionadas	89
2.3.1	Sobre la metodología para la determinación de la Reserva total requerida para el servicio de RSF	89
2.3.2	Sobre la asignación de los pagos mensuales por el servicio de RSF.....	89
2.3.3	Sobre el cálculo actual del Costo de Oportunidad	89
2.3.4	Sobre la adjudicación de RRSF por Provisión Base	90
2.3.5	Sobre el uso de nuevas tecnologías para la provisión de RRSF	90
2.3.6	Sobre el periodo mínimo de Oferta y de asignación de RRSF, y la granularidad del despeje del precio, en el Mercado de Ajuste	90
2.3.7	Sobre el actual mecanismo ante insuficiencia de oferta para cumplir la Reserva total requerida para RSF	90
2.3.8	Sobre el cumplimiento de las URS y de su RRSF asignada en el PDO	91
2.3.9	Sobre la metodología de reparto de RRSF ante déficit de Reserva.....	92
2.3.10	Sobre las compensaciones por costos operativos adicionales producidos por el cumplimiento del servicio de RSF	92
2.3.11	Sobre la prestación del servicio de RSF en un sistema aislado o subsistema, cuando allí no se disponga de alguna URS calificada	92
2.3.12	Sobre la necesidad de incluir precisiones respecto a la operación y obligación de las URS, y clarificaciones en la redacción.....	93
2.4	Monitoreo y evaluación	93
2.5	Propuesta de modificación del PR-22.....	93
3.	Conclusiones	96
Anexo 1		97
Anexo 2		240

1. Antecedentes

Mediante la Ley N° 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica", se dispuso en el literal b) de su artículo 13 que una de las funciones de interés público a cargo del COES, es elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por Osinergrmin, asimismo, los literales a), b) y c) del artículo 14 de la misma Ley, se dispone como funciones operativas del COES el desarrollo del programa de operación de corto, mediano y largo plazo, programar y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones de generación y transmisión, y coordinar la operación en tiempo real del SEIN.

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

En ese sentido, 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. La Guía fue modificada mediante Resolución N° 088-2011-OS/CD, mediante Resolución N° 272-2014-OS/CD y mediante Resolución N° 090-2017-OS/CD.

En el marco de la Guía, mediante la Resolución N° 003-2020-OS/CD se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia" (PR-22), cuyo objetivo es establecer los criterios y metodología para la determinación, asignación, programación y evaluación del cumplimiento y desempeño de la Reserva Rotante del SEIN asociada a la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF).

El COES mediante carta COES/D-032-2025 del 15 de enero de 2025 presentó una modificación del PR-22, sustentando que es necesario 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.

En consecuencia, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 875-2025-GRT del 08 de abril de 2025, se remitió al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-22 otorgándole un plazo de veinticinco (25) 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 Osinergrmin la subsanación de las observaciones a la propuesta de modificación del PR-22.

En concordancia con las etapas de la Guía, mediante Resolución N° 103-2025-OS/PRES, el 15 de agosto de 2025 se publicó el proyecto de modificación del PR-22 y del Glosario; además, se otorgó treinta (30) días calendario para que los interesados remitan a Osinergrmin los comentarios y/o sugerencias al proyecto mencionado.

Al respecto, dentro del plazo correspondiente, las empresas Engie Energía Perú S.A., Kallpa Generación S.A., Statkraft Perú S.A., Fenix Power Perú S.A., Energía Renovable del Sur S.A., Orizon B&T, Sociedad Peruana de Renovables, Celepsa, Inland Energy S.A.C., Orygen Perú S.A.A., Empresa de Generación Huallaga S.A., y Zelestra remitieron a Osinergrmin los comentarios y sugerencias al proyecto de modificación del PR-22 y del Glosario.

Asimismo, con fecha 19 de setiembre de 2025, Osinergrmin remitió al COES, mediante Oficio N° 1979-2025-GRT, como parte del proceso, los comentarios remitidos por las empresas mencionadas en el párrafo anterior, solicitando la opinión sobre dichos comentarios y sugerencias, otorgándole para ello veinticinco (25) días hábiles para su remisión.

El COES con Carta COES/D-1122-2025 del 23 de octubre de 2025 remitió la opinión a los comentarios remitidos por las empresas.

Posteriormente, mediante Oficio N° 2437-2025-GRT del 23 de diciembre, se remitió observaciones a la opinión del COES sobre los comentarios recibidos al proyecto modificación del PR-22, los cuales fueron subsanados debidamente por el COES mediante Carta COES/D-056-2026 del 22 de enero de 2026.

Finalmente, en el presente informe se presentan los aspectos considerados en la propuesta final de modificación del PR-22 y del Glosario; así como el análisis de los comentarios de los interesados y la opinión del COES a dichos comentarios enviados con carta COES/D-1122-2025 del 23 de octubre de 2025. Asimismo, debido a la cantidad de modificaciones propuestas resulta conveniente aprobar un nuevo texto del PR-22 para facilitar su manejo por parte de los administrados en un documento integrado.

2. Aspectos considerados en el proyecto de modificación del PR-22

2.1 Identificación del Problema

El numeral 9.2 del PR-22 señala que la magnitud de Reserva para RSF debe ser cubierto primero con las URS que tengan cantidades comprometidas en la Provisión Base (en adelante "PB") y que se encuentren programadas en la operación por despacho económico, mientras que, con el Mercado de Ajuste (en adelante "MA"), se cubrirá lo faltante. Se considera necesario señalar que, tanto las ofertas para la PB como el MA, son ofertas voluntarias de las URS calificadas, lo que significa que su participación en este servicio responde a incentivos económicos.

Por otro lado, el Anexo IV del PR-22 establece tanto los derechos de cobro como los derechos de pago para efectos de la liquidación por la provisión de RSF. Los derechos de cobro son: (i) Asignación de Reserva, (ii) Costo de Oportunidad y (iii) Compensación por costos operativos adicionales; mientras que el derecho de pago es la Reserva no Suministrada.

Ahora, en el último año se ha identificado que la presentación de ofertas de las centrales termoeléctricas para la provisión de RSF en el Mercado de Ajuste se ha ido reduciendo de manera paulatina a pesar de haber un número importante de URS habilitadas, tal es que, para cubrir la RRSF se actuó según los mecanismos previstos en el numeral 9.3 del PR-22, el cual establece hacer uso de: i) las ofertas por defecto de la URS disponibles y las URS de la PB que no se encuentren operando¹; o, ii) disminuir la magnitud de reserva para RSF. Si bien, mediante el mencionado numeral se previó la falta de cobertura total de la RRSF requerida a través de los mecanismos mencionados, estos resultan ser insuficientes en un escenario más crítico de disminución de ofertas, que comprometen la seguridad de la operación del SEIN.

Del análisis realizado, se ha identificado que el cálculo actual del Costo de Oportunidad (en adelante, "CO") está generando incentivos asimétricos para las centrales termoeléctricas e hidroeléctricas. Es así que, de acuerdo con el cálculo del CO

¹ En la actualidad, no existen cantidades comprometidas por PB.

establecido en el PR-22 vigente, las centrales hidroeléctricas estarían recibiendo una sobrecompensación, mientras que las centrales termoeléctricas una subcompensación. Entonces, es necesario revisar el cálculo actual del CO, y proponer una solución a esta problemática².

Por otro lado, y en línea a solucionar la problemática detectada, también es necesario revisar otros aspectos. Por un lado, se debe mejorar los actuales mecanismos que el COES dispone en caso no se pueda cumplir con la RRSF asignada; así como también revisar mejoras en los mecanismos de mercado para incentivar la competencia para la provisión de RRSF mediante la PB y mecanismos para asegurar la disponibilidad de las cantidades comprometidas, considerando que están sujetas a una obligación del tipo *Take or Pay*³ por parte del COES.

En la Operación en Tiempo Real, es importante mejorar el mecanismo del COES ante situaciones de déficit de Reserva para RSF (RRSF), que requiere reglas fundamentadas en conceptos técnicos-económicos sólidos, pero a la vez claras y prácticas, a efectos de que su aplicación sea eficiente y oportuna.

Por otro lado, es importante reformar la metodología de dimensionamiento de la RRSF con el objetivo obtener un nivel más preciso, lo cual implica un enfoque dinámico y con la consideración de la variación inter-horaria como eje importante, toda vez que nos enfrentamos a escenarios con mayor penetración de generación eólica y solar, que significan mayor variación en la operación. En esa misma línea, es importante reformar el mecanismo de asignación de pagos por RRSF, con el objetivo de brindar las señales eficientes del principio de causalidad: “pague el que lo causa”.

Finalmente, a efectos de propiciar el incremento de la oferta de RRSF y lograr una mayor competencia, es importante tener en cuenta las nuevas tecnologías, tales como es el caso de los BESS⁴, que actualmente ya brindan otro Servicio Complementario en el SEIN como Reserva Primaria de Frecuencia (en adelante “RPF”). Asimismo, se requieren clarificar la redacción del PR-22 vigente en línea con las prácticas actuales, debidamente fundamentadas.

A continuación, se detallan los problemas identificados a detalle, en el PR-22 actual:

2.1.1 Sobre la metodología para la determinación de la Reserva total requerida para el servicio de RSF

Primero, hay que señalar que la Reserva total requerida para la RSF determinada anualmente según el PR-22, ha mostrado un resultado satisfactorio durante la Operación en Tiempo Real. Como muestra de lo anterior, podemos revisar los resultados de la evaluación general del desempeño de la RSF, que se hallan en los

² Es importante señalar que en anteriores propuestas de modificación del PR-22, ya se había alertado respecto a la problemática originada por el cálculo del CO; sin embargo, la solución adoptada en su momento fue parcial.

³ Contrato que establece la obligación del cliente de recibir y pagar a un suministrador por un determinado bien. Para el caso, el cliente sería el COES, el bien sería la magnitud adjudicada de RRSF por PB, y el suministrador sería la URS adjudicataria por PB.

⁴ Sistema de almacenamiento de energía con baterías: *Battery Energy Storage System*

2 últimos Informes Técnicos del COES: “Estudio Anual de Regulación Secundaria de Frecuencia – Año 2023” y “Estudio Anual de Regulación Secundaria de Frecuencia – Año 2024⁵”, en la cuales se indicaron textualmente en sus conclusiones que la respuesta de la Regulación Secundaria del COES en los periodos evaluados, tanto en estado normal como en contingencias, fue satisfactoria.

Ahora, conceptualmente la RSF tiene como objetivo fundamental equilibrar la oferta y la demanda, manteniendo el valor de la frecuencia dentro de límites permisibles, mientras se recupera la reserva rotante de las unidades que participaron en la RPF. Debido a ello, tradicionalmente la RRSF se ha dimensionado teniendo como criterio que pueda cubrir las fallas de generadores; y las desviaciones imprevistas entre oferta/demanda que fundamentalmente se presentaba por los errores de pronóstico de parámetros con carácter aleatorio más relevante: la demanda. Sin embargo, la generación eólica/solar que también tiene un carácter aleatorio, ha tenido una penetración importante en los sistemas de potencia, por lo que el dimensionamiento incluyó los errores de pronóstico asociados. Todo lo anterior, guarda relación con la actual metodología del COES para dimensionar la RRSF, la cual en líneas generales considera los errores de pronóstico de los siguientes parámetros de carácter aleatorio: (i) demanda y (ii) generación eólica/solar.

Sin embargo, la penetración de la generación eólica/solar ha venido incrementándose los últimos años y se espera que esta tendencia se acentúe aún más. Esto ha motivado a que en muchos países se desarrollen nuevas metodologías de dimensionamiento de la RRSF, las cuales se han plasmado en distintas referencias académicas y sus respectivas implementaciones por los distintos operadores de los sistemas de potencia de distintos países. Estas nuevas metodologías se orientan a reemplazar los criterios tradicionales de la consideración de los errores de pronóstico, por la variabilidad propia de los parámetros con carácter aleatorio, y sus respectivas combinaciones; en algunos casos se considera adicionalmente la falla de generadores importantes. En línea con lo anterior, en la

Tabla se presentan los principales criterios usados para el dimensionamiento de la magnitud de RRSF por los operadores de los eléctricos de algunos países (incluida la metodología vigente del COES); en la Tabla se presentan los criterios propuestos por artículos académicos y/o estudios durante los últimos años. Por otro lado, se

⁵ Disponible en el Portal Web del COES

debe de considerar el hecho de que los países mencionados cuentan con el servicio de regulación terciaria de frecuencia; mientras que el SEIN aún no dispone aún de dicho servicio.

Tabla 1. Criterios de dimensionamiento de la magnitud de RRSF de algunos operadores eléctricos

Operador/referencia académica	Determinístico clásico	Probabilístico - Incertidumbre	Probabilístico - Variabilidad	Probabilístico - Incertidumbre - dinámico	Probabilístico - Variabilidad - dinámico	Uso de la adición de Factores de influencia	Uso de la técnica de Convulsión de Factores de influencia
ENTSOE ²² - Unión Europea	X						
COES (vigente)		X				X	
CEN ²³ - Chile		X	X				X

Tabla 2. Criterios de dimensionamiento de la magnitud de RRSF propuestos por artículos académicos y/o estudios

Referencia académica	Determinístico clásico	Probabilístico - Incertidumbre	Probabilístico - Variabilidad	Probabilístico - Incertidumbre - dinámico	Probabilístico - Variabilidad - dinámico	Uso de la adición de Factores de influencia	Uso de la técnica de Convulsión de Factores de influencia
Nassar, 2011 ²⁴	X						
Hirth et al ²⁵ , 2015		X	X				X
Holtinen et al ²⁶ , 2012		X	X				X
S. del Rosario & C. Orillaza ²⁷ , 2023				X	x		X
ME y PSR ²⁸ , 2019					X	X	
Morais y Perez 2019					X	X	

Por otro lado, la metodología actual dimensiona la RRSF sobre la diferencia directa de los errores de pronóstico cada 30 minutos; es decir, la dimensiona considerando que las desviaciones de oferta-demanda se mantendrán durante todo el día. Sin embargo, lo real es que las desviaciones pueden eliminarse durante el día, principalmente luego de la elaboración de los Reprogramas de Operación (en adelante, "RDO") por lo que este aspecto debe tomarse en cuenta.

Debido a que los factores de influencia tienen una naturaleza aleatoria, se les modela a través de una función de densidad de probabilidad. El PR-22 ya predefine que se debe modelar con funciones de densidad de probabilidad normal truncada con media en "0"; sin embargo, en los estudios anuales de RSF de los últimos años (específicamente, en el Anexo 3 de dichos estudios) se puede evidenciar que dichas funciones ya no se asemejan a tales funciones de densidad de probabilidad indicadas. Sólo a modo de ejemplo, en la Figura 1 y la Figura 2 se presentan las funciones de densidad de probabilidad de desviación positiva de la demanda para los estudios del 2024 y del 2023, respectivamente.

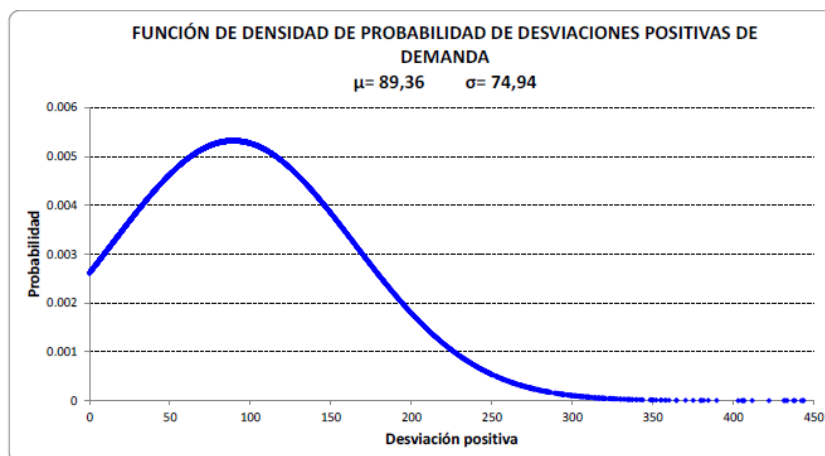


Figura 1. Función de densidad de probabilidad de las desviaciones positivas de la demanda – Estudio anual de RSF 2024

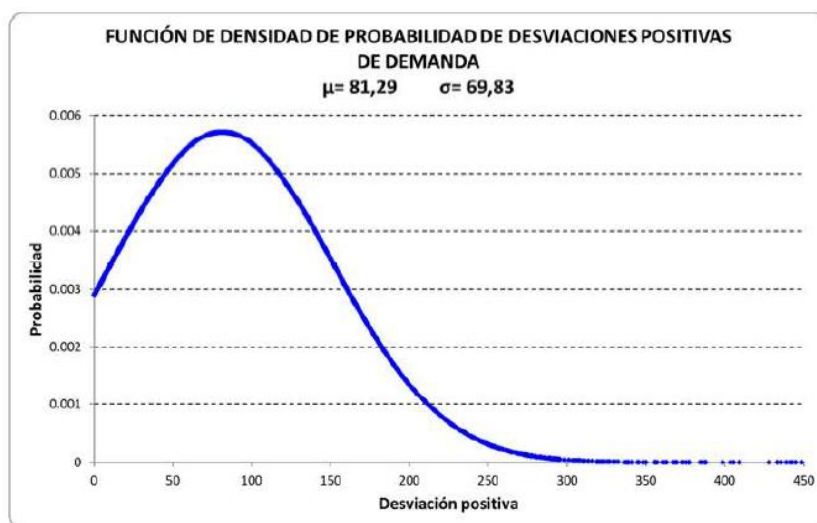


Figura 2 Función de densidad de probabilidad de las desviaciones positivas de la demanda – Estudio anual de RSF 2023

Por lo tanto, es importante definir las funciones de densidad de probabilidad más representativas. En esa misma línea, es necesario desarrollar una metodología

para obtener la magnitud de RRSF en MW de acuerdo con determinado intervalo de confianza de la función de densidad de probabilidad, ya sea obtenida por cada parámetro de influencia (demanda y generación RER) u obtenida de una función de densidad de probabilidad conjunta. Vale decir que, para lo último, existen técnicas como convoluciones muy usadas en otras regiones.

Adicionalmente, hay que tener en cuenta que las desviaciones dadas por el parámetro de influencia asociado a la generación eólica y solar tenderá a incrementarse, toda vez que se implementarán cada vez más proyectos en el SEIN, que acarrea nuevos patrones de sus funciones de densidad de probabilidad; además, que dichos parámetros dependiendo la hora del día tiene una mayor, menor o nula influencia. Como ejemplo, podemos citar a la generación solar la cual no tiene participación en el horario de mínima demanda; sin embargo, el hecho de calcular RRSF por bloques de demanda (mínima, media o máxima u otros bloques), puede estar sobredimensionado la RRSF en algunos periodos. Entonces, es importante que se revise el dimensionamiento de la RRSF en cuanto a la periodicidad en su cálculo; así como los horizontes más adecuados de actualización. Asimismo, también hay que tener en cuenta que los requerimientos de RRSF en días típicos y feriados no precisan ser los mismos, toda vez que el parámetro de influencia de la demanda tiene comportamiento distinto; por tanto, se evidencia la necesidad de disponer de diferentes valores de RRSF por días, al menos por típicos y no típicos.

Finalmente, es importante notar que la problemática expuesta ha sido observada por los Participantes generadores durante la etapa de elaboración de los estudios del COES (señalados en el primer párrafo del presente ítem).

Por lo expuesto, se considera necesario revisar y proponer una reforma integral para la determinación de la Reserva total requerida para la RSF, que sea aplicable a la realidad del SEIN, que tenga en consideración las prácticas internacionales; y que permita atender las observaciones presentadas al COES por los Participantes generadores.

2.1.2 Sobre la asignación de los pagos mensuales por el servicio de RSF

El actual mecanismo de asignación de pagos mensuales por el servicio de RRSF, consiste en una prorrata de los pagos entre la producción mensual de los Participantes Generadores y los Retiros mensuales de los Participantes Grandes Usuarios y Participantes Distribuidores.

Sin embargo, sabemos que el dimensionamiento de la RRSF tiene relación directa con el error de pronóstico de los parámetros de demanda y la generación eólica/solar (los cuales pueden ser mitigados a través de mejores estimaciones). En otros términos, a más error de pronóstico mayor magnitud de RRSF y por ende mayor costo total por proveer el servicio. En este orden de ideas, es importante incorporar lo anterior, a efectos de brindar las señales correctas de la causalidad; es decir, que los pagos deben asignarse en la línea de quien los causa.

Por lo expuesto, si bien el mecanismo de asignación de pagos vigente es práctico; se considera necesario mejorarlo, de modo que incorpore un criterio de pagos que contenga un criterio de "causalidad", el cual debe guardar relación directa con la metodología de determinación de la Reserva total requerida para el servicio de RSF.

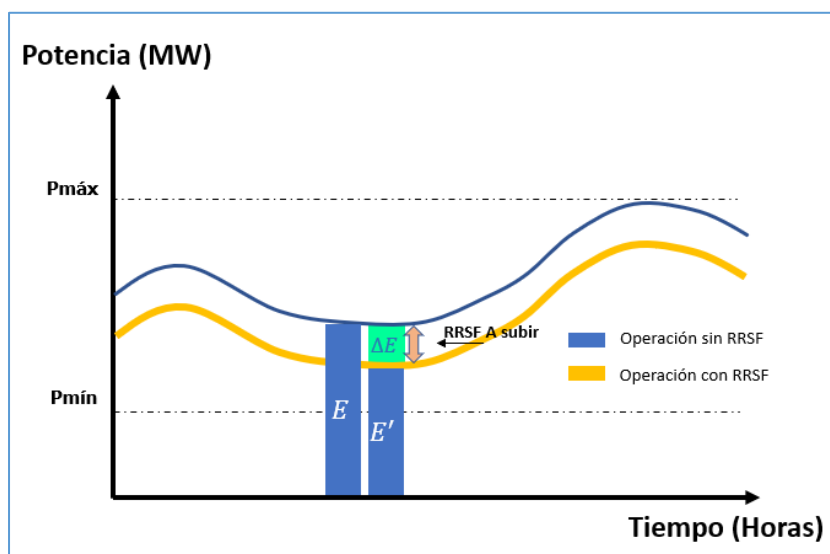
En ese orden de ideas, en el MME serían los Participantes quienes asumirán los pagos, pero ahora por las desviaciones de sus generadores RER y/o los consumos de sus clientes en el MME.

Respecto a los consumos, si bien es cierto que los Participantes deberán coordinar con todos sus clientes para una mejor gestión del pronóstico de sus consumos, es importante tener en cuenta que al ser una modificación del PR-22 que incorpora recién este criterio de causalidad, pueden existir aún un proceso de adecuación de los Participantes para el correcto monitoreo.

2.1.3 Sobre el cálculo actual del Costo de Oportunidad

El Costo de Oportunidad (CO) tiene como objetivo principal, compensar a la URS calificadas que han reservado una porción de su energía disponible para brindar el servicio de RSF (y ser sometidos a las instrucciones del AGC) en lugar de despachar dicha energía disponible y remunerarla a través de las transacciones de energía activa (rentar por su energía valorizada con los CMgCP⁶). En términos simples, se les compensa por la oportunidad perdida de no poder haber vendido cierta energía en el mercado de energía activa.

En la Figura 3, se grafica lo señalado. En ella se puede notar que entre la línea azul y la línea naranja hay una franja de energía (ΔE) que la URS no podrá vender al mercado de energía, porque está reservada para el servicio de RSF a subir. Nótese que, si en caso la URS no brindaría el servicio, despacharía hasta la línea azul; es decir, tendría más energía vendida a CMgCP.



⁶ Costos Marginales de Corto Plazo

Figura 3. Energía reservada para el servicio de RSF a subir

Entonces, para efectos del cálculo del CO, el COES estima el beneficio neto no percibido en el mercado de energía (diferencias de los ingresos a CMgCP y egresos dados por sus Costos Variables) de cada URS calificada que brindó el servicio de RSF, lo cual se ha materializado en la formulación establecida en el numeral 2.1 del Anexo IV del PR-22 vigente, que es la que sigue:

$$CO_{u,t} = \text{máximo} \left(\left(PDO_{s,u,t} - (PDO_{c,u,t} - \beta_t \times RAB_{u,t} \times \frac{24}{n_d} + \alpha_t \times RAS_{u,t} \times \frac{24}{n_d}) \right), 0 \right) \times (CMgCP_{u,t} - CV_{u,t})$$

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

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

Sin embargo, a medida que el Mercado de Corto Plazo ha ido evolucionando y, por ende, sofisticándose cada vez surgen situaciones particulares en las diversas tecnologías de generación presentes en el sistema, surgiendo variables que el mecanismo de CO establecido en el procedimiento muchas veces no logre reflejar correctamente los beneficios netos de cada URS calificada. En este orden de ideas, es necesario precisar que es el propio Participante quién conoce mejor sus costos y los beneficios netos que recibe del mercado eléctrico; y, por tanto, es el más idóneo para valorar su real pérdida de beneficio por brindar el servicio de RSF. Lo anterior, se materializa en dos situaciones que evidencian que el cálculo del CO no es el más idóneo, y esta condición ha derivado en una reducción de la oferta de RSF de algunas URS calificadas. Dichas situaciones se exponen de manera general a continuación. Es menester indicar que no se puede garantizar que son las únicas situaciones existentes; y mucho menos, que no se puedan presentar otras en el futuro:

- Subcompensación a las centrales termoeléctricas con gas natural, por el cálculo del CO:

Como se puede notar en la fórmula anterior, el cálculo del CO incluye varias variables, entre las cuales destacan los CMgCP y los Costos Variables (en adelante "CV"), cuya diferencia para efectos prácticos se podría indicar que representa la brecha de precio que no pudo ser valorizado en el mercado de energía activa. Para el caso de las centrales termoeléctricas con gas natural, dichos CV se definen de acuerdo con el Procedimiento Técnico COES N° 31: "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación" (en adelante, "PR-31"); en él se establece que el CV está conformado por la suma del Costo Variable Combustible (CVC) y el Costo Variable No Combustible (CVNC).

Respecto al CVC, este internaliza en su formulación las siguientes componentes:

- Precio unitario del suministro de combustible
- Precio unitario por transporte de combustible
- Precio unitario por distribución de combustible

Entonces, primero hay que notar que las componentes de transporte y distribución son tratados en su totalidad como parte del CV; sin embargo, dichos CV están compuestos de costos contractuales (ya sea en su totalidad o parcialmente), en los cuales siempre se incurrirán así no se usen, debido a que existen cláusulas contractuales con dicha naturaleza, p.e: *cláusula Ship-or-Pay*⁷. Por lo anterior, se verifica que los Costos Variables para las centrales termoeléctricas con gas natural, calculados según el PR-31, resultan siendo mayor a costos puramente variables.

Para fines explicativos de lo señalado, a continuación, se muestra el ejemplo de una URS calificada que brindó el servicio de RSF en un Intervalo de Mercado⁸. Se intentará estimar el beneficio neto de dicha URS (ingresos menos egresos), percibidas cuando NO brinda RSF y cuando SI brinda RSF; luego, se las comparará y analizará.

- Condición donde la URS NO brinda el servicio de RSF, sus ingresos en el mercado de energía activa serían dados por su energía total “E” valorizados a CMgCP; mientras que los egresos vendrían dados por la suma de: (i) los costos incurridos por proveer dicha energía “E”, que serían los costos puramente variables (que lo denominaremos “CVpuro”) asociados a “E”, y (ii) los costos contractuales (que lo denominaremos “CCont”).

Entonces, el beneficio neto que percibiría la URS, sería la diferencia de los ingresos y egresos.

$$\text{Ingresos} = E \times \text{CmgCP}$$

$$\text{Egresos} = E \times \text{CVpuro} + \text{CCont}$$

$$\text{Beneficio Neto}_{\text{NO BRINDA RSF}} = E \times \text{CmgCP} - (E \times \text{CVpuro} + \text{CCont})$$

- Condición donde la URS SI brinda el servicio de RSF, primero notaremos que la energía total “E” (del cálculo anterior) se dividirá en dos términos. El primer término: “ E_{CMgCP} ”, que representa la parte de la energía “E” que se venderá en el mercado de energía activa, y el segundo término: “ E_{RSF} ”, que representa la parte de la energía “E” que está reservada para proveer el servicio de RSF. Con esas consideraciones, ahora se calculará sus ingresos, que sería la suma de: (i) la E_{CMgCP} valorizada a CMgCP, y (ii) el CO que se calcula según el PR-22: $E_{\text{RRSF}} \times (\text{CmgCP} - \text{CV})$ ⁹. Por el lado de los egresos, estarían dados por la suma de: (i) los “CVpuro” asociados a E_{CMgCP} , y (ii) CCont.

⁷ Las cláusulas *Ship-or-Pay* en los contratos por servicio firme para el transporte y distribución de gas natural, disponen el pago del 100% de la Capacidad Reservada Diaria, independientemente de su uso real.

⁸ Según lo establecido en el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC”, se refiere al período de quince (15) minutos en el cual se realizan las valorizaciones de energía en el MCP.

⁹ Notar que E_{RRSF} ya representa la energía neta destinada a proveer RSF; que en línea a los cálculos del CO descritos en el PR-22 vigente, surgen de la diferencia entre el “despacho programado sin RSF” vs el “despacho programado con RSF” (ajustado adicionalmente con los factores de utilización).

Entonces, el beneficio neto que percibiría la URS, sería la diferencia de los ingresos y egresos:

$$\text{Ingresos} = E_{CMgCP} \times CmgCP + E_{RRSF} \times (CmgCP - CV)$$

$$\text{Egresos} = E_{CMgCP} \times CV_{puro} + CCont$$

$$\begin{aligned} \text{Beneficio Neto}_{SI \text{ BRINDA } RRSF} &= E_{CMgCP} \times (CmgCP - CV_{puro}) + E_{RRSF} \times (CmgCP - CV) - CCont \end{aligned}$$

Ahora, teniendo en cuenta las fórmulas halladas sobre los beneficios (en rojo) y recordando que $E_{CMgCP} + E_{RRSF} = E_i$, procederemos a calcular la diferencia de los beneficios netos de la URS en análisis cuando SI brinda RRSF respecto a cuando NO lo brinda. La fórmula quedaría así:

$$\text{Beneficio Neto}_{SI \text{ BRINDA } RRSF} - \text{Beneficio Neto}_{NO \text{ BRINDA } RRSF} = E_{RRSF} \times (CV_{puro} - CV)$$

Como se ya explicó en los párrafos anteriores, en la actualidad los CV determinados según el PR-31 son mayores a los que las empresas realmente consideran como CV. Si esta consideración la aplicamos a la última fórmula, notamos que el lado derecho de la ecuación anterior resulta ser un valor negativo; es decir, el beneficio neto de NO brindar RRSF es mayor al beneficio neto de SI brindar RRSF. Por lo tanto, se puede concluir en el hecho de que los generadores termoeléctricos con gas natural tienen incentivos de NO brindar RRSF.

Ahora, es menester precisar que la problemática descrita, referido a la subcompensación a las centrales termoeléctricas con gas natural, se ha visto evidenciada considerablemente luego de la modificación del PR-31, aprobada mediante Resolución N° 092-2021-OS/CD con fecha del 04 de mayo de 2021¹⁰, la cual modificó la metodología y los criterios para la formación de los costos variables de las centrales/unidades térmicas que utilizan Gas Natural como combustible para la generación de electricidad.

Se debe recordar que dicha modificación provino de la disposición expresa de Osinergrmin notificada en el Decreto Supremo N° 031-2020- EM con fecha del 19 diciembre de 2020, la cual a su vez fue producto de la sentencia recaída en el proceso de acción popular con Expediente N° 28315-2019-LIMA, emitida por la Corte Suprema de Justicia de la República, mediante la cual se declaró nulo el Decreto Supremo N° 043-2017-EM.

Como se ha indicado, todo ello ha originado reducción paulatina de las ofertas de RRSF por parte de las centrales termoeléctricas que utilizan Gas Natural, tal como se puede evidenciar en la Figura 4. En esta figura se puede notar como se ha ido reduciendo su oferta RRSF, que va en línea con el hecho de que también se ha ido reduciendo el porcentaje de participación respecto a la oferta total de RRSF (Hidroeléctrica + Termoeléctrica). Como se puede notar, en los últimos

¹⁰ Fue corregido debido a un Fe de Erratas, mediante la Resolución N° 092-2021-OS/CD, publicada el 07 mayo de 2021.

años las ofertas RRSF de las termoeléctricas han estado en mayor proporción por debajo del promedio total; inclusive en algunos casos dichas ofertas han sido de 0 GWh (Julio 2023).

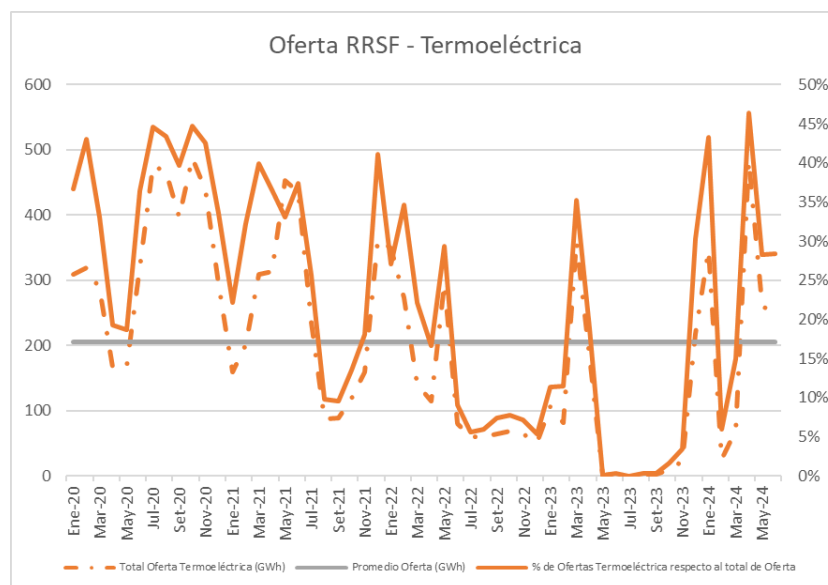


Figura 4. Ofertas de RRSF - Termoeléctricas

- *Sobrecompensación a las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación, por el cálculo del CO:*

Como se puede notar en la fórmula del CO ya expuesta al inicio del presente numeral, el cálculo del CO se realiza de manera independiente, para cada URS y por cada periodo de tiempo "t", donde "t" representa el Periodo de Programación, que actualmente es de 30 minutos. Asimismo, la formulación indica que el CO no puede ser negativo; si fuera así, se le asignaría un $CO=0$. Dicha regla se colocó para efectos de evitar que el CO represente un descuento en las liquidaciones de una URS, toda vez que ello sería un perjuicio directo. Ahora, para el caso de una central termoeléctrica es evidente que dicho CO es poco probable que resultase negativo, toda vez que para que ocurra ello, la energía de la central en caso no hubiera dado RSF, debiera ser menos al caso en que la central hubiera brindado RSF.

Sin embargo, para el caso de una central hidroeléctrica con embalse de regulación, el CO puede ser negativo en algunos Periodos de Programación, y ello se da porque la energía de dichas centrales es gestionable durante el día; es decir, puede existir casos en que la energía óptima a despachar (cuando no brinda RRSF) pudo haber sido menor que la energía que daría en caso de brindar RRSF, porque lo óptimo sería que la central hidroeléctrica requiera reducir su generación para embalsar más agua para futuros periodos. Entonces, si bien es cierto que el actual cálculo del CO compensa los periodos en que la central tuvo el perjuicio de reducir su generación por brindar RRSF, NO está contabilizando el beneficio que obtiene también cuando en otros periodos genera más respecto al despacho sin RSF (que sería un CO negativo). Ello estaría generando una sobrecompensación a las

centrales hidroeléctricas, que se traduce en un sobrecosto por el pago de la RSF. En la Figura se puede notar lo anterior: en los periodos de tiempo menores a "t", la operación sin RRSF es menor respecto a la operación con RRSF; y en los demás tiempos sucede lo contrario. Asimismo, se nota que, en ambos casos, la URS hidroeléctrica cumple con su cuota de energía diaria.

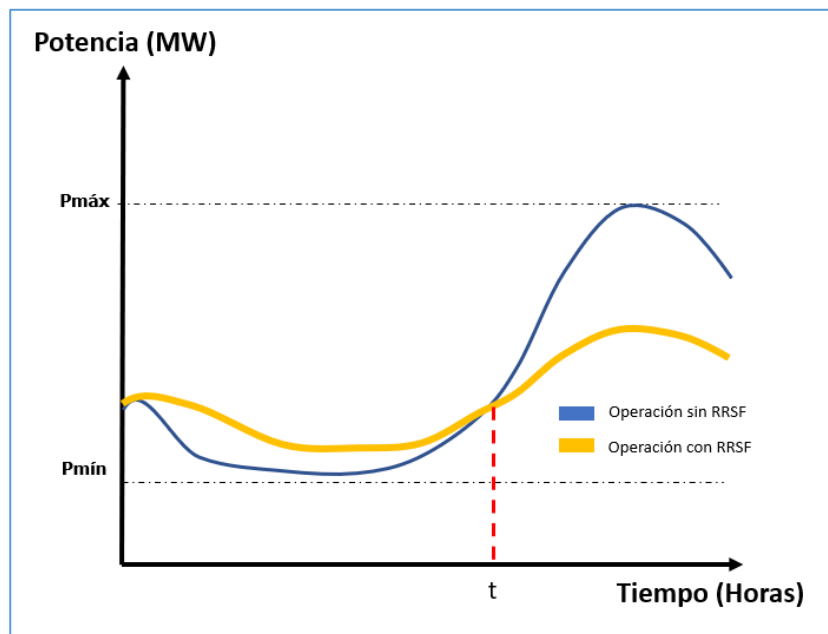


Figura 5. Operación de una URS hidroeléctrica, con RRSF y sin RRSF

Como se indicó, la primera situación expuesta ha derivado en que las ofertas de RSF por parte de las centrales termoeléctricas que utilizan gas natural, se haya reducido notablemente en los últimos meses (ver Figura), al extremo de que sean nulas en algunos meses. Ello ha derivado inevitablemente que, a pesar de que la suma de las bandas de reserva habilitadas de las URS calificadas supera notablemente la magnitud de RSF requerida (en la Figura 6 puede notarse lo anterior, para la ejemplificación se ha considerado la magnitud de RRSF máxima¹¹ para el 2023 y 2024, la magnitud de RSF requerida no se ha podido cumplir en algunos casos muy puntuales por la escasez de ofertas, haciendo que el COES haga uso de los mecanismos dispuestos en el PR-22.

¹¹ Tener en cuenta que la RRSF varía por bloques; sin embargo, se ha considerado el caso más extremo: la RRSF total máxima.

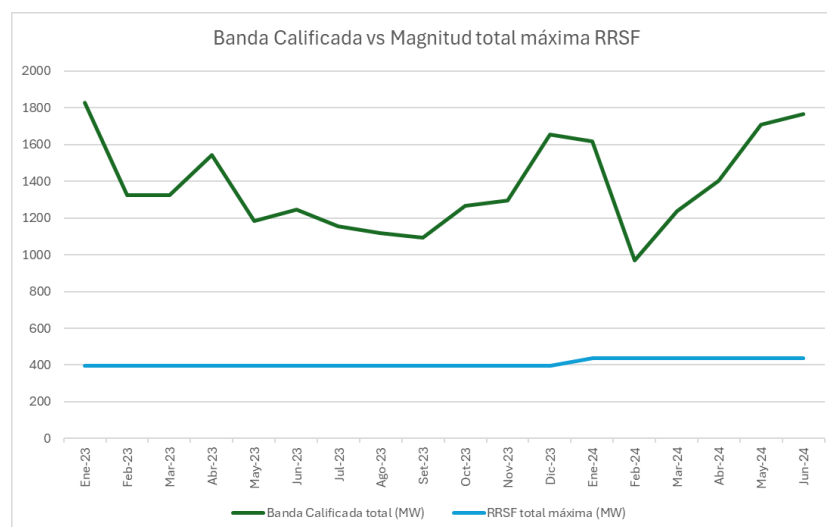


Figura 6. Comparativo de banda calificada total vs Magnitud total máxima RRSF

En el otro extremo, cuando sí se realizan ofertas de RSF, estas se ofertan directamente con el Precio Límite de la Oferta (que es el precio máximo permitido del MA), lo cual indica que las centrales estarían dispuestas a ofertar siempre que se vayan a un precio máximo permitido del MA, para poder cubrir sus riesgos de no recuperar todos sus perjuicios a través del CO, de lo contrario optarían por no ofertar en el mercado de RSF. Con lo anterior, se puede notar también el hecho de que el Precio Límite de la Oferta¹² está por debajo del precio de despeje natural del MA, toda vez que siempre las ofertas de RSF vayan a dicho precio.

Esta problemática debe ser solucionada en el más corto plazo, toda vez que el incumplimiento de la magnitud de RSF requerida compromete la seguridad del SEIN, una tarea fundamental del COES que viene dada por la Ley N° 28832. Asimismo, dicha ley confiere al COES entre sus funciones operativas, el hecho de planificar y administrar la provisión de los Servicios Complementarios que se requieran para la operación segura y económica del SEIN. En esa línea, no hay que perder de vista también el hecho de que el Mercado de RSF ha ido madurando, y muestra de ello ha sido las distintas modificaciones anteriores en el PR-22, relacionados a mejoras en este mercado para efectos de propiciar siempre más competencia y así lograr el mayor número de ofertas para RSF, con el objetivo fundamental de preservar siempre la seguridad del SEIN.

A razón de todo lo anterior, es importante notar que el cálculo actual del CO no está logrando su objetivo en el caso de las centrales termoeléctricas con gas natural; inclusive estaría generando sobre incentivos en el caso de las centrales hidroeléctricas con embalse para la provisión de RSF, por lo que la problemática

¹² Un tema para notar también es que el PR-22 no explicita alguna metodología para el cálculo del Precio Límite de la Oferta, que deriva en falta de transparencia, claridad y predictibilidad para los Participantes proveedores de RSF.

subyace en dicho cálculo. También hay que tener en cuenta que el tratar de identificar o calcular el CO de una manera precisa se convierte en una tarea cada vez más compleja ya que, como se ha mostrado, depende fuertemente del tipo de contrato de transporte y distribución que posee el generador, y evidentemente el COES al intentar estimarlo, puede errar, toda vez que no dispone de toda la información completa y real de cada Participante. Finalmente, debe alertarse de que todo ello está derivando en la actualidad en escasez de ofertas (ya sea a través del mecanismo de PB y del MA) que se podría mantener, además que es una barrera de entrada para futuras centrales termoeléctricas para la provisión de RRSF, que reducen la competencia en el mercado de provisión de RRSF e indefectiblemente comprometen la seguridad del SEIN.

2.1.4 Sobre la adjudicación de RRSF por Provisión Base¹³

El mecanismo de adjudicación de RRSF mediante PB, establece un compromiso de mediano plazo por parte de las URS, para proveer ciertas cantidades de RRSF al SEIN¹⁴. Dicho mecanismo surgió inicialmente para motivar las inversiones de los Participantes Generadores a efectos de proveer RRSF, y así dar el arranque necesario al mercado de competencia por el servicio en mención. Por eso, el PR-22 vigente recoge dicha motivación inicial, al indicar que las URS por PB deberían tener prioridad para brindar la RRSF necesaria para la operación; y en el caso no sea suficiente, eventualmente puedan ser complementadas por la RRSF asignadas a las URS en el MA. En otras palabras, la filosofía original del MA era que sea un mercado complementario a la PB, con el objetivo de poder completar los requerimientos totales de RRSF, que no pueden ser cubiertas con la PB. Sin embargo, hay que precisar que la prioridad de la PB está supeditada a que dichas URS se encuentren programadas por despacho económico; por tanto, sugiere un despacho económico conjunto (co-optimización de requerimientos de energía y de RRSF) en el cual para el requerimiento de RRSF se requiere competencia simultánea de las ofertas de mediano plazo (con precios provenientes de la PB) con las ofertas de corto plazo (con precios ofertados diariamente en el MA). Sin embargo, en los últimos años el mercado de RRSF ha evolucionado notablemente, lo que se puede evidenciar a través del crecimiento de las URS calificadas para la provisión de RRSF y, por ende, una mayor magnitud total de la banda de regulación disponible. Adicionalmente, en los últimos años el COES ha evaluado y concluido que no es necesario adjudicar RRSF mediante el mecanismo de PB¹⁵, lo que ha conllevado que el MA actualmente cubra totalmente la RRSF necesaria. En la Figura 2 ya expuesta, se puede notar que para los años 2023 y lo que va del 2024 (en las cuales no ha habido adjudicación por PB), la banda calificada de las URS está por encima en todo momento inclusive de la magnitud de RRSF anual máxima. En otros términos, la

¹³ A efectos de evitar confusiones, a lo largo del presente informe se le tratará como “Mercado de Provisión Base”; sin embargo, se debe precisar que una de las propuestas del presente informe es modificar la denominación a “Mercado de Cobertura”.

¹⁴ El PR-22 vigente señala un compromiso de 6 meses.

¹⁵ El PR-22 vigente establece que la necesidad de adjudicación de RRSF mediante PB, es evaluada por el COES.

madurez del mercado ha modificado el espíritu inicial del PR-22, en el extremo de que en la actualidad el MA ya no es un mercado complementario a la PB; sino el mercado principal para la obtención de RRSF.

Por otro lado, hay que considerar que las ofertas por PB son liquidadas al precio ofertado (*"pay as bid"*) y en todo momento (*"take or pay"*), es decir, se le paga a la URS por PB, independientemente si realmente ha provisto el servicio o no; mientras que las ofertas de corto plazo (MA), se liquidan al mayor de los precios ofertados (*"pay as clear"*) y sólo se pagan si han provisto el servicio. Notamos entonces que la optimización conjunta mezcla ofertas de RRSF (PB y MA) que no tienen los mismos horizontes de compromiso, ni los mismos mecanismos de pago; en otros términos, son ofertas de distintas características.

Adicionalmente, hay que advertir que el mecanismo *"take or pay"* para la PB, no está asociado a mecanismos de excepciones y/o medidas disuasivas, que incentiven que las URS que las proveen se mantenga siempre disponibles, lo que deviene en el incentivo perverso de que las URS podrían indisponer su RRSF por PB, debido a que mantendrán su pago.

De lo expuesto, notamos que si bien disponer de compromisos de RRSF en horizontes de mediano plazo es importante, el mecanismo actual de asignación no permite minimizar efectivamente el costo total por la provisión de la RRSF al tener por un lado una premisa de que la PB sea prioridad; pero por otro lado, el requerimiento de que la asignación provenga de un despacho conjunto (co-optimización), que hace mezclar ofertas de mediano y corto plazo, que como se ha expuesto tienen característica distintas. Entonces, se evidencia la necesidad de realizar una reforma al mecanismo de adjudicación de PB, que tenga en cuenta que el Mercado de Ajuste ha madurado (podría cubrir la magnitud total de RRSF, como sucede en la actualidad) y que considere la importancia de inducir precios más competitivos en el MA. Asimismo, se debe revisar la pertinencia de mantener el criterio de que las adjudicaciones por PB conserven el criterio de disponibilidad de sus URS, lo que implicaría que dichas URS garanticen su RRSF de manera física; y por ende, que existan reglas disuasivas para desincentivar la indisponibilidad de dichas URS.

2.1.5 Sobre el uso de nuevas tecnologías para la provisión de RRSF

Las tendencias actuales mundiales, apuntan al uso de nuevas tecnologías para la provisión de RRSF, tal como los BESS, que pueden proveer múltiples Servicios Complementarios, tales como el servicio de regulación de tensión, regulación de frecuencia, arranque en negro, etc.

En el mercado eléctrico peruano, algunos agentes ya han incursionado parcialmente en ello, al habilitar el Equipo para RPF como proveedor de RPF¹⁶. Sin embargo, para el servicio de RSF aún no se ha clarificado la posibilidad de que un

¹⁶ Actualmente, existen 5 bancos de baterías instalados en el SEIN que prestan el servicio de RPF.

equipo consistente en nuevas tecnologías puedan proveerla en el PR-22, lo que limita posibles nuevas ofertas. Lo anterior cobra más relevancia teniendo en cuenta que la provisión de RSF se ha diseñado como un mercado de competencia y, una forma de dinamizar la competencia es permitir el ingreso de más oferta en el mercado.

2.1.6 Sobre el periodo mínimo de Oferta y de asignación de RRSF y la granularidad del despeje del precio, en el Mercado de Ajuste

- *Respecto al periodo mínimo de oferta y de asignación de RRSF:*

El PR-22 establece que la asignación de RRSF para una determinada URS, es por cada Periodo de programación (actualmente 30 minutos)¹⁷. Lo anterior implica que para cada 30 minutos podrían asignarse ofertas de RRSF diferenciadas (ya sea por la cantidad y/o precio y/o la URS que la brinde), tal como sucede en la actualidad. Como ejemplo, en Tabla 1 se muestra las reservas asignadas a subir para el PDO del 20.06.2024.

Ahora, el PR-22 vigente establece que la magnitud de RRSF programada de una URS, en caso de requerirla, esta debe estar completamente disponible a los 10 minutos de requerirla. Si a lo anterior también consideramos que las asignaciones se programan para periodos medio-horario, entonces para disponer de la reserva en un determinado tiempo debemos adicionarle los tiempos requeridos que le tomaría al Coordinador de la Operación en Tiempo Real (en adelante “Coordinador”) el cambio de las consignas de las RRSF en el AGC, que aproximadamente podría ser de unos 5 minutos adicionales. Con lo anterior, podríamos concluir que, por cada Periodo de programación de 30 minutos, los preparativos necesarios hasta lograr que las URS lleguen recién a usar toda la RRSF programada puede tomar hasta 15 minutos; que representa el 50 % del Periodo. Dicho Periodo de asignación entonces es un tiempo corto con relación a los 15 minutos. Finalmente, también debemos considerar que, en algunas situaciones, los Participantes solicitan que su URS sea desconectado del AGC, cuando no prestan RRSF. Esto suma más tiempos al Coordinador.

Por lo tanto, se debe considerar importante evaluar la modificación del Periodo de programación para la RRSF a un valor más representativo, con el objetivo de lograr un manejo operativo más eficiente durante la Operación en Tiempo Real.

- *Respecto a la granularidad del despeje del precio del MA:*

Por otro lado, conceptualmente el PR-22 define que la cobertura de RRSF para el SEIN es producto de una competencia de las URS calificadas para proveer el servicio de RSF. Dicha competencia se sustenta por la declaración voluntaria de oferta, que sólo se componen de una cantidad y un precio, lo cual evidentemente responde a

¹⁷ El PR-22 lo define como el intervalo discretizado de tiempo que coincida con el periodo del PDO o RDO, donde se programa el despacho de las unidades de generación y la RRSF.

incentivos económicos, y tiene dos mecanismos diferenciados para la asignación de RSF: un mecanismo de PB y un mecanismo a través de un MA.

Tal como indica el PR-22, la PB busca asegurar compromisos de Reserva para RSF en plazos largos (actualmente, en plazos semestrales). Por tanto, las URS calificadas ofertan un precio/cantidad con vigencia semestral y se someten a la competencia; en caso una URS se adjudica algún compromiso de RSF, el precio que se le pagará por dicha Reserva durante el periodo semestral será igual al precio que ofertó dicha URS. Entonces, siguiendo la literatura de los mercados eléctricos, el pago por PB sigue la metodología del *Pay as Bid*; es decir, “pagar como ofertó”. Como se puede notar, existe una correspondencia coherente entre la granularidad de la oferta (semestral) y la granularidad del precio (semestral).

Tabla 3. Reservas asignadas a subir para el PDO del 20.06.2024

Hora	RESERVA SECUNDARIA A SUBIR						
	URS-CHG-001	URS-CHI-001	URS-CLP-001	URS-ENL-001	URS-ENL-002	URS-KAL-001	URS-STK-004
00:30			78.42	29.62	9.73		54.23
01:00					9.28	113.32	49.40
01:30			35.25	42.69	9.17	49.53	35.36
02:00				21.52	9.24	94.83	46.41
02:30			45.45			82.53	44.02
03:00			45.36			82.69	43.95
03:30				28.16	9.41	134.42	
04:00			48.25	26.77		96.98	
04:30				36.66	9.42	125.92	
05:00				32.63		91.33	48.04
05:30				23.81	9.42	89.79	48.97
06:00			52.21	32.55	9.27		77.97
06:30				82.52	9.84		118.65
07:00				81.06	10.00		119.94
07:30			35.07	69.24	9.39		97.30
08:00			44.40	62.43	9.44		94.72
08:30			49.49	53.51	9.33	46.65	52.02
09:00			71.91	43.06	9.98	39.04	47.02
09:30			80.39	76.92	9.87		43.82
10:00			61.12	90.00	12.00		47.88
10:30			86.28	86.59	10.70		27.43
11:00			90.00	47.97	12.00		61.03
11:30				90.00		98.71	39.29
12:00			76.40	90.00	12.00	49.60	
12:30	68.10		68.41	55.09	9.44		26.95
13:00			90.00	89.64	12.00		36.36
13:30			79.67	90.00	12.00		46.33
14:00			62.81	82.81	9.74	39.41	33.24
14:30			75.10			24.95	127.95
15:00			76.12			23.93	127.95
15:30			77.71	27.79	12.00		110.50
16:00	79.94	10.74		74.03	10.29		52.99
16:30	81.82		34.75	35.45	12.00		63.97
17:00	54.33		49.02	60.11	9.43		55.11
17:30	69.18		23.97	63.84	9.81		61.21
18:00	62.87			89.31	11.90		63.92
18:30	54.82	10.97	57.98	87.70	10.53	6.00	
19:00	52.60	11.72		88.88	11.26		63.54
19:30	54.69		32.36	69.90	9.36		43.69
20:00	49.76	9.63	29.24	61.13	9.23		51.01
20:30	63.09	12.45		82.56	11.95		39.95
21:00	67.43	12.50	76.40	41.67	12.00		
21:30	56.65	7.98		76.58	9.56		59.24
22:00	81.82	12.50		39.71	12.00		63.97
22:30			41.87	14.95	9.45		105.73
23:00			15.41	27.72	9.89		118.98
23:30	74.53			28.18	9.64		59.66
00:00	66.02			40.81	9.34		55.83

Respecto al MA, este mercado busca complementar la PB a efectos de cumplir con la RRSF. El PR-22 establece que dicho MA tiene un horizonte temporal diario, por lo que durante la elaboración del Programa Diario de Operación (PDO), las URS calificadas envían sus ofertas (cantidad/precio) con una resolución igual al Periodo de Programación (actualmente es medio horaria), y mediante el despacho económico conjunto del PDO, se determina las URS del MA que resultarán despachadas. Ahora, para efectos de las liquidaciones, se les pagará a las URS que resultaron convocadas para brindar RSF un precio único, que el PR-22 le denomina: Precio del Mercado de Ajuste. Dicho precio es la oferta más cara aceptada para cubrir la Reserva para RS en el MA (dicho precio es diferenciado, uno para la Reserva a subir y otro para la Reserva a bajar). Entonces, siguiendo la literatura de los mercados eléctricos, el pago por el MA sigue la metodología del *Pay as Clear*; es

decir, “pagar como se despejó”, la cual tiene como principio conceptual, que sea un mercado lo más líquido posible y así logre los incentivos para que las Ofertas representen los costos marginales por proveer el servicio ofertado, que para presente análisis sería el producto RRSF.

Pero hay que precisar un detalle en el MA, al tener un horizonte temporal diario, el Precio del Mercado de Ajuste también se calcula con una granularidad diaria. Entonces, se evidencia una correspondencia incoherente entre la granularidad del Periodo de programación de la RRSF en el MA (actualmente es medio-horario) y la granularidad en el precio en el MA (que es diario).

Analizando un poco más, al ser la oferta para el MA una magnitud que sólo contiene cantidad y precio no es conceptualmente válido que las ofertas medio horarias se paguen al valor de un precio que para su despeje contenga las ofertas de los demás periodos medio horarios del día en análisis. Lo anterior, ha derivado en el hecho de que las URS tengan el incentivo que en algunos periodos medio horarios no oferten el costo marginal por proveer RSF (en línea con el concepto del “Pay as Clear”), sino más bien declaren Ofertas que respondan a otros incentivos (tales como prioridad en el despacho de energía), lo cual estaría generando una ineficiencia en la asignación del despacho económico conjunto; por ende, se estarían dando señales incorrectas para la provisión de RSF eficiente.

A efectos de mostrar lo anterior, primero se presenta los Precios de despeje en el MA de la RRSF a subir, para junio 2024. Se puede notar que en la mayoría de las fechas el Precio Límite de la Oferta (cuyo valor vigente es de 11330 S//MW-mes) es quien fija el precio del MA. Ahora, aleatoriamente seleccionaremos las fechas del 03/06/2024 y 10/06/2024, y graficaremos en la Figura 7 y la Figura 8, respectivamente, los precios de oferta de todas las URS. Se puede notar que en algunos periodos medio-horarios, todas las URS ofertaron un precio de 0 S//MW-mes; sin embargo, el precio del MA de dichas fechas fue de 11330 S/. /MW-mes.

Tabla 4. Precio de despeje del MA – RRSF a subir – Junio 2024

Fecha	Precio del MA – RRSF a subir (S//MW-mes)
1/06/2024	11,330.0
2/06/2024	11,330.0
3/06/2024	11,330.0
4/06/2024	11,330.0
5/06/2024	11,330.0
6/06/2024	11,330.0
7/06/2024	11,330.0
8/06/2024	11,330.0
9/06/2024	11,330.0
10/06/2024	11,330.0
11/06/2024	11,330.0

Fecha	Precio del MA - RRSF a subir (S//MW-mes)
12/06/2024	11,330.0
13/06/2024	11,330.0
14/06/2024	11,330.0
15/06/2024	11,330.0
16/06/2024	-
17/06/2024	-
18/06/2024	11,330.0
19/06/2024	11,330.0
20/06/2024	-
21/06/2024	11,330.0
22/06/2024	11,330.0
23/06/2024	-
24/06/2024	11,330.0
25/06/2024	-
26/06/2024	11,330.0
27/06/2024	11,330.0
28/06/2024	11,330.0
29/06/2024	11,330.0
30/06/2024	11,330.0

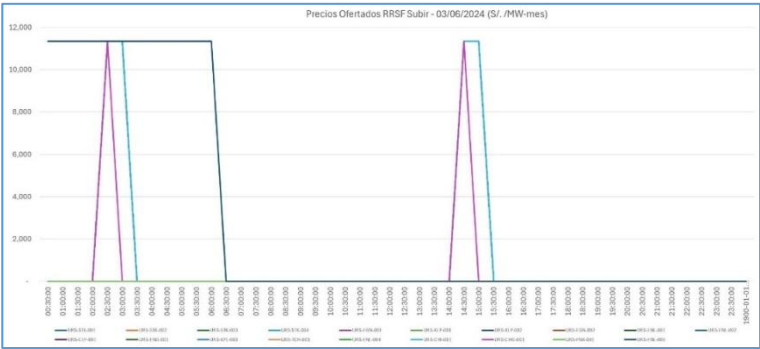


Figura 7. Precio Ofertados URS – RRSF a subir (03/06/2024)

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **ww2oV8Nmp8**. No aplica a notificaciones electrónicas.

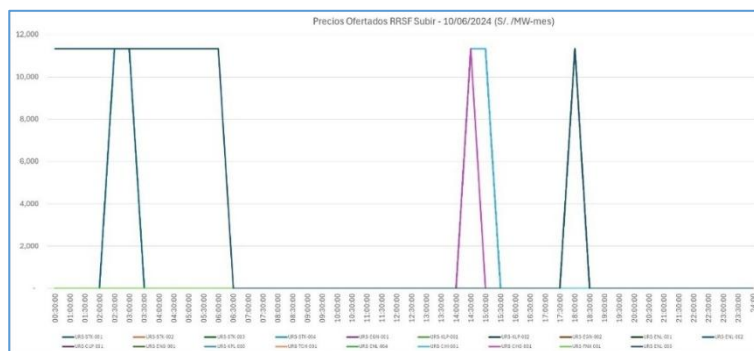


Figura 8. Precio Ofertados URS – RRSF a subir (10/06/2024)

Entonces, se evidencia la importancia de que exista correspondencia coherente entre la granularidad del Periodo de programación de RRSF en el MA y la granularidad del despeje del precio en el MA.

2.1.7 Sobre el actual mecanismo ante insuficiencia de oferta para cumplir la Reserva total requerida para RSF

En línea a lo señalado anteriormente, en caso no se llegue a cubrir el total de la RRSF requerida, el numeral 9.3 del PR-22 vigente dispone que el COES haga uso de estas opciones: i) las ofertas por defecto de la URS disponibles que no ofertaron y las URS de la PB que no se encuentren operando; o, ii) disminuir la magnitud de reserva para RSF.

Respecto a la opción i), si bien es cierto que se dispone que el COES puede hacer uso de las ofertas por defecto de las URS disponibles que no ofertaron, no se señala el tratamiento sobre las ofertas remanentes disponibles de las URS que estén brindando RRSF; es decir, la oferta remanente nos referimos a la diferencia de la Reserva en Control¹⁸ y la Reserva Asignada. Este vacío en el tratamiento de dichas ofertas remanentes ha derivado en que los Participantes oferten sólo la banda mínima de RRSF¹⁹ de sus URS a precio "0" a efectos de ser asignadas, y así evitarse el potencial riesgo de que el COES use su oferta remanente ante situaciones de insuficiencia de oferta. En la Tabla 5 y la Tabla 6 se muestran las fechas que se presentaron insuficiencias de oferta de RRSF a subir y bajar respectivamente, en algunos Intervalos de Mercado, y coincidió que en dichos intervalos algunas URS ofertaran sólo su Banda Mínima; que derivó en que fueron exoneradas para el uso de su oferta remanente por parte del COES para brindar el servicio de RSF.

¹⁸ Según lo establecido en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC", se le define como la reserva rotante disponible en una URS y útil para Regulación Secundaria.

¹⁹ Según el PR-22, la banda mínima es de 6 MW.

Tabla 5. URS que ofertaron Banda Mínima RRSF a subir en situaciones de insuficiencia de oferta

Fechas de Insuficiencias de oferta RRSF a subir	URS que ofertaron Banda Mínima RRSF a subir	
1/01/2024	URS-ENL-002	
5/01/2024	URS-STK-002	
16/02/2024	URS-ENL-002	URS-CHI-001
17/02/2024	URS-ENL-002	URS-CHI-001
18/02/2024	URS-ENL-002	URS-CHI-001
20/02/2024	URS-ENL-002	URS-CHI-001
21/02/2024	URS-ENL-002	URS-CHI-001
22/02/2024	URS-ENL-002	URS-CHI-001
23/02/2024	URS-ENL-002	URS-CHI-001
24/02/2024	URS-ENL-002	URS-CHI-001
25/02/2024	URS-ENL-002	URS-CHI-001
26/02/2024	URS-ENL-002	URS-CHI-001
27/02/2024	URS-ENL-002	URS-CHI-001
22/03/2024	URS-ENL-001	
23/03/2024	URS-ENL-001	
24/03/2024	URS-ENL-001	
25/03/2024	URS-ENL-001	
27/03/2024	URS-KAL-001	
30/03/2024	URS-KAL-001	
31/03/2024	URS-KAL-001	
1/04/2024	URS-KAL-001	URS-EGN-002
2/04/2024	URS-KAL-001	URS-EGN-002
3/04/2024	URS-KAL-001	URS-EGN-002
4/04/2024	URS-KAL-001	URS-EGN-002
5/04/2024	URS-KAL-001	URS-ENL-002
28/05/2024	URS-ENL-001	
31/05/2024	URS-KALL-003	

Tabla 6. URS que ofertaron Banda Mínima RRSF a bajar en situaciones de insuficiencia de oferta

Fechas de Insuficiencias de oferta RRSF a bajar	URS que ofertaron Banda Mínima RRSF a bajar	
1/01/2024	URS-ENL-002	URS-CHI-001
2/01/2024	URS-CHI-001	
3/01/2024	URS-CHI-001	
4/01/2024	URS-CHI-001	

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **ww2oV8Nmp8**
No aplica a notificaciones electrónicas.

Fechas de Insuficiencias de oferta RRSF a bajar	URS que ofertaron Banda Mínima RRSF a bajar	
5/01/2024	URS-CHI-001	
6/01/2024	URS-CHI-001	
27/02/2024	URS-STK-002	
22/03/2024	URS-ENL-001	
23/03/2024	URS-ENL-001	
24/03/2024	URS-ENL-001	
25/03/2024	URS-ENL-001	
1/04/2024	URS-EGN-002	
2/04/2024	URS-EGN-002	
5/04/2024	URS-KAL-001	URS-EGN-002
31/05/2024	URS-KALL-003	URS-ENL-002
2/06/2024	URS-KALL-003	URS-ENL-002
4/06/2024	URS-KALL-003	URS-EGN-002
5/06/2024	URS-KALL-003	URS-EGN-002
6/06/2024	URS-KALL-003	URS-EGN-002
7/06/2024	URS-KALL-003	URS-EGN-002
8/06/2024	URS-KALL-003	URS-EGN-002
9/06/2024	URS-KALL-003	URS-EGN-002
10/06/2024	URS-KALL-003	URS-EGN-002
11/06/2024	URS-KALL-003	URS-EGN-002
12/06/2024	URS-KALL-003	URS-EGN-002

Ahora, respecto al uso de las URS de la PB, esta se encuentra en el mismo nivel de prelación que las ofertas por defecto. Sin embargo, no se está tomando en cuenta que las URS con PB tuvieron como finalidad asegurar RSF al SEIN, por eso son del tipo *take or pay*; es decir, se les paga siempre por su Reserva Asignada, inclusive en los casos que no hayan sido programadas en la operación debido a su indisponibilidad (problemática ya desarrollada en el numeral 4.4).

Respecto a la opción ii), la disminución de la RRSF se debe entender como un último recurso ya que, asignar menos reserva para RSF implica que el riesgo de no poder corregir el error de la frecuencia a cero se incrementa, exponiendo al sistema a una degradación de la calidad de la frecuencia y debilitándola frente a una posible contingencia. Para analizar dicha problemática, hay que revisar unos conceptos previos.

En el Anexo II del PR-22 se desarrolla la metodología para la determinación de la RRSF. En términos muy generales, la metodología se basa en la integración de los errores estadísticos medio horarios de la demanda prevista respecto a la ejecutada, y de la generación eólica/solar del tipo no gestionable prevista respecto a la ejecutada. Dicha RRSF se calcula tanto para subir como para bajar, por bloques

horarios y tiene una periodicidad anual, la cual se utiliza en los PDO y RDO como una condición que el despacho debe cumplir.

Asimismo, el numeral 2.1 del Anexo IV del PR-22 incluye el uso de unos factores de actualización para el cálculo del Costo de Oportunidad. Tal como se señaló en el Informe Técnico – Económico de la anterior propuesta de modificación del PR-22²⁰, la inclusión de dichos factores está orientada a adecuar el nivel de producción resultante del $PDO_{cu,t}$ (Programa de Operación con RSF) por cada periodo de programación, con el objetivo de representar el nivel de producción promedio que tendría una URS con asignación de reserva a subir (factor α) o asignación de reserva a bajar (factor β), de modo que este internalice las variaciones en la generación originadas por las consignas enviadas por el AGC durante la operación. En otros términos, dichos factores de utilización están incorporando el uso promedio real de la RRSF en cada periodo de programación, tanto para subir como para bajar. A manera explicativa, se ha calculado el promedio de los factores por periodo de programación para los meses comprendidos entre enero y junio 2024 inclusive, la cual se muestra en la Figura 9.

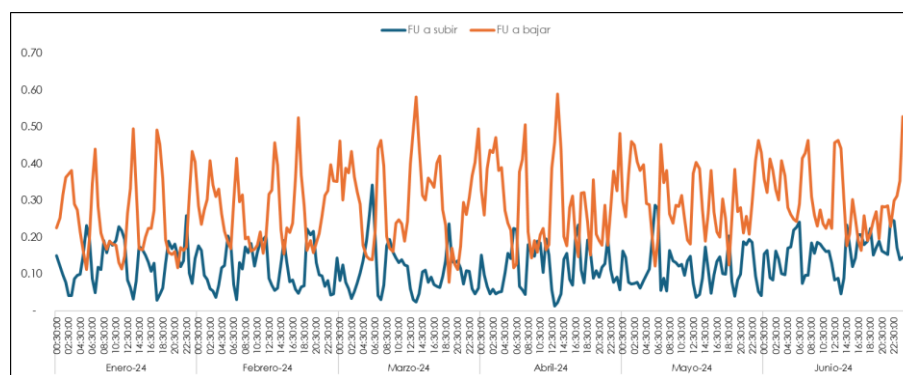


Figura 9. Promedio medio horario de los Factores de utilización – Marzo 2024

Como se puede notar, los factores son menores a 1. Esto quiere decir que el uso de la RRSF en la Operación en Tiempo Real es menor a la programada. Un valor de 1 representaría el uso total de la RRSF programada.

Entonces, por un lado, el COES dispone de la magnitud de RRSF anual (para subir y para bajar), la cual se programa en los PDO y/o RDO y, por otro lado, dispone de los factores de utilización α y β , que dan la señal del uso promedio real de la magnitud de RRSF (como se ha visto, es menor al 100%). Ahora, si bien es cierto que el COES busca cubrir toda la magnitud de RRSF en todo momento a través de las ofertas de las URS; en situaciones excepcionales de insuficiencia de oferta que imposibilite lo anterior, el COES podría utilizar la alternativa de establecer la reducción de la magnitud de RRSF hasta valores mínimos de RRSF, que aún podrían preservar la

²⁰ Enviada mediante carta COES/D-438-2021, con fecha del 28.05.2021

seguridad del SEIN y apoyar en la Operación en Tiempo Real. Para el cálculo de la magnitud mínima, se debe pensar en el uso de los factores de actualización.

Ahora, otro tema a tener en cuenta es lo señalado en el numeral 6.2.3 del NTCOTR en el extremo de que en caso la magnitud de RRSF ofertada voluntariamente sea insuficiente, el COES asignará con carácter obligatorio dicha reserva a las unidades generadoras que reúnan las condiciones para tal fin. En esa línea, es importante que el mecanismo de insuficiencia incorpore lo último, y con ello el COES disponga del uso de las demás URS para efectos de preservar la seguridad del SEIN.

En línea a todo lo expuesto, es importante redactar el mecanismo de insuficiencia con niveles de prelación claros.

Finalmente, hay que tener en cuenta que el mecanismo de insuficiencia de oferta es un mecanismo de respaldo para preservar la seguridad del SEIN, de los casos excepcionales en que los mecanismos de adquisición de RRSF disponibles (Provisión Base y Mercado de Ajuste) no hayan podido completar la RRSF total, por lo que la remuneración de estas URS debe contener los incentivos correctos para que las URS prefieran en todo momento ofertar en dichos mecanismos disponibles.

2.1.8 Sobre el cumplimiento de las URS, de sus RRSF asignadas en el PDO

Primero, hay que recordar que, para efectos de la provisión de la RRSF, las ofertas de las URS constan de una cantidad (MW) asociada a un precio (S//kW-mes) por cada Periodo de programación. Para el caso de la PB, las ofertas ya vienen definidas desde el proceso de adjudicación y dichas URS tienen prioridad para la asignación de RRSF siempre que se encuentren programadas en la operación por despacho económico. Para el caso del MA, las ofertas se presentan hasta las 09:00 h del día anterior al de la operación; y la asignación de RRSF a las URS será por cada Periodo de Programación, la cual será determinada por el despacho económico. Entonces, para el día de la operación, las URS tienen la obligación de cumplir con su RRSF asignada; caso contrario, se le penalizará con un cargo denominado Reserva No Suministrada, el cual es valorizado al Precio Limite de la Oferta. El concepto subyacente de lo último es que las URS asumirán directamente el riesgo de incumplimiento de su RRSF asignada, lo que debería incentivar a que oferten diligentemente RRSF que puedan ser perfectamente ejecutables.

Sin embargo, es importante advertir que durante el día de la operación suceden múltiples situaciones que pueden imposibilitar a las URS cumplir su RRSF asignada, que deriva ya sea en elaboración de RDO con las nuevas consideraciones de Ofertas (actualización sólo de cantidad); y por lo general, asociado a la aplicación del mecanismo de déficit de Reserva en la Operación en Tiempo Real (durante la elaboración del RDO). Si bien es cierto, que el RDO es un mecanismo que dispone el COES desde el PR-06, para reencausar las desviaciones al despacho económico (entre los cuales se encuentra sincerar la disponibilidad real de RRSF), estas actualizaciones pueden desvirtuar el concepto subyacente descrito en el párrafo anterior, el cual puede en algunos casos incentivar comportamientos poco

diligentes por parte de las URS, respecto a sus ofertas. Sin embargo, también es cierto que pueden existir situaciones de naturaleza aleatoria que escapen al alcance y/o conocimiento completo de las URS.

Primero, para un mejor análisis se agruparán las situaciones descritas en tipificaciones comunes, las cuales son:

- **Reducción del recurso primario** para unidades de generación hidroeléctrica que conforman una URS

Principalmente, se manifiestan en reducciones imprevistas del caudal natural de aporte a las centrales a las URS hidroeléctricas, que les imposibilita cumplir con la RRSF asignada. Se debe fundamentalmente a imprevistos de carácter aleatorio.

- **Indisponibilidad imprevista** de unidades de generación que conforman una URS

Principalmente, son casos imprevistos de desconexiones de unidades de generación conformantes una URS o en problemas de estas para brindar RRSF (p.e.: problemas en las comunicaciones). Devienen en aplicación del Mecanismo de Déficit de Reserva y/o publicación de un nuevo RDO.

- **Operación continua de toda la banda** asignada de RRSF a una URS, sin cambio de magnitud de RRSF asignada

Suceden en periodos de rampas o bajadas de los parámetros de influencia (demanda, generación RER) de manera simultánea e importante, o algún otro evento operativo, que hacen uso de toda la banda de regulación de las URS de manera continua. Sobre este punto, es importante indicar que el PR-22 exige a las URS poder brindar el 100% de su RRSF asignada durante 30 minutos siguientes desde la llegada a su RRSF. También es importante indicar que las URS ofertan una cantidad y la asignación se manifiesta en el PDO a través de una selección por *basepoint*; sin embargo, no hay forma de que las URS indiquen su energía equivalente que pueden cumplir, que podría ser una manera más representativa y fidedigna del compromiso real a poder cumplir por parte de las URS.

- **Cambio de magnitud de RRSF asignada**

Suceden principalmente en situaciones de déficit de Reserva de RRSF, en la cual el COES procede a repartir dicho déficit entre las URS en servicio, que hace adicionar RRSF a las URS una magnitud adicional a la programada. Esto deviene en que las URS incumplan su RRSF asignada en los demás periodos, lo que se soluciona con la elaboración de un RDO por parte del COES.

- **Imposibilidad de brindar RRSF por restricciones operativas** de la URS

Suceden principalmente cuando una URS conformado por unidades de generación termoeléctrica no pueden brindar RRSF porque primero debe preparar condiciones para tal efecto. Ejemplo: desacople del fuego directo y/o desconexión de la inyección de agua.

Por otro lado, hay que indicar que las situaciones indicadas no son casos atípicos; por el contrario, son situaciones con incidencia relativamente frecuente. En la Tabla 7, se presenta una pequeña muestra de la primera mitad del mes de junio de 2024, donde se puede evidenciar múltiples casos en que las URS indicaron problemas para cumplir su RRSF asignada.

Tabla 7. Incumplimiento de las URS en cumplir con su RRSF asignada correspondiente a la primera mitad del mes de junio 2024

Día	Periodo de programación	Descripción	Tipificación
1	05:00 - 05:30	G2 de la CH CHIMAY indisponible por falla. No reguló.	Indisponibilidad imprevista
	05:30 - 06:00	G2 de la CH CHIMAY indisponible por falla. No reguló.	Indisponibilidad imprevista
	06:00 - 06:30	G2 de la CH CHIMAY indisponible por falla. No reguló.	Indisponibilidad imprevista
	06:30 - 07:00	G2 de la CH CHIMAY indisponible por falla. No reguló.	Indisponibilidad imprevista
	07:00 - 07:30	G2 de la CH CHIMAY indisponible por falla. No reguló.	Indisponibilidad imprevista
	10:00 - 10:30	G2 de CH Cheves no puede dar RSF por falla.	Indisponibilidad imprevista
	10:30 - 11:00	G2 de CH Cheves no puede dar RSF por falla.	Indisponibilidad imprevista
	11:00 - 11:30	G2 de CH Cheves no puede dar RSF por falla.	Indisponibilidad imprevista
2	00:30 - 01:00	El generador G3 de la C.H. Huinco no brindó el servicio de RSF. Problemas de hidrología.	Reducción del recurso primario
	01:00 - 01:30	El generador G3 de la C.H. Huinco no brindó el servicio de RSF. Problemas de hidrología.	Reducción del recurso primario
	01:30 - 02:00	El generador G3 de la C.H. Huinco no brindó el servicio de RSF. Problemas de hidrología.	Reducción del recurso primario
	02:30 - 03:00	La C.T. Ventanilla no brindó	restricciones

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **ww2oV8Nmp8**
No aplica a notificaciones electrónicas.

Día	Periodo de programación	Descripción	Tipificación
		el servicio de RSF.	operativas
	03:00 - 03:30	La C.T. Ventanilla no brindó el servicio de RSF.	restricciones operativas
	03:30 - 04:00	La C.T. Ventanilla no brindó el servicio de RSF.	restricciones operativas
	06:00 - 06:30	EL G3 de la CH HUINCO no brindó el servicio de RSF a solicitud de ORYGEN ²¹ . Problemas de hidrología.	Reducción del recurso primario
	06:30 - 07:00	EL G3 de la CH HUINCO no brindó el servicio de RSF a solicitud de ORYGEN. Problemas de hidrología.	Reducción del recurso primario
3	00:30 - 01:00	Ventanilla no reguló por problemas en sus comunicaciones.	Indisponibilidad imprevista
	01:00 - 01:30	Ventanilla no reguló por problemas en sus comunicaciones.	Indisponibilidad imprevista
	01:30 - 02:00	Ventanilla no reguló por problemas en sus comunicaciones.	Indisponibilidad imprevista
	02:00 - 02:30	Ventanilla no reguló por problemas en sus comunicaciones.	Indisponibilidad imprevista
	03:00 - 03:30	Ventanilla no reguló por problemas en sus comunicaciones.	Indisponibilidad imprevista
	03:30 - 04:00	Chimay no reguló por bajo nivel en Tulumayo.	Reducción del recurso primario
	04:00 - 04:30	Chimay no reguló por bajo nivel en Tulumayo.	Reducción del recurso primario
	04:30 - 05:00	Chimay no reguló por bajo nivel en Tulumayo.	Reducción del recurso primario
	05:00 - 05:30	Chimay no reguló por bajo nivel en Tulumayo.	Reducción del recurso primario
	05:30 - 06:00	Chimay no reguló por bajo nivel en Tulumayo.	Reducción del recurso primario
	06:00 - 06:30	Chimay no reguló por bajo	Reducción del

²¹ Desde el 01.08.2024 en adelante, la empresa ENEL GENERACION cambió su razón social a ORYGEN, para efectos de las liquidaciones del MME a cargo del COES.

Día	Periodo de programación	Descripción	Tipificación
		nivel en Tulumayo.	recurso primario
	06:30 - 07:00	Chimay no reguló por bajo nivel en Tulumayo.	Reducción del recurso primario
	07:00 - 07:30	Cheves no reguló por bajo nivel en Checras.	Reducción del recurso primario
	07:30 - 08:00	Cheves no reguló por bajo nivel en Checras.	Reducción del recurso primario
6	14:30 - 15:00	Huinco con poca hidrología.	Reducción del recurso primario
7	14:00 - 14:30	G2 de la CH Chimay no puede dar RSF	Indisponibilidad imprevista
	23:00 - 23:30	A las 23:05 h Chimay se desconecta del AGC por baja hidrología	Reducción del recurso primario
	23:30 - 00:00	Chimay se desconectó del AGC por baja hidrología	Reducción del recurso primario
8	08:00 - 08:30	G2 de Chaglla no dio RSF por menor hidrología.	Reducción del recurso primario
	11:30 - 12:00	C.H. Chaglla no dio RSF por problemas en sus señales.	Indisponibilidad imprevista
9	00:00 - 00:30	G4 Huinco no reguló por bajo nivel en Sheque.	Reducción del recurso primario
	00:30 - 01:00	G4 Huinco no reguló por bajo nivel en Sheque.	Reducción del recurso primario
	01:00 - 01:30	G4 Huinco no reguló por bajo nivel en Sheque.	Reducción del recurso primario
	01:30 - 02:00	G4 Huinco no reguló por bajo nivel en Sheque.	Reducción del recurso primario
10	00:00 - 00:30	Ventanilla no tiene señal en AGC	Indisponibilidad imprevista
	00:30 - 01:00	Ventanilla no tiene señal en AGC	Indisponibilidad imprevista
	01:00 - 01:30	Ventanilla no tiene señal en AGC	Indisponibilidad imprevista
	01:30 - 02:00	Ventanilla no tiene señal en AGC	Indisponibilidad imprevista
11	21:30 - 22:00	El G2 de la CH Chimay no regula por bajo volumen de Tulumayo. El G2 de la CH Cheves no regula por menor hidrología.	Reducción del recurso primario

Día	Periodo de programación	Descripción	Tipificación
	22:00 - 22:30	El G2 de la CH Chimay no regula por bajo volumen de Tulumayo. El G1 de la CH Cheves no regula por menor hidrología.	Reducción del recurso primario
	22:30 - 23:00	El G2 de la CH Chimay no regula por bajo volumen de Tulumayo. El G1 de la CH Cheves no regula por menor hidrología.	Reducción del recurso primario
	23:00 - 23:30	El G1 de la CH Cheves no regula por menor hidrología.	Reducción del recurso primario
	23:30 - 00:00	El G1 de la CH Cheves no regula por menor hidrología.	Reducción del recurso primario
12	00:00 - 00:30	Cheves G1 no regulo por baja hidrología	Reducción del recurso primario
	00:30 - 01:00	Cheves G1 no regulo por baja hidrología	Reducción del recurso primario
	01:00 - 01:30	Cheves G1 no regulo por baja hidrología	Reducción del recurso primario
	01:30 - 02:00	Cheves G1 no regulo por baja hidrología	Reducción del recurso primario
	02:00 - 02:30	Cheves G1 no regulo por baja hidrología	Reducción del recurso primario
	02:30 - 03:00	Cheves G1 no regulo por baja hidrología	Reducción del recurso primario
	03:00 - 03:30	Cheves G1 no regulo por baja hidrología	Reducción del recurso primario
	03:30 - 04:00	Cheves G1 no regulo por baja hidrología	Reducción del recurso primario
	04:00 - 04:30	Cheves G1 no regulo por baja hidrología	Reducción del recurso primario
	04:30 - 05:00	Cheves G1 no regulo por baja hidrología	Reducción del recurso primario
	05:00 - 05:30	Cheves G1 no regulo por baja hidrología	Reducción del recurso primario
	05:30 - 06:00	Cheves G1 no regulo por baja hidrología	Reducción del recurso primario
	06:00 - 06:30	Cheves G1 no regulo por	Reducción del

Día	Periodo de programación	Descripción	Tipificación
		baja hidrología	recurso primario
	06:30 - 07:00	Cheves G1 no regulo por baja hidrología	Reducción del recurso primario
	07:00 - 07:30	G3 Huinco no reguló por bajo nivel en Sheque.	Reducción del recurso primario
	07:30 - 08:00	G3 Huinco no reguló por bajo nivel en Sheque.	Reducción del recurso primario
	07:30 - 08:00	Malpaso no reguló por bajo nivel.	Reducción del recurso primario
	07:30 - 08:00	G1 Cheves no reguló por bajo nivel en Checras.	Reducción del recurso primario
	08:00 - 08:30	Malpaso no reguló por bajo nivel.	Reducción del recurso primario
	08:30 - 09:00	Malpaso no reguló por bajo nivel.	Reducción del recurso primario
	09:00 - 09:30	Malpaso no reguló por bajo nivel.	Reducción del recurso primario
	09:30 - 10:00	Malpaso no reguló por bajo nivel.	Reducción del recurso primario
	13:00 - 13:30	Carhuaquero no reguló por problemas en sus señales.	Indisponibilidad imprevista
	14:00 - 14:30	Chimay no reguló por bajo nivel en Tulumayo.	Reducción del recurso primario
	14:30 - 15:00	Chimay no reguló por bajo nivel en Tulumayo.	Reducción del recurso primario
	15:00 - 15:30	Chimay no reguló por bajo nivel en Tulumayo.	Reducción del recurso primario
	15:30 - 16:00	Chimay no reguló por bajo nivel en Tulumayo.	Reducción del recurso primario
	16:00 - 16:30	Chimay no reguló por bajo nivel en Tulumayo.	Reducción del recurso primario
	16:30 - 17:00	Chimay no reguló por bajo nivel en Tulumayo.	Reducción del recurso primario
	17:00 - 17:30	Chimay no reguló por bajo nivel en Tulumayo.	Reducción del recurso primario
	17:30 - 18:00	Chimay no reguló por bajo nivel en Tulumayo.	Reducción del recurso primario
	18:00 - 18:30	G1 de la CH Cheves no puede dar RSF por extensión de manto.	Indisponibilidad imprevista
	18:30 - 19:00	G1 de la CH Cheves no	Indisponibilidad

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **ww2oV8Nmp8**
No aplica a notificaciones electrónicas.

Día	Periodo de programación	Descripción	Tipificación
		puede dar RSF por extensión de manto.	imprevista
	19:00 - 19:30	G1 de la CH Cheves no puede dar RSF por extensión de manto.	Indisponibilidad imprevista
	19:00 - 19:30	G3 de CH Huinco no puede dar RSF, recurso hídrico.	Reducción del recurso primario
	19:30 - 20:00	G1 de la CH Cheves no puede dar RSF por extensión de manto.	Indisponibilidad imprevista
	19:30 - 20:00	G3 de CH Huinco no puede dar RSF, recurso hídrico	Reducción del recurso primario
	20:00 - 20:30	G1 de la CH Cheves no puede dar RSF por extensión de manto.	Indisponibilidad imprevista
	20:00 - 20:30	G3 de CH Huinco no puede dar RSF, recurso hídrico	Reducción del recurso primario
	20:30 - 21:00	G1 de la CH Cheves no puede dar RSF por extensión de manto.	Indisponibilidad imprevista
	21:00 - 21:30	G1 de la CH Cheves no puede dar RSF por extensión de manto.	Indisponibilidad imprevista
	21:30 - 22:00	G1 de la CH Cheves no puede dar RSF por extensión de manto.	Indisponibilidad imprevista
	22:00 - 22:30	G1 de la CH Cheves no puede dar RSF por extensión de manto.	Indisponibilidad imprevista
	22:00 - 22:30	CH Chimay no puede dar RSF	Reducción del recurso primario
	22:00 - 22:30	CH Malpaso no puede dar RSF	Reducción del recurso primario
	22:30 - 23:00	G1 de la CH Cheves no puede dar RSF por extensión de manto.	Indisponibilidad imprevista
	22:30 - 23:00	CH Chimay no puede dar RSF	Reducción del recurso primario
	22:30 - 23:00	CH Malpaso no puede dar RSF	Reducción del recurso primario
	23:00 - 23:30	G1 de la CH Cheves no	Indisponibilidad

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **ww2oV8Nmp8**
No aplica a notificaciones electrónicas.

Día	Periodo de programación	Descripción	Tipificación
		puede dar RSF por extensión de manto.	imprevista
	23:00 - 23:30	CH Chimay no puede dar RSF.	Reducción del recurso primario
	23:30 - 00:00	G1 de la CH Cheves no puede dar RSF por extensión de manto.	Indisponibilidad imprevista
	23:30 - 00:00	CH Chimay no puede dar RSF.	Reducción del recurso primario
13	02:30 - 03:00	Malpaso no reguló por bajo nivel.	Reducción del recurso primario
	03:30 - 04:00	Malpaso no reguló por bajo nivel.	Reducción del recurso primario
	05:00 - 05:30	G4 Huinco no regulo por menor hidrología	Reducción del recurso primario
	09:00 - 09:30	A las 09:13 h desconectó el generador G1 de Carhuaquero por falla	Indisponibilidad imprevista
	09:30 - 10:00	A las 09:13 h desconectó el generador G1 de Carhuaquero por falla	Indisponibilidad imprevista
	22:30 - 23:00	G2 de CH Huinco no puede dar RSF	Reducción del recurso primario
	23:00 - 23:30	G2 de CH Huinco no puede dar RSF	Reducción del recurso primario
15	13:00 - 13:30	La C.H. Matucana no brindó el servicio de RSF.	Reducción del recurso primario
	13:30 - 14:00	La C.H. Matucana no brindó el servicio de RSF.	Reducción del recurso primario
	17:30 - 18:00	G2 Chimay no pudo arrancar.	Indisponibilidad imprevista
	18:00 - 18:30	G2 Chimay no pudo arrancar.	Indisponibilidad imprevista
	18:30 - 19:00	G2 Chimay no pudo arrancar.	Indisponibilidad imprevista

Finalmente, a efectos de tener una mejor visión sobre el porcentaje de incidencia de las situaciones descritas (incumplimiento de las URS de su RRSF asignada) respecto a su tipificación, se procedió a realizar un conteo de dichas situaciones en los meses comprendidos entre enero y junio 2024 inclusive. En la Figura 10 se muestra dicho porcentaje de incidencia en función a cada tipificación.

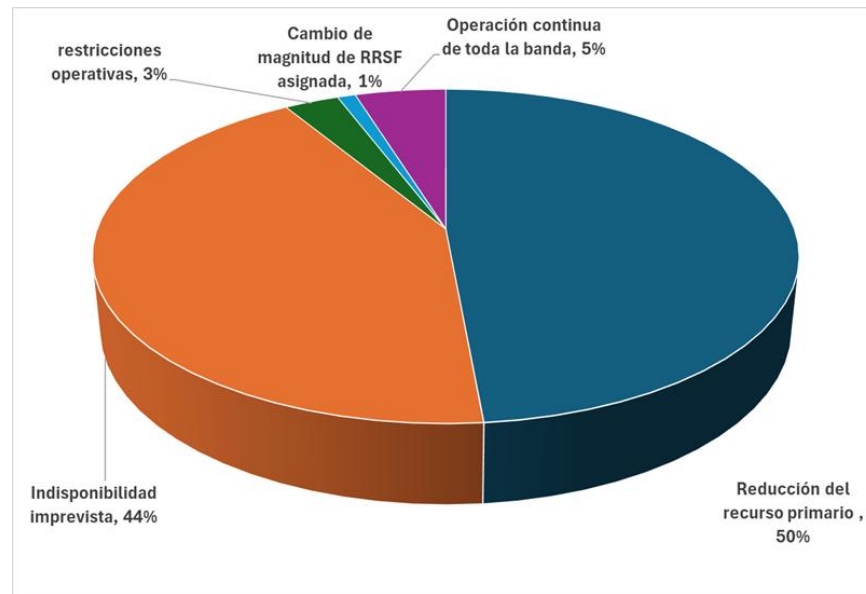


Figura 10. Porcentaje de incidencias de la tipificación de incumplimiento de las URS de su RRSF asignada

De la figura anterior se puede notar que las tipificaciones prácticamente se resumen en dos ítems importantes: (i) reducción del recurso primario e (ii) indisponibilidad imprevista por lo que se deberían mejorar las reglas asociadas a estos dos problemas descritos.

Adicional a las casuísticas descritas, existen otras que tienen un efecto contrario. Es decir, pueden hacer que las URS puedan ofertar más, ejemplo: incremento repentino de caudal de aporte a las URS hidroeléctrica, disponibilidad de una URS, etc.

Entonces, en vista de todo lo expuesto, es importante establecer reglas para la actualización de las ofertas de las URS durante las actualizaciones del PDO (RDO), que deberían por un lado tratar de mejorar la diligencia y/o comportamientos estratégicos de las URS, pero también que permitan sincerar y que les ayude a prever de mejor manera sus ofertas para que se adecúen lo más real posible. Asimismo, es importante analizar el hecho de que podrían presentarse ofertas más competitivas, que devendrían en un mejor precio.

2.1.9 Sobre la metodología del reparto de RRSF ante Déficit de Reserva

El numeral 9.7 del PR-22 vigente, señala que en caso se presente un Déficit de Reserva, dicho déficit se repartirá a otras URS que dispongan de una Reserva en Control mayor a la Reserva Asignada siguiendo lo dispuesto en el anexo III del PR-22.

Ahora, dicha metodología no contiene algún principio de eficiencia económica; y, debido a que el reparto se realiza a todas las URS que dispongan de una Reserva en Control mayor a la Reserva Asignada y, en algunos casos son muchas, lo que implica que la tarea de reasignación realizada por el Operador de Tiempo real

puede ser impráctico, sobre todo teniendo cuenta que se realiza durante la Operación en Tiempo Real (OTR).

Por otro lado, en el PR-22 vigente no se trata sobre el impacto que se puede originar en la aplicación del reparto de RRSF a las URS en servicio respecto a sus RRSF asignadas para los otros periodos; así como tampoco el impacto que pudieran devenir al SEIN, en caso el mecanismo del reparto de RRSF no sea suficiente para cumplir con la magnitud de RRSF total o al menos valores mínimos que puedan garantizar la seguridad y confiabilidad del SEIN.

Un tema adicional es que la aplicación de este mecanismo debe tener en consideración la RRSF Mínima, expuesta en numerales anteriores, para su correcta activación siempre buscando salvaguardar la seguridad del SEIN.

Por todo lo expuesto, se debe reformar dicho mecanismo con el objetivo de que sea práctico y rápido para su aplicación durante la OTR; además, que debería guardar el principio de eficiencia económica, reiterando la importancia de deben ser acciones rápidas.

2.1.10 Sobre las compensaciones por costos operativos adicionales producidos por el cumplimiento del servicio de RSF

La prestación del servicio de RRSF por parte de las URS está sujeta a tres derechos de cobro, siendo el último, el derecho de cobro denominado: Compensación de costos operativos adicionales producidos por el cumplimiento del servicio de RSF (en adelante, "CopA"). Dicho CopA representa las compensaciones adicionales necesarias para las unidades de generación conformantes de la URS que ingresaron exclusivamente para proveer RRSF, y que no pudieron recuperar sus costos operativos totales.

La metodología para el cálculo de la CopA se encuentra en el Procedimiento Técnico N° 33 "Compensación de Costos Operativos adicionales de las unidades de generación térmica" (en adelante, PR-33), pero se paga según lo establecido en el PR-22. Dicho CopA no considera la energía asociada a la Generación Mínima Técnica, la cual se calcula y se paga según lo indicado en el PR-33.

Como podemos notar, si bien el CopA se calcula como cualquier otro costo operativo adicional (regulado en el PR-33), el concepto subyacente de incluirlo en el PR-22 buscaba que los pagos por este CopA sean diferenciados, y se realice según las reglas del PR-22; y, no por las del PR-33.

Sin embargo, hay que tener en cuenta que conceptualmente las CopA no son en estricto parte de la oferta de una URS por la venta del producto "RRSF"; sino más bien son compensaciones de costos operativos por la operación de sus unidades de generación, lo cual ya se encuentra regulada en el PR-33. Como símil, podemos citar el mercado de Energía Activa, en el cual, si por la venta del producto "Energía" no se logre recuperar los costos operativos mediante los Costos Marginales de Corto Plazo, las unidades de generación lo recuperan a través del PR-33.

Por lo tanto, se debe revisar la oportunidad de eliminar el CopA dentro de liquidación por el PR-22, y que dichos cobros se realicen directamente a través del PR-33. Adicionalmente, tener en cuenta que eliminar el CopA podría generar más predictibilidad de los costos totales por la provisión del servicio de RRSF; además que brindaría más orden a agrupar dichos costos operativos adicionales²² en el PR-33.

2.1.11 Sobre la prestación del servicio de RSF en un sistema aislado o subsistema, cuando no se disponga de alguna URS calificada

Existen algunos casos puntuales en que se conforman sistemas aislados y/o subsistemas, y no se disponen allí de URS calificadas para la prestación del servicio de Regulación Secundaria; por tanto, se deja a las URS no calificadas para ello. Sin embargo, el PR-22 no establece reglas claras para la prestación de RSF, por parte de las URS no calificadas. A modo de ejemplo, podemos citar el último evento de conformación de un sistema aislado, con fecha del 21.04.2024²³.

Entonces, se considera importante precisar reglas para la prestación del servicio de RSF en sistemas aislados o subsistemas, cuando allí no se dispongan de URS calificadas. Finalmente, es importante señalar que esta problemática no es algo recurrente.

Adicionalmente, es importante precisar que, en estos casos, la responsabilidad del control de la frecuencia en dicho Sistema Aislado será atribuida a dicho Grupo para RSF.

2.1.12 Sobre la necesidad de precisiones respecto a la operación y obligación de las URS, y clarificaciones en la redacción

El Anexo VI del PR-22 establece las especificaciones técnicas necesarias para la Nota Técnica, la cual fue elaborada en su momento y ha servido de complemento técnico y de detalle, para las reglas de la prestación del servicio de Regulación Secundaria.

Sin embargo, existen algunos ítems en el PR-22 que en su redacción podrían interpretarse como un sentido distinto a lo establecido en la Nota Técnica, tales como los referidos a las gradientes de toma de carga y las bandas de potencia mínima de las URS. En esa línea, es importante armonizar dichos ítem con lo establecido en la Nota Técnica y clarificarlo en la modificación del PR-22.

Por otro lado, existen necesidades de clarificación en la redacción del PR-22, sin la cual podrían existir problemas en la interpretación, tales como la vigencia de las pruebas de calificación.

²² En la literatura, también se le conoce como “pagos laterales” o “make whole payments”.

²³ Sistema aislado de la zona norte del SEIN, conformado por las SSSE de Piura Oeste, Talara, Zorritos, Pariñas, La Brea y Valle del Chira, en la cual operaron las centrales termoeléctricas TG5 Reserva Fría Talara, TG6 de la C.T. Malacas I, CH Poachos I, CT Tallanca, CT Tablazo y CT Caña Brava.

2.2 Alternativas de Solución

A continuación, se detallan las alternativas de solución consideradas para dar solución a los problemas descritos previamente:

2.2.1 Sobre la metodología para la determinación de la Reserva total requerida para el servicio de RSF

Tal como se explicó en el numeral 2.1.1 del presente informe, se han verificado distintos aspectos de mejora en la actual metodología de dimensionamiento de la Reserva total requerida para la RSF.

Primero, hay que señalar que el actual dimensionamiento se basa en la consideración de los errores de pronóstico de ciertos factores cada 30 minutos, que le denominaremos factores de influencia de aquí en adelante. Los factores vigentes son: la generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) del tipo no gestionable (eólico, solar o mareomotriz) y la demanda. Luego, para cada factor se calcula las desviaciones de lo ejecutado (proveniente del PDO y/o último RDO que lo haya reemplazado) respecto a lo programado, cada 30 minutos. Como se puede notar, el dimensionamiento se basa en la consideración de la incertidumbre en los pronósticos y, además, la metodología considera el supuesto de que dicha incertidumbre de los pronósticos se mantenga durante todas las horas del día del despacho (PDO), o las que restan (RDO). Por ello, se considera las desviaciones señaladas para cada horizonte medio-horario, los cuales se programan para las 24 horas en el PDO y/o en las horas que queden hasta el final del día para el RDO respectivo.

Sin embargo, como se explicó en 2.1.1, la última consideración está obviando el hecho de que normalmente durante el día el PDO se actualiza con los RDO, y estos a su vez también se actualizan con otros RDO. Y, en cada RDO, los errores de pronóstico detectados en el PDO y/o RDO anterior se corrigen. Por lo tanto, el actual criterio de consideración de errores de pronósticos por cada 30 minutos para el dimensionamiento de la RRSF podría estar deviniendo en un requerimiento mayor, y se materializa sobre todo al inicio de un nuevo RDO. Con todo ello, entonces es importante revisar que el error de pronóstico se corrige con los RDO, los cuales por sus tiempos de elaboración pueden no ser continuos, y existan siempre desvíos que requieren que la RRSF lo pueda cubrir para la Operación en Tiempo Real.

Con todo lo anterior, el cálculo de las desviaciones entre periodos debería representar, como mínimo, la desviación acumulada en una ventana móvil acumulada de cada 4 horas. Dicho tiempo representa el tiempo total que demora en la elaboración de un nuevo RDO teniendo en cuenta: (i) el tiempo transcurrido para la activación de alguna causal para un RDO y (ii) el tiempo que dispone el COES para elaborar el RDO, tal como lo indica el PR-06. Sobre este punto, es importante precisar que en caso el PR-06 modifique los tiempos totales señalados en elaborar un RDO, se debe revisar y actualizar el tiempo de la acumulación de la ventana móvil.

Respecto a la consideración de la desviación mínima cada hora, hay que precisar también que en otros países se usa un mecanismo similar pero la consideración es por cada 30 minutos; es decir, la RRSF cubrirá 30 minutos de variación inter-horaria. Sin embargo, dichos mercados cuentan con Reservas adicionales, tales como la Reserva de Regulación Terciaria de Frecuencia, las cuales se encargan de cubrir el agotamiento de la RRSF. En nuestro mercado eléctrico peruano, no disponemos exactamente de alguna reserva que cubra el agotamiento de la RRSF; sin embargo, los RDO tienen un efecto similar, toda vez que buscan actualizar el despacho de la operación del SEIN a los valores normales, que implican el retorno a los valores del uso de la RRSF a 0. Por ello, es vital que la RRSF se dimensione teniendo en cuenta al menos el tiempo de elaboración de un RDO.

Hay que precisar adicionalmente que en esta propuesta se mantendrá el uso de los errores de pronóstico como insumos, y aún no migrar a un esquema de variabilidad pura (naturaleza estocástica de los factores de influencia), toda vez que como se comentó en el párrafo anterior, no se dispone en el SEIN aún de una reserva propiamente dicha que puedan cubrir a la reserva de regulación secundaria.

Respecto a la información ejecutada a usar sobre los factores de influencia, se propone usar la información más granular y actualizada disponible. Esta sería la información de generación RER en bornes (por consecuencia, con esta información se obtendría también la demanda a nivel generación) que actualmente se envía en resolución de 15 minutos para el cálculo de la Máxima Demanda Mensual. En esta misma línea, es importante asegurar que dicha información represente de la manera más aislada el efecto puro de lo que se busca cubrir con la RRSF, de modo que no esté contaminada por otros efectos. Por lo tanto, es importante filtrar la información previa a su consideración para el análisis del dimensionamiento, de modo que excluya fundamentalmente los periodos en la cual se presentaron eventos de falla que implicaron desconexión de generación/carga, debido a que estos periodos contienen el efecto de lo fortuito lo cual es cubierto por la RRPF. Si bien es cierto que el PR-22 vigente ya señala ciertas exclusiones de algunos periodos, se considera importante ampliar estas exclusiones, las cuales mínimamente deberían ser aquellos en los cuales presentaron:

- Eventos que dieron origen a condiciones de sub-frecuencia, y/o operación del ERACMF o ERACMT.
- Eventos que dieron origen a condiciones de sobre-frecuencia, y/o operación del EDAGSF.
- Eventos de racionamiento manual de carga.
- Otros eventos de desconexión de carga y/o generación, debido a fallas de generación o transmisión.
- Conexión intempestiva de grandes bloques de demanda (magnitudes iguales o mayores a 2% de la demanda), que toman completamente dicha carga en 1 minuto.

Por otro lado, el PR-22 vigente establece un ajuste paramétrico a las desviaciones de los factores de influencia, asumiendo que poseen una función de densidad de probabilidad normal (en adelante, "FDPN"). Para las desviaciones positivas considera una FDPN truncada por la izquierda en "0", y para las desviaciones negativas considera una FDPN truncada por la derecha en "0". Si bien la consideración de las desviaciones por separado y de que se asemejan a una FDPN truncada, tuvo su asidero técnico en el momento de su implementación; con la información actual, se puede notar que los datos no se ajustan exactamente a ello (en la Figura 1 y Figura 2 del presente informe ya se expuso al respecto).

Por el contrario, tal como se puede notar en la Figura 11 y la Figura 12 los datos tienden a asemejarse más a una FDPN estándar (con una media aproximada de 0), cuando se incluye tanto las desviaciones negativas como positivas en una FDPN única. Lo anterior se ha realizado teniendo en cuenta los datos usados en el Estudio anual de RSF – 2024.

En ese orden de ideas, se propone el uso de una única FDPN (para cada factor de influencia), que incorpore simultáneamente las desviaciones negativas y positivas.

Luego, el PR-22 vigente señala la obtención de una magnitud de RRSF para subir y para bajar (partiendo de las FDPN truncadas), referido tanto al factor de influencia de la generación RER y al de la demanda. La obtención de dichas reservas se obtiene con un intervalo de confianza que no puede ser menor al 90%. Finalmente, las magnitudes halladas se suman a efectos de la obtención de la RRSF total para subir y para bajar.

Si bien, dicho método aditivo de las reservas obtenidas por cada factor de influencia, puede ser una forma práctica de obtener las magnitudes totales de RRSF, no es la forma más precisa, toda vez que podría sobreestimar la magnitud de la RRSF y, por consiguiente, incrementar el costo de este servicio.

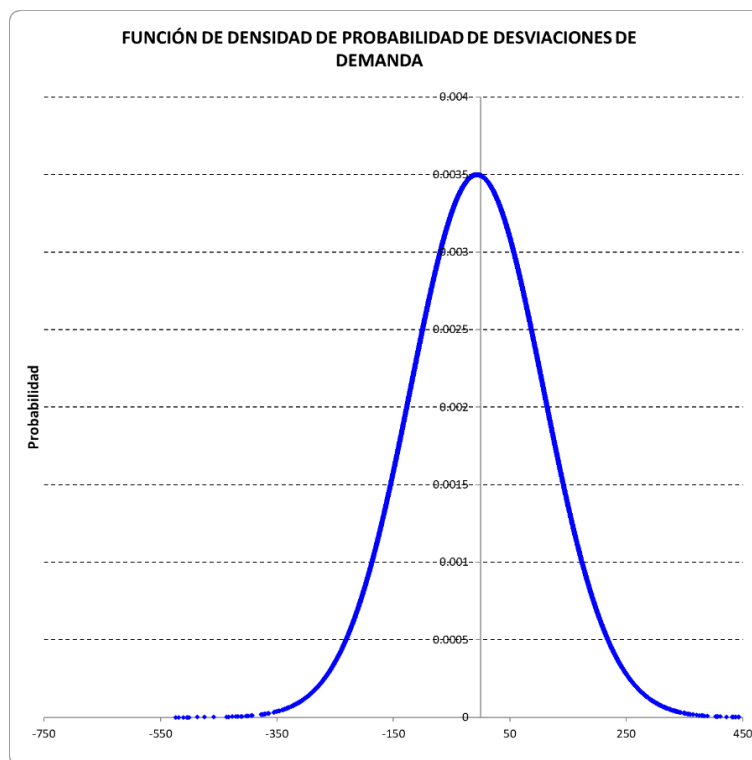


Figura 11. FDPN de desviación de demanda incluyendo desviaciones negativas y positivas – Estudio de RSF 2024

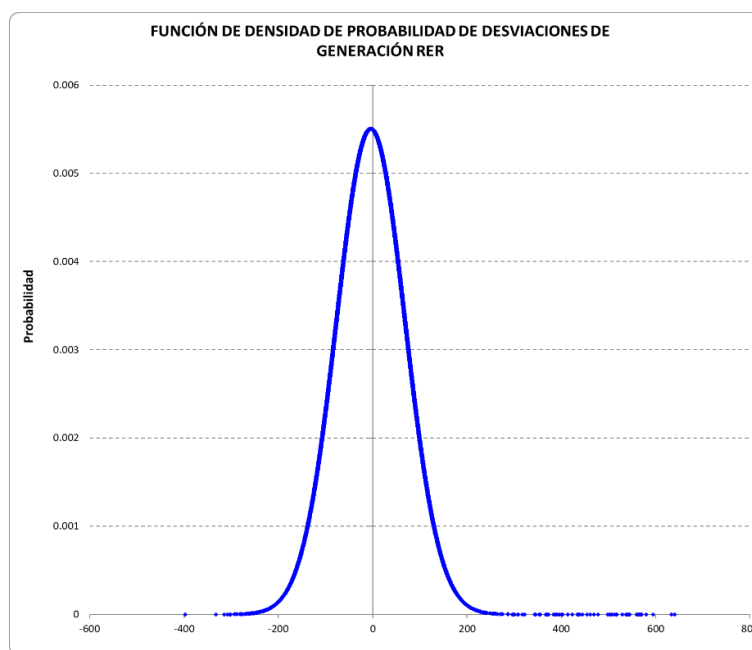


Figura 12. FDPN de desviación de generación RER incluyendo desviaciones negativas y positivas – Estudio de RSF 2024

Entonces, teniendo como premisa que las FDPN de los factores de influencia son aleatorias e independientes, se puede hacer uso de la técnica de la convolución matemática a efectos de sumar las FDPN de los factores de influencia. El método de convolución es una técnica matemática utilizada en probabilidad y estadística para encontrar la función de la densidad de probabilidad que es totalmente equivalente a la suma de dos o más variables aleatorias independientes. Este método es especialmente útil cuando se trabaja con variables aleatorias cuyos tipos de distribuciones no permiten una combinación simple. En línea a ello, tal como se mostró en la Tabla 1 y la Tabla 2, hay que tener en cuenta que distintos mercados eléctricos en el mundo usan la convolución para la integración de los factores de influencia; además que, múltiples referencias académicas actuales giran en torno a ello.

Entonces, se propone el uso de la técnica de la convolución matemática para sumar las FDPN de los factores de influencia, y con ellos obtener una FDPN total. De este último, recién se obtendrían las magnitudes de RRSF a subir y a bajar, de acuerdo con un intervalo de confianza. Respecto a este último, se propone que se mantenga que mínimo sea del 90 %; que equivale a un percentil 5 para la RRSF a bajar, y percentil 95 para la RRSF a subir.

Ahora, algo a precisar es que pueden presentarse situaciones en las que la FDPN de algún factor de influencia estén situadas muy a la derecha o la izquierda respecto al "0", que podría derivar en que la RRSF total calculada a subir o a bajar resulte en un valor negativo. Para evitar esa inconsistencia, se propone que, previo a la aplicación de la convolución, se realice un *test* a los FDPN de cada factor de influencia por separado, de modo que se verifique que la RRSF a bajar y a subir (obtenido con el percentil 5 y 95 respectivamente) no sean valores negativos. Si en caso alguno de ellos es negativo, entonces para ese caso puntual no se considerará su FDPN en la convolución, y sólo se aplicará a los demás factores de influencia.

Por otro lado, un tema importante es que la generación RER (principalmente eólica y solar) ha ingresado en los últimos años se viene incrementando de forma importante. Como primera muestra de ello, podemos citar el "Informe de la Operación Anual del COES 2023"²⁴, en el cual se señala que durante todo el año 2023, la producción de energía eléctrica brindada por la generación eólica y solar representó un aproximado de 5,67% respecto a la generación eléctrica total, 0,77 % más respecto al porcentaje alcanzado por la misma generación en el 2022. Al respecto, se puede ver la Figura 13.

²⁴ Disponible en el Portal Web del COES: <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Informes/EvaluacionAnual>

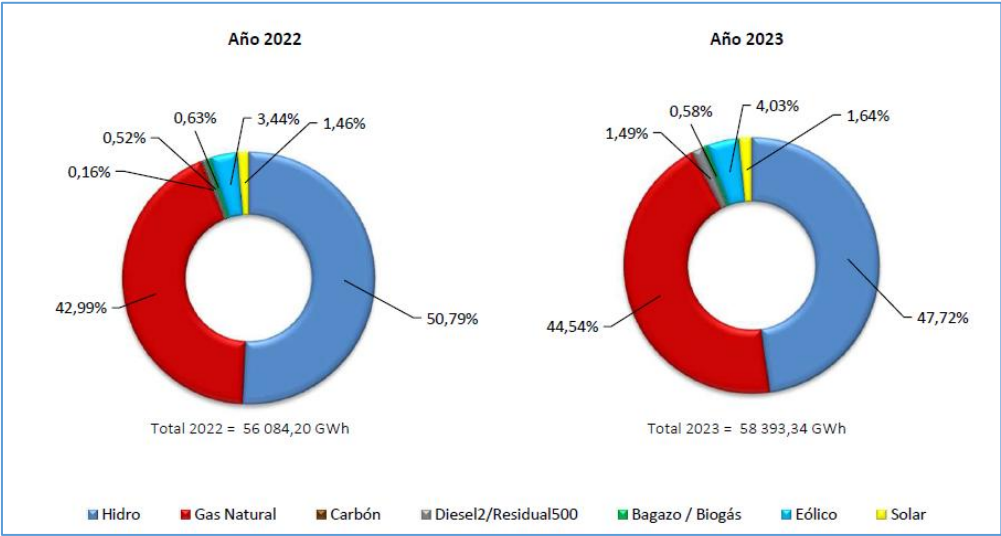


Figura 13. Producción de energía eléctrica - 2023

En esa línea, en el mismo informe se detalla que a nivel de potencia instalada, la potencia instalada total del 2023 de la generación eólica fue de 672,2 MW y de la generación solar de 282,2 MW; las cuales, en suma, ya representan aproximadamente el 7% respecto a la potencia instalada total.

Asimismo, hay que señalar que en el año 2024 han ingresado en Operación Comercial ante el COES, tres (03) centrales con generación solar y dos (02) centrales con generación eólica, las cuales suman un total de 508,18 MW, tal como se puede ver en la Tabla 8.

Tabla 8. Centrales eólicas/solar con operación comercial en el 2024

CENTRAL	TIPO DE GENERACIÓN	FECHA DE INGRESO EN OPERACIÓN COMERCIAL	POTENCIA EFECTIVA (MW)
C.S. Carhuaquero	Solar	14/02/2024	0,55
C.S. Clemenés	Solar	28/02/2024	114,93
C.S. Matarani	Solar	11/09/2024	80,0
C.E. San Juan de Marcona	Eólico	18/04/2024	129,8
P.E. Wayra Extensión	Eólico	29/06/2024	177,0
C.E. San Juan de Marcona (aerogenerador adicional)	Eólico	14/12/2024	5,9

En complemento a lo anterior, se espera el incremento de más generación RER (eólica/solar) al SEIN en el mediano plazo. De acuerdo con lo dispuesto en el portal web del COES, existen múltiples proyectos RER (eólico/solar) con fechas previstas de puesta en servicio para los próximos años. Como muestra de ello, podemos revisar la Tabla 9, en la cual presentamos los proyectos de generación eólica/solar que ya han presentado sus Estudios de Preoperatividad ante el COES, que ya tienen la conformidad del COES y se encuentran vigentes.

Tabla 9. Generación eólica/solar con EPO que ya cuentan con la conformidad del COES y están vigentes.

Nombre del Estudio	Tipo de Generación	Año de puesta de servicio
C.E. Urani 122,4 MW	Eólico	2028
C.E. Vientos de Mediania 222,6 MW	Eólico	2028
C.E. Quercus (Ex Rosa Eólica) 452 MW	Eólico	2028
C.S.F. Macarena 170 MW	Solar	2027
C.S.F. Tierra Blanca 250 MW	Solar	2027
C.E. Sariri 122,4 MW	Eólico	2027
C.S.F. Tejas 200 MW	Solar	2027
C.E. Naylamp 237,6 MW	Eólico	2027
C.E. Algarrobo 180,6 MW	Eólico	2027
C.E. La Quebrada II 112,1 MW	Eólico	2027
C.E. Bayovar 250,8 MW	Eólico	2027
C.E. Ciclón (ExCiclón del Norte II) 404 MW	Eólico	2027
C.S.F. Lupi 181,2 MW	Solar	2026
C.S.F. Ocoña de 335 MW	Solar	2026
C.S.F. Atoi 114,02 MW	Solar	2026
C.S.F. Rubi III de 323,078 MW	Solar	2026
C.S.F. Algarrobal 251 MW	Solar	2026
C.S.F. Villasalto 125 MW	Solar	2026
C.E. La Libertad 403,2 MW	Eólico	2026
C.S.F. Pampa Negra 200 MW	Solar	2026

Nombre del Estudio	Tipo de Generación	Año de puesta de servicio
C.S.F. San José 155,7 MW	Solar	2026
C.S.F. Radiante Sonko 76,2 MW	Solar	2026
C.E. Naira II 20 MW	Eólico	2026
C.E. Ika Sur 241,8 MW	Eólico	2026
C.E. Ika Norte 148,8 MW	Eólico	2026
C.E. Salinar Sur 148,8 MW	Eólico	2026
C.E. Salinar Norte 117,8 MW	Eólico	2026
C.S.F. Arenarosa 169,82 MW	Solar	2026
C.S.F. Rubi V Fase II 331,703 MW	Solar	2026
C.S.F. Blanca Solar 200 MW	Solar	2026
C.E. Piletas 250 MW	Eólico	2026
C.E. C.S.F. Windica 175,2 MW	Eólico/Solar	2026
C.E. Cefiro 366 MW	Eólico	2026
C.S.F. La Bandera 120,9 MW	Solar	2026
C.E. Vientos de Mochica 220 MW	Eólico	2026
C.S.F. Coral 403,2 MW	Solar	2026
C.E. Rosa (Ex Rosa Eólica 2) 404 MW	Eólico	2026
C.E. Violeta Eólica 452 MW	Eólico	2026
C.E. Zapote 163,8 MW	Eólico	2026
C.S.F. Alba Solar 200 MW	Solar	2026
C.S.F. Expansión Intipampa de 39,6 MW	Solar	2025
C.S.F. Valladolid 400 MW	Solar	2025
C.S.F. Continua Misti 300 MW	Solar	2025
C.S.F. Continua Chachani 100 MW	Solar	2025
C.S.F. Continua Pichu Pichu 60 MW	Solar	2025
C.S.F. Babilonia 200 MW	Solar	2025

Nombre del Estudio	Tipo de Generación	Año de puesta de servicio
C.S.F. Wayra Solar 94,22 MW	Solar	2025
C.S.F. Rubi V Fase I 331,703 MW	Solar	2025
C.E. Parque Eólico Huarmey 180 MW	Eólico	2025
C.E. Mórrope 224 MW	Eólico	2025
C.S.F. Sol de Verano II 92,82 MW	Solar	2025
C.S.F. Sumac Nina I 446,81 MW	Solar	2025
C.S.F. Chalhuanka 106,5 MW	Solar	2025
C.E. Torocco 112,2 MW	Eólico	2025
C.S.F. Sol de Verano III 600 MW	Solar	2025
C.E. Cherrepe 142,5 MW	Eólico	2025
C.E. Norteño 131,1 MW	Eólico	2025
C.S.F. Moquegua 675 MW	Solar	2025
C.E. Huascar 300 MW	Eólico	2025
C.E. Samaca 168 MW	Eólico	2025
C.E. Emma 72 MW	Eólico	2025
C.E. Colorado 180 MW	Eólico	2025
C.E. Naira I 19,8 MW	Eólico	2025

Ahora, teniendo en cuenta que la generación RER es un factor que incrementa el dimensionamiento de la RRSF, podemos intuir que a mayor penetración RER implica una actualización de la magnitud de RRSF, que por lo general tiende a un incremento, lo cual es necesario para garantizar en todo momento la seguridad del SEIN. Sin embargo, la actual frecuencia de inclusión de nuevos proyectos de generación RER eólica/solar no guarda una relación exacta con la frecuencia vigente de actualización de la RRSF, la cual es anual. Es decir, durante el año se está conectando más generación RER, pero la RRSF se mantiene inmutable durante el año²⁵. Para afrontar lo anterior, se proponen 3 medidas:

- **Actualización mensual de la actualización de la magnitud de RRSF:**

²⁵ Es importante reiterar lo señalado en el numeral 3.5, respecto a que algunos Participantes generadores han observado lo mismo al COES, durante la etapa de elaboración de los Estudio Anual de Regulación Secundaria de Frecuencia.

Se sugiere que adicional al cálculo anual de la magnitud de RRSF (dispuesta por la NTCOTR), se actualice mensualmente dicha magnitud. Se sugiere esta frecuencia de actualización máxima. Una mayor frecuencia podría no ser práctico; además que, guarda relación con la frecuencia en que se realizan las liquidaciones de las valorizaciones de las transferencias de los Servicios Complementarios.

- **Uso de información de los últimos 12 meses con ventana móvil:**

Se propone mantener la información de los últimos 12 meses, pero debido a que la frecuencia de actualización propuesta es de 1 mes; entonces la ventana de información debe ser móvil, a efectos de ir obteniendo siempre la información más actualizada.

- **Uso de los errores de pronóstico históricos de la generación RER, para completar los periodos que no haya operado, dentro de los últimos 12 meses**

Teniendo en cuenta que se usará información de los últimos 12 meses en ventana móvil, hay que considerar la situación cuando un generador RER (eólico, solar o mareomotriz) se ha conectado al SEIN menor tiempo al de la ventana móvil. En este escenario, su efecto como factor de influencia para el dimensionamiento de la RRSF puede verse despreciado, debido a que su peso es menor respecto a los otros factores de influencia que tienen información ejecutada de 12 meses. Sin embargo, hay que advertir que cuando el nuevo generador RER se conecte, el efecto de su variación comenzará a impactar sobre el sistema. Entonces, se propone que para el dimensionamiento de la RRSF se considere al menos los errores de pronóstico históricos de las RER de los meses que operó. Y para efectos de dar simetría al peso de dicha generación RER, se debe completar los meses anteriores a este, con la misma serie hasta completar los 12 meses de información necesaria.

Este criterio también debe aplicarse cuando un generador RER estuvo indisponible de manera continua más de 1 mes, dentro de los últimos 12 meses.

Finalmente, respecto al comportamiento de las variaciones inter-horarias de los factores de influencia, podemos notar que, para el caso de la demanda, esta presenta comportamientos diferenciados en las variaciones inter-horarias sobre todo por el tipo de día: día típico y/o día feriado. Para el caso de la generación RER (eólica/solar), las diferencias se dan fundamentalmente por la estacionalidad y el tiempo en que se mide. En esa línea, se propone que el dimensionamiento de la RRSF se tipifique por estación, por día (mínimamente día típico y feriado). Vale decir que, para efectos del dimensionamiento según estas tipificaciones, debe usarse la información ejecutada correspondiente a dicha tipificación.

Por otro lado, se propone precisar en el PR-22 la necesidad de tipificación del dimensionamiento de la RRSF como mínimo para días típicos y feriados, y por cada estación (avenida y estiaje).

Adicionalmente, hay que tener en cuenta que, dependiendo el periodo, los efectos de los factores de influencia pueden cambiar drásticamente. Un ejemplo de ello es la generación solar, que tiene un perfil pronunciado de generación durante el periodo comprendido entre las 06:00 h y las 18:00 h, pero en los periodos complementarios no genera. Ejemplo de ello, puede verse en la Figura 14, en la cual se muestra la generación solar del día 27.07.2024²⁶.

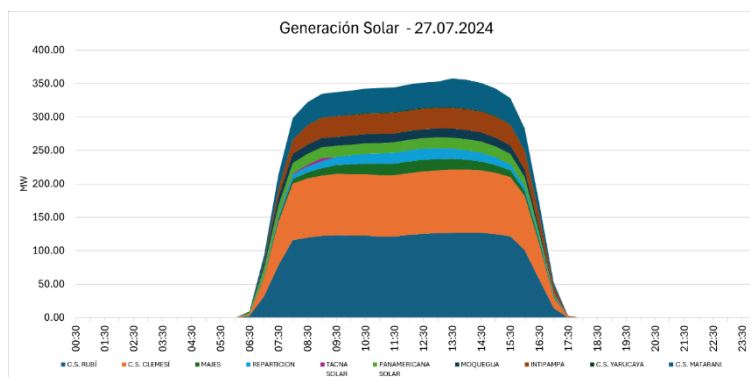


Figura 14. Generación solar del 27.07.2024

Para abordar lo último, el COES dimensiona actualmente la RRSF para distintos bloques de demanda característicos. Sin embargo, hay que advertir que ello puede derivar en problemas de subdimensionamiento en algunos periodos y sobredimensionamiento en otros. Sin embargo, el criterio usado es funcional y flexible, toda vez que el PR-22 da la libertad al cálculo de la RRSF en bloques horarios o subdivisiones menores. Sin embargo, si a lo anterior le sumamos el hecho de que la metodología propuesta aborda el tema de las variaciones entre periodos, la necesidad de dimensionar la RRSF de manera más granular cobra más relevancia. En ese orden de ideas, la propuesta es ser lo más granular posible, siempre que sea coherente con el periodo de asignación de RRSF, el cual como se ha expone en el numeral 2.2.4 del presente informe, se propone que sea de 1 hora. Por lo tanto, se propone que la granularidad del dimensionamiento de la RRSF sea horaria.

A razón de lo anterior, si bien se ha demostrado que los datos se ajustan muy bien a una FDPN, con el paso del tiempo no se puede garantizar siempre ello, toda vez que el grado de aleatoriedad puede cambiar. Entonces, se propone que al menos durante la elaboración del Estudio Anual de Regulación Secundaria, el COES proceda con la revisión de la función de densidad de probabilidad vigente y verifique su idoneidad, y de ser necesario proponga una mejor representación de la aleatoriedad de la información para su análisis, el cual puede ir a otros ajustes paramétricos o en su defecto ajustes no paramétricos y/o uso de otros métodos usados para el procesamiento de información, tales como los percentiles y/o cuartiles. Asimismo, al menos durante la elaboración del Estudio, el COES revisará si se requieren modificaciones y/o inclusiones de nuevos factores de influencia que

²⁶ Información obtenida del Informe de Evaluación de la Operación Diaria (IEOD) del 27.07.2024, disponible en el Portal Web del COES.

representen un efecto importante en las variaciones inter-horarias y que pueda comprometer la seguridad del SEIN; además que, podría revisar la modificación de algún parámetro para su uso el año próximo siempre que se cumpla como mínimo los requerimientos propuestos. En ese orden de ideas, se propone la inclusión del ítem i) en el Anexo V del PR-22:

“i. Análisis de los parámetros y consideraciones técnicos usada 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.

Un tema adicional para precisar es que, si bien la metodología propuesta es metodológicamente correcta; se considera importante implementarle un criterio determinístico que salvaguarde valores mínimos de seguridad para el SEIN. Por tanto, se propone la inclusión de una RRSF mínima, como valor mínimo posible de la RRSF. Este concepto de la RRSF mínima se expondrá a detalle en el numeral 2.2.7 del presente informe.

A efectos de lograr un mayor entendimiento de todo lo expuesto, en el Anexo 1 del presente informe se presenta una guía práctica más detallada y ordenada de toda la metodología propuesta.

2.2.2 Sobre la asignación de los pagos mensuales por el servicio de RSF

De acuerdo con el numeral 2.1.2, se propone que los costos incurridos por la provisión de la RRSF deben ser pagados por los Participantes que generan la necesidad de la RRSF para el SEIN. Es decir, se sigue el “principio de la causalidad”: paga quien que origina el requerimiento. En ese orden de ideas, teniendo en cuenta que la metodología propuesta para el dimensionamiento de la RRSF tendrá como eje el uso de los desvíos de pronóstico de la generación RER y la demanda, entonces se propone que los pagos por el servicio de la RRSF sean asumidos por sus Participantes generadores RER y Participantes suministradores de las demandas respectivamente, en función a dichos desvíos. Esto motivará a que los Participantes generadores RER y Participantes suministradores tengan los incentivos para la mejora de sus pronósticos tanto de su generación RER como de sus clientes.

Sin embargo, teniendo en consideración que la gestión de los consumos por parte de sus Participantes suministradores puede ser complejo y costoso (implementación de “test forecasting”) sobre todo en los consumos más pequeños; se propone que la fracción del monto de liquidación total por RRSF correspondiente a los desvíos de demanda sean asignados a todos los Participantes suministradores en función a sus Retiros.

Por otro lado, para cerrar de manera correcta el círculo de incentivos, se debe permitir al Participante generador RER enviar sus mejores pronósticos, porque sobre

este se realizará el cálculo de los desvíos para la correspondiente asignación de pagos. Tener en cuenta que el COES mantendrá su metodología de pronóstico de generación RER de acuerdo con los procedimientos técnicos respectivos.

Todo lo anterior, se operativizará de la siguiente manera:

- El monto total de liquidación mensual por pagos por RRSF se segmentará en dos montos: (i) liquidación por la desviación RER (ii) liquidación por la demanda.
- El primer monto de liquidación será asignado en prorrata al valor obtenido de la suma de los errores de pronóstico absolutos obtenidos cada 15 minutos de lo ejecutado menos lo programado:
 - o Respecto a lo programado:
 - Lo enviado por la generación RER para los PDO/RDO.
 - o Respecto a lo ejecutado:
 - Inyección a nivel de bornes de generación, para la generación RER.
- El segundo monto de liquidación será asignado a todos los Participantes en función a sus Retiros.

2.2.3 Sobre el cálculo actual del Costo de Oportunidad

A fin de abordar la problemática descrita en el numeral 2.1.3 que se encuentra en el actual PR-22, se proponen las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Eliminar el Costo de Oportunidad y mantener un Precio Límite de la Oferta

La presente alternativa ratifica la eliminación del término de liquidación del Costo de Oportunidad, tal como lo propone la alternativa anterior. El sustento ya se ha expuesto en la alternativa anterior y en el numeral 2.1.3 del presente Informe.

Sin embargo, en esta alternativa propone mantener el Precio Límite de Oferta, toda vez que este nuevo Mercado de RSF (por la eliminación del CO) se irá asentado aún y por tanto requiere cierto nivel de maduración hasta el punto de que los Participantes lo conozcan mejor, y logren ofertas que internalicen correctamente sus oportunidades perdidas para que tiendan a precios de RRSF eficientes, que es el objetivo final en un mercado libre de competencia. Mientras ocurre lo anterior, podría ser necesario mantener un precio máximo en el MA.

Hay que adicionar que la finalidad de mantener un precio máximo en el MA no busca limitar la libre competencia, sino mantener alguna alternativa a efectos de evitar algún posible abuso de posición de dominio y/o poder de mercado de los Participantes, lo cual se manifiesta principalmente con precios muy excesivos durante tiempos prolongados. Lo anterior se refuerza por el hecho de que los mercados eléctricos mundiales, inclusive los más liberalizados, siempre disponen de mecanismos para mitigar el poder de mercado. Al respecto, existen distintos

mecanismos para mitigar el poder de mercado, desde los que imponen precios máximos hasta lo que llegan a reemplazar los precios ofertados por nuevos valores, en caso el operador de mercado detecte que un competidor hace uso de su poder de mercado (haciendo uso de algún test, p.e: índice residual pivotal). Para esta propuesta de modificación del PR-22, se considera que el mecanismo de precios máximos, tal como se encuentra actualmente, es una alternativa transparente y simple en su aplicación, por lo que se sugiere mantenerlo. Sin embargo, tal como se expuso en el numeral 3.1 del presente informe y teniendo en cuenta que se propone la eliminación del CO, mantener la metodología actual de cálculo del precio máximo del MA haría inviables la oferta de RRSF, toda vez que la metodología actual entrega un valor muy pequeño pues este no internaliza el actual CO, así las URSs no tendrían los incentivos suficientes para ofertar RRSF.

En línea a lo anterior, se espera entonces que en una etapa próxima de modificación del PR-22, con el nuevo Mercado de RSF a un cierto nivel de madurez, probablemente se proponga eliminar el Precio Límite de Oferta, siempre teniendo en cuenta que deberá complementarse con algún test de competencia a efectos del correcto monitoreo del mercado; además que debería tener algunas medidas de limitación de precios de despeje en caso no se esté logrando la competencia en los términos deseados. Lo último es común en mercados de libre competencia donde se tranzan bienes públicos, como es el caso del bien electricidad.

A manera de resumir todo lo anterior, en esta primera etapa de modificación del PR-22 se busca que el nuevo precio máximo del MA no limite la competencia por la provisión de RRSF; por el contrario, que la incentive. Por lo tanto, dicho precio máximo debería ser un valor considerable de modo que los Agentes no se vean limitados en ningún momento, y puedan ofertar precios en la cual puedan internalizar la oportunidad perdida en escenarios muy críticos para la provisión de RRSF, tales como la situación cuando el mercado de energía se vuelve muy atractivo (CMgCP muy altos). Entonces, dicho precio máximo del MA deberá representar el costo de oportunidad máxima esperado, pero calculada en un escenario muy crítico para la provisión de RRSF (CMgCP altos). Ahora, en línea con lo que se ha venido señalando a lo largo del presente Informe, respecto al hecho de que estimar la oportunidad perdida para cada URS es una tarea compleja y requiere realizar varias consideraciones; es imperante que el cálculo sea considerando el caso más crítico (cuando el CMgCP sea fijado por la central con costo incremental más alto), y asociado inclusive a un factor de incentivo (valor mayor a 1). El factor de incentivo tiene el objetivo de romper la brecha de indiferencia de la URS entre las opciones disponibles de la central respecto a ofertar una magnitud RRSF o preferir disponerla para el mercado de energía.

Debido a todo lo anterior, se detallan a continuación los principios conceptuales para el cálculo del Precio Límite de Oferta:

- El Precio Límite de la Oferta se obtendrá del cálculo del costo de oportunidad máximo esperado, afectado luego por un factor de incentivo igual a 2. Dicho

factor se revisará semanalmente, con opción de actualización de acuerdo con la evolución del mercado de provisión de RRSF.

- Dicho costo de oportunidad máximo esperado, será determinado en base al CMgCP máximo esperado del PDO de entre las barras de transferencia de las URS.
- Para operativizar todo lo anterior, el COES calculará en las instancias del PDO, dicho precio máximo del MA,
- El Precio Límite de la Oferta será dado en S/MW – hora.

El factor de incentivo de 2 se justifica mediante un análisis del historial de ofertas del Mercado de Ajuste (MA) registradas entre enero y noviembre de 2024, considerando el Costo de Oportunidad unitario liquidado internalizado comparado con los precios límite del MA calculados según la metodología establecida por el COES. Dicho análisis, basado en la curva de duración, revela que más del 90% de las ofertas tanto para el Mercado de Ajuste a Subir como a Bajar son menores al Precio Límite del MA.

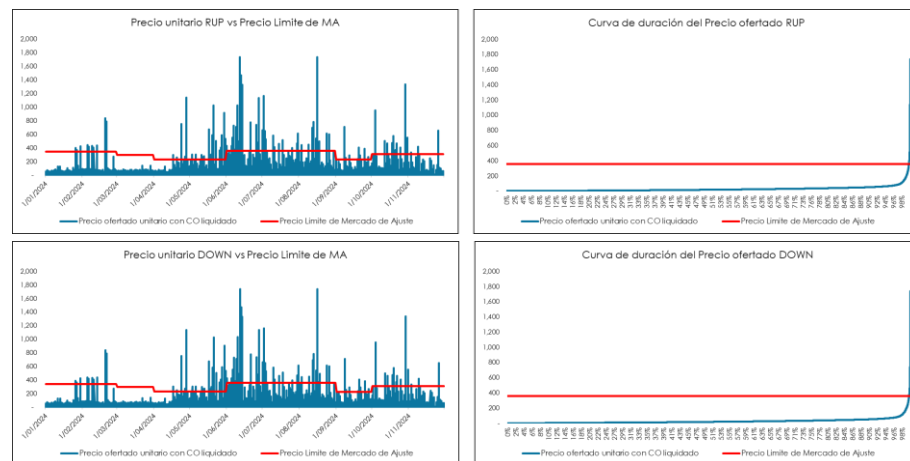


Figura 15. Históric de Precios ofertados en el Mercado de Ajuste con el Costo de Oportunidad Unitario internalizado vs el Precio Límite del MA

Es importante señalar que dicho valor del factor de incentivo es un valor de arranque a este Mercado de Ajuste reformado, pero que a medida que evolucione se irá actualizando en función a la evolución de la competencia y la respuesta de los Agentes proveedores de RSF.

Ahora, vale decir que en la Operación en Tiempo Real pueden presentarse situaciones excepcionales en las cuales el CMgCP puedan alcanzar valores que superen el Precio Límite del Mercado de Ajuste debido fundamentalmente a situaciones imprevistas. Dichas situaciones imprevistas gatillarían un nuevo RDO, el

cual tomaría 4 horas²⁷ según lo estipulado en el PR-06. Sin embargo, podrían presentarse situaciones que por motivos exógenos el RDO demore más de 4 horas. Entonces, en razón a esos casos exógenos, se propone que a partir de la hora inmediata siguiente se compense a las URS asignadas resultados del despacho conjunto, en los periodos horarios que el CMgCP fue mayor al Precio Máximo del MA. La compensación se realizará a la magnitud de energía de RRSF no usada efectivamente durante la prestación del servicio de RSF, valorada a la diferencia entre el CMgCP promedio horario de cada URS asignada y el Precio del MA.

Finalmente, a efectos de brindar mayor transparencia, claridad y predictibilidad para los Participantes proveedores de RRSF, se propone que la metodología de cálculo del Precio Limite de Oferta se incorpore en un nuevo anexo del PR-22 a efectos de que recoja los principios conceptuales expuestos.

Alternativa 2: Eliminación del término de liquidación del Costo de Oportunidad y eliminación del Precio Límite de Oferta

De lo expuesto en el numeral 2.1.1, referido al cálculo del CO; se evidencia que el problema subyace en que la forma en que se determina el CO no está logrando su objetivo en el caso de las centrales termoeléctricas con gas natural; y por el otro lado, estaría generando sobre incentivos en el caso de las centrales hidroeléctricas con embalse para la provisión de RSF.

Luego, teniendo en cuenta que el cálculo correcto del CO se convierte en una tarea cada vez más compleja por la asimetría de la información, y evidentemente el COES al intentar estimarlo, puede errar, toda vez que no dispone de toda la información completa y real de cada Participante, se propone la eliminación del término de liquidación del Costo de Oportunidad como tal, pero será necesario que este Costo de Oportunidad sea internalizado en otra componente de la Liquidación, aspecto que se describe más adelante.

Por lo tanto, la fórmula de la liquidación de una URS calificada, por efecto de la provisión de RSF estaría dado por:

$$LIQ_u = \cancel{CO_u} + AR_u + CA_u - PRNS_u$$

Donde:

AR : Asignación de Reserva

CA : Compensación por Costos Operativos adicionales producidos por el cumplimiento del servicio de RSF

PRNS : Pagos por Reserva No Suministrada

Entonces, el término de liquidación: "Asignación de Reserva (AR)" deberá ser un precio que internalice el costo real de la URS por brindar RSF y contendría el costo de oportunidad por reservar una capacidad que le impide vender más energía en el

²⁷ Incluye el tiempo de tolerancia para la activación de las causales para un nuevo RDO, y el tiempo para la elaboración de dicho RDO.

mercado de energía activa. La determinación de dicha internalización la debe realizar el propio Participante en su Precio de Oferta. Es importante ratificar que es el Participante quién conoce más sobre sus beneficios y perjuicios netos reales.

Ahora, es lógico y correcto que la materialización de esta propuesta devendrá en que los precios ofertados por AR se incrementen respecto a las actuales ofertas de precios de AR, toda vez que deberían internalizar la oportunidad perdida por brindar RRSF. Asimismo, los precios de AR que se oferten diariamente pueden variar de acuerdo con las condiciones operativas esperadas ya que las pérdidas esperadas también serán variables. En términos sencillos, no es lo mismo perder la oportunidad de vender energía en escenarios en el cual una central termoeléctrica operando diésel fije el CMgCP, respecto al escenario en que una central termoeléctrica con gas natural fije el CMgCP. Lo anterior, sumado al hecho de que esta simplificación en el MA se irá asentando, y que los Participantes a medida que vayan conociéndolo mejorarán sus estrategias para internalizar correctamente sus oportunidades perdidas y sus riesgos esperados, a efectos de ser eficientes y poder ser despachados, propiciarán la competencia diaria, lo que cual devendría en la formación de un precio de despeje natural del MA. Entonces, no se sugiere tener un Precio Limite de Oferta; por lo tanto, se propone eliminarlo.

Lo último se ve reforzado con el hecho de que no es sencillo o fácil definir un Precio Limite de Oferta, toda vez que depende de condiciones operativas esperadas que podrían variar diariamente; además que dicho precio máximo del MA implicaría que el COES, de alguna manera, estime un costo de oportunidad, que como ya hemos expuesto en numerales anteriores, es algo complejo para el COES toda vez que el Participantes puede valorar mejor su pérdida de costo de oportunidad. Por lo expuesto, fijar un Precio Limite de Oferta, podría ser más una injerencia negativa en vez de aportar a la competencia en el MA ya que, de darse ofertas altas, las mismas incentivarán a los demás competidores a participar en este MA, ya sea con sus unidades habilitadas o habilitando nuevas unidades.

Finalmente, una ventaja adicional de esta alternativa es la de permitir que se valore correctamente la pérdida del Costo de Oportunidad²⁸ en el modelo de optimización y sea tomada en cuenta cuando se hace la asignación conjunta del despacho y reserva, reduciendo de este modo los “pagos laterales”.

Elección de la Alternativa

La segunda alternativa sugiere un mercado de competencia más puro, en el sentido de que el precio de despeje se define por la propia competencia. Sin embargo, teniendo en cuenta que el nuevo Mercado de Ajuste irá madurando y que se desea tener, al menos en esta primera etapa, una posibilidad de limitar el MA

²⁸ En la actualidad esto no es cierto ya que, por ejemplo, las centrales hidráulicas declaran como “cero” su oferta, pero una vez elaborado el despacho y obtenido el costo marginal y el de operación, recién se determina el costo de oportunidad. Es decir, el modelo puede tomar en cuenta este pago que se debe realizar, que, de haberse sabido de antemano, pudo cambiar la asignación de la RSF a otra, e conómicamente más eficiente.

cuando considere que no se está logrando la competencia deseada, se sugiere mantener el cálculo del Precio Límite de la Oferta.

En esa línea, se propone la primera alternativa. Tener en cuenta que esta alternativa calcula un precio máximo del MA en un escenario muy crítico, e inclusive está afectado con un factor de incentivo mayor a 1; por ello, se espera que, en condiciones normales, el precio de despeje del MA esté muy por debajo del Precio Límite de la Oferta, y en condiciones críticas, aún existan Ofertas de RRSF.

Para ejemplificar lo último, se considera dos casos:

Un primer caso, en el cual todos los precios ofertados de las URS en el Mercado de Ajuste sean igual Precio Límite²⁹. Se nota que con respecto al esquema actual hay una mayor liquidez tanto para Avenida como para Estiaje en el Mercado de Ajuste.

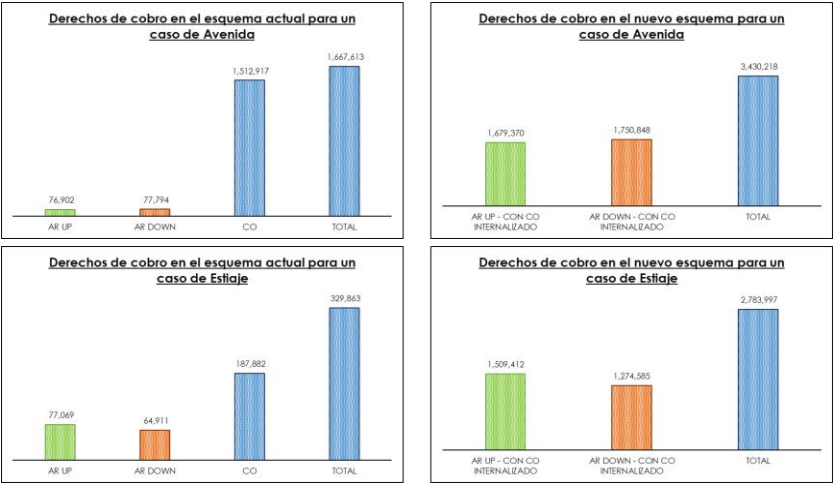


Figura 16. Comparación por concepto de los derechos de cobro para las URS en el esquema actual y el nuevo esquema cuando los agentes ofertan Precio Límite

Tabla 10. Resumen de los derechos de cobro en el Mercado de Ajuste

Casos	Esquema Actual	Nuevo Esquema	Diferencia
Avenida	1,667,613	3,430,218	1,762,605
Estiaje	329,863	2,783,997	2,454,134

Un segundo caso, en el cual los agentes oferten los Precios Limites de Oferta del Mercado de Ajuste en algunas etapas, y un precio diferente en otras. Se nota también que existe de igual forma una gran liquidez en el nuevo esquema.

²⁹ Se ha calculado dicho Precio Límite, teniendo en cuenta Costos de Oportunidad históricos.

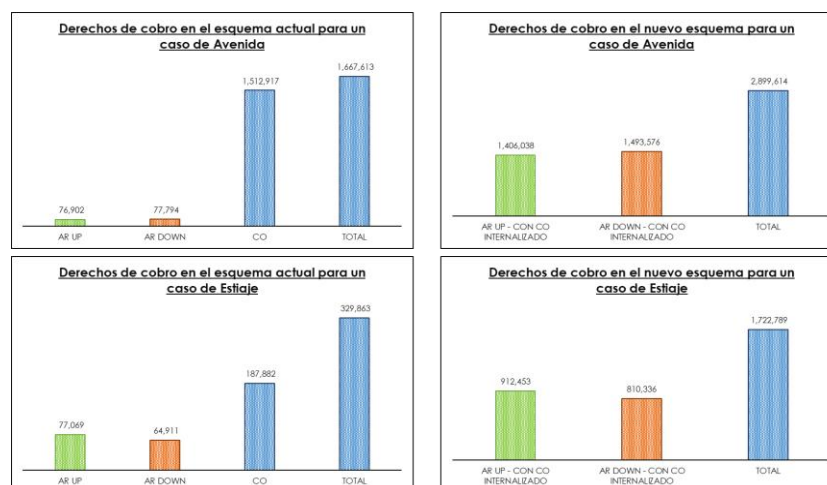


Figura 17. Comparación por concepto de los derechos de cobro para las URS en el esquema actual y el nuevo esquema cuando algunos agentes ofertan Precio Límite y otros un precio diferente

Tabla II. Resumen de los derechos de cobro en el Mercado de Ajuste

Casos	Esquema Actual	Nuevo Esquema	Diferencia
Avenida	1,667,613	2,899,614	1,232,001
Estiaje	329,863	1,722,789	1,392,926

Por lo tanto, se puede notar que el nuevo esquema respecto al esquema actual presenta más liquidez económica, que derivará en un mercado más atractivo; y por ende, competitivo.

Hay que tener en cuenta que los casos descritos son escenario esperados durante el arranque de estos mercados; pero que luego, producto de la misma competencia, las ofertas deben ir reduciéndose.

2.2.4 Sobre la adjudicación de RRSF por Provisión Base³⁰

A fin de abordar la problemática descrita en el numeral 2.1.4 que se encuentra en el actual PR-22, se proponen las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Reforma del mecanismo de adjudicación por PB, a uno de compromisos puramente financieros

Es importante señalar la necesidad de disponer el producto RRSF en horizontes mayores al MA. En esa línea, se considera necesario mantener el esquema de la Provisión Base en los extremos de garantizar compromisos de mediano plazo de RRSF para el SEIN y manteniendo los mismos mecanismos de pago vigentes: “pay as bid” y “take or pay”. Sin embargo, en línea a la problemática descrita en 2.1.4 referido a la manera cómo las URS por Provisión Base pactan sus compromisos de RRSF y el

³⁰ A efectos de evitar confusiones, a lo largo del presente informe se le tratará como “Mercado de Provisión Base”; sin embargo, se debe precisar que una de las propuestas del presente informe es modificar la denominación a “Mercado de Cobertura”.

tratamiento de dichos compromisos en el Mercado de Ajuste; además, teniendo en cuenta la propuesta de la eliminación del CO y la propuesta metodológica para el cálculo del Precio Límite de la Oferta (descrita en el numeral 2.1.3), se ve la necesidad de reformar el mecanismo de la PB. Hay que advertir que el mantener el *statu quo*, devendría que las URS por PB perciban remuneraciones altas por su RRSF adjudicada de manera continua (inclusive, sin haber operado).

En ese orden de ideas, la propuesta es que la RRSF comprometida por PB sea un compromiso de RRSF de las URS con el COES, de manera puramente financiera; lo que implica que dicha RRSF no será respaldada por compromiso físico; es decir, las URS por PB no garantizarán la existencia de una Unidad de Generación³¹ que provee dicha RRSF. Entonces, de manera similar a un *PPA*³² de energía y su implicancia en el Mercado de Corto Plazo; el acuerdo por PB sería celebrado entre el COES (toma la figura del cliente) y la URS por PB (toma la figura del suministrador), por una determinada magnitud de RRSF a un determinado precio. Luego, el COES se compromete a pagar el precio adjudicado a la URS por PB de la RRSF (mecanismo “*pay as bid*”) en todo momento (mecanismo “*take or pay*”); y dicha URS a su vez compraría dicha RRSF al Mercado de Ajuste.

En ese orden de ideas, el MA y la PB se desligarían, en el sentido de que las URS por PB no entrarían a la competencia en el MA; sin embargo, eso no quita la opción de que dichas URS pueden ofertar al MA de manera libre, sin limitación alguna y sujetándose a las reglas del MA, lo cual implica también la obligación de declarar ante el COES su precio a ser considerado para su oferta por defecto. Esta posibilidad podría cubrir algunos riesgos de las URS por PB, en situaciones de precios de compra altos en el MA; y/o generar ingresos adicionales a dicha URS. A manera de resumen, se expone la Figura 18.

³¹ En la propuesta de modificación del “Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC” incluida en el presente documento se explica el motivo del reemplazo de la definición de Unidad de Generación por Grupo para RSF. Sin embargo, para evitar posibles confusiones se ha mantenido la definición anterior: Unidad de Generación.

³² *Power purchase agreement*: Se definen como los contratos bilaterales de un suministrador y su cliente por determinados compromisos de energía regidos por un precio pactado. Por lo general, son compromisos de largo y/o mediano plazo, durante el cual, el cliente pagaría el precio fijado al suministrador; mientras que éste se comprometería a cubrir dicha energía, a través de sus Retiros en el Mercado de Corto Plazo.

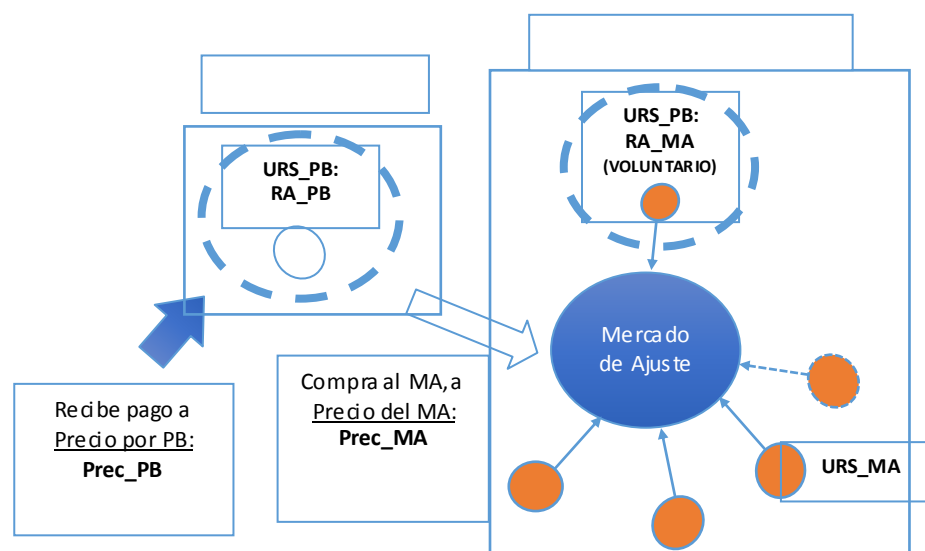


Figura 18. Esquema propuesto de las liquidaciones de RRSF por PB – Alt 1

Teniendo como referencia la figura anterior; a continuación, se resume los ingresos que tendría la URS:

- Ingresos netos de la URS en Mercado de PB: $RA_PB * Prec_PB - RA_PB * Prec_MA$
- Ingresos netos de la URS en Mercado de Ajuste (OPCIONAL): $RA_MA * Prec_MA$
- Ingresos totales URS por PB:

$$RA_PB * Prec_PB - RA_PB * Prec_MA + RA_MA * Prec_MA$$

Donde:

RA_PB y $Prec_PB$: Reserva asignada y el precio resultante de la adjudicación, por PB

RA_MA y $Prec_MA$: Reserva asignada en el MA y el precio resultante del MA

Como se ha indicado, este mecanismo propuesto para la adjudicación por PB es puramente financiero por lo que las URS buscarán un “buen precio”, que pueda cubrir al menos las volatilidades propias del Mercado de Ajuste, sus costos propios por la provisión del servicio y otros riesgos que considere³³. En ese orden de ideas, la URS, en función a sus beneficios, también podrá ofertar o no en el MA. Entonces, como no establece algún tipo de compromiso físico por parte de las URS, no cabría forma de asignar algún tipo de penalidad por indisponibilidad (toda vez que la única oferta expresa se daría en el MA y esta es voluntaria), o algún tipo de exigencia adicional cuando la oferta total (de todas las URS existentes) para proveer RRSF sea insuficiente para poder cubrir RRSF total.

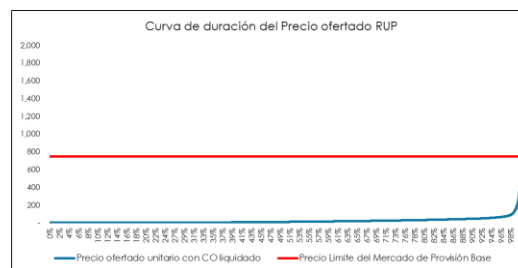
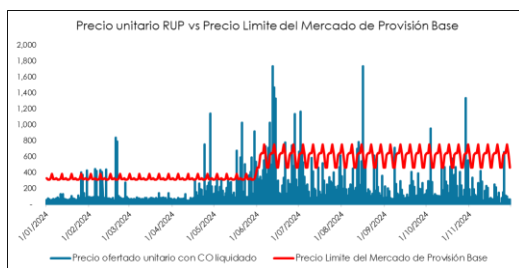
³³ Según la literatura (“Ancillary Services Acquisition Model: Considering market interactions in policy design”, S. Glismann - 2021) y las experiencias, estos precios de mediano/largo plazo también está asociados a un *markup* expreso adicional, que sería una ganancia adicional luego de cubrir todos sus costos previstos y sus riesgos valorados; y a una valoración de sus costos de oportunidad.

Ahora, se propone que las adjudicaciones por PB se realicen al menos por 7 días continuos; sin embargo, se debe mantener la libertad al COES de que indique el periodo exacto de adjudicación cuando verifique la necesidad de este. Asimismo, es importante que exista una etapa de observaciones por parte del Agente que debe materializarse a través del envío de un cronograma de adjudicación por parte del COES cuando prevea dicha adjudicación, el cual deberá indicar mínimamente lo siguiente:

- Fecha y hora límite de envío de Ofertas.
- Fecha y hora límite de envío de resultados de la Adjudicación.
- Fecha y hora límite de recepción de observación por parte de los Participantes.
- 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 apelables.

Respecto a mantener la forma de mitigar un potencial poder de mercado como se ha propuesto para el MA, se propone que el precio por PB no debe superar en ningún momento un Precio Máximo por PB, que será calculado previo a la adjudicación por PB, pero el valor será también publicado luego de la adjudicación. Dicho precio máximo se calculará como el máximo CMgCP esperado por cada día de entre las barras de transferencia de las URS, afectado por un factor de incentivo de 3. Dicho factor se revisará previo a cada periodo de adjudicación, con opción de actualización de acuerdo con la evolución del mecanismo.

El factor de incentivo de 3 se justifica mediante un análisis del historial de ofertas del Mercado de Ajuste registradas entre enero y noviembre de 2024, considerando el Costo de Oportunidad unitario liquidado internalizado en comparación con los precios límite del Mercado de Provisión Base calculados según la metodología establecida por el COES. Dicho análisis, basado en la curva de duración, revela que más del 90% de las ofertas tanto para el Mercado de Ajuste a Subir como a Bajar son menores al Precio Limite del Mercado de Provisión Base.



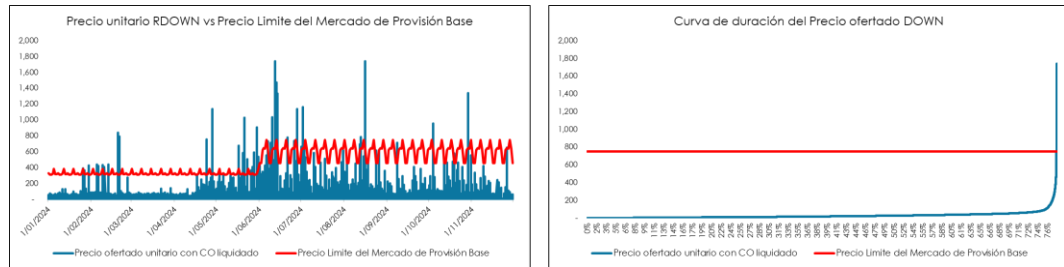


Figura 19. Histórico de Precios ofertados en el Mercado de Ajuste con el Costo de Oportunidad Unitario internalizado MA vs el Precio Limite del Mercado de Provisión Base

Es importante señalar que dicho valor del factor de incentivo es un valor de arranque a este Mercado de Ajuste reformado, pero que a medida que evolucione se irá actualizando en función a la evolución de la competencia y la respuesta de los Agentes proveedores de RSF.

Finalmente, respecto a la metodología para la adjudicación, se propone mejorarla a través del uso de un modelo de optimización entre las cantidades ofertadas a la PB que logre minimizar la suma de los costos por reservas durante todo el periodo de adjudicación. Dicho modelo se compone de una función objetivo que busca minimizar el costo total por adquirir los compromisos de RRSF durante todo el periodo de adjudicación:

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

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

Lo anterior se complementa con restricciones lineales de valores máximos y mínimos de RRSF. Como se puede notar, el uso de un problema de optimización clarifica, ordena y brinda eficiencia al mecanismo de adjudicación.

Alternativa 2: Reforma del mecanismo de adjudicación por PB, a uno de compromisos físicos - financieros

Esta alternativa es una extensión a la alternativa 1. Parte del mismo esquema, pero incluye adicionalmente compromisos físicos asociados a la RRSF; es decir, las URS adjudicadas por PB deberán garantizar sus ofertas de RRSF con sus respectivas Unidades de Generación.

Entonces, la URS deberán ofertar obligatoriamente al Mercado de Ajuste con un precio que no debe superar el precio adjudicado durante la adjudicación por PB, y una cantidad mínima igual a la adjudicada por la PB. Vale decir que, para el MA, opcionalmente la URS puede ofertar una magnitud de RRSF adicional a la adjudicada a la PB, la cual se someterá a las reglas convencionales del MA. En esa línea, también hay que precisar que, en caso de insuficiencia de Ofertas en el MA, las URS por PB también deberán responder físicamente ante estas situaciones, de acuerdo con el mecanismo dispuesto en el numeral 9.3 del PR-22 vigente.

Finalmente, debido a que esta alternativa exige compromisos físicos de la URS, es necesario establecer un mecanismo disuasivo para el cumplimiento de ello. Por tanto, se propone que en caso las URS por PB estén indisponibles se le aplicará una penalidad por la magnitud de RRSF indisponible (para bajar y/o subir). La penalidad se aplicará sobre la magnitud adjudicada indisponible (parcial o total) para brindar RRSF, y será valorado de una manera disuasiva para que las URS tengan el incentivo de cumplir en todo momento sus compromisos. En ese orden de ideas, el precio de la penalidad debe ser al menos el valor de los Precios Límites del MA, Precio Límite de la PB y los CMgCP, y luego afectado por un factor de disuasión mayor a 1.

Por tanto, el pago por reserva no disponible debe quedar así en el PR-22:

"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:

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

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

Donde:

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

- $CMgCP_{ut}$

: $CMgCP$ 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”

A manera de resumir lo explicado, se presenta la alternativa 2 en la Figura 20.

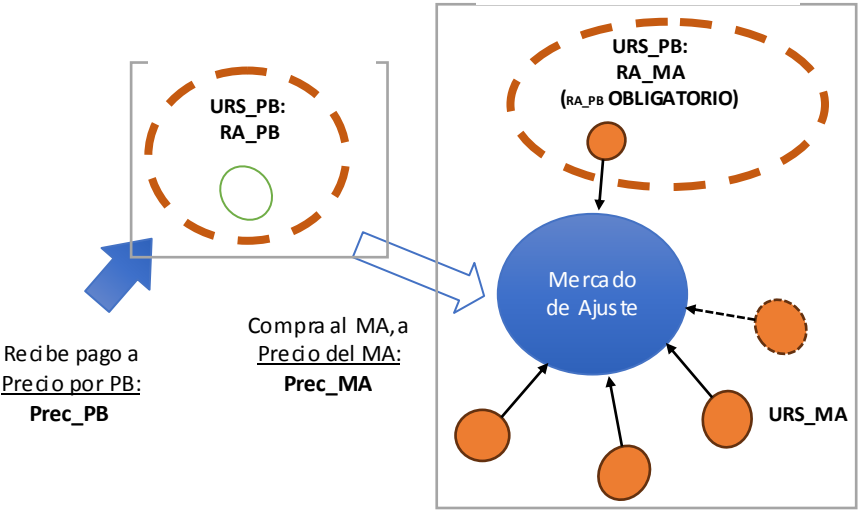


Figura 20. Esquema propuesto de las liquidaciones de RRSF por PB – Alt 2

Teniendo como referencia la figura anterior; a continuación, resumimos los ingresos que tendría la URS:

- Ingresos netos de la URS en Mercado de PB: $RA_PB * Prec_PB - RA_PB * Prec_MA$
- Ingresos netos de la URS en Mercado de Ajuste (RA_PB OBLIGATORIO): $RA_MA * Prec_MA - PRNDi * (\% RA_PB)$
- Ingresos totales URS por PB:

$RA_PB * Prec_PB - RA_PB * Prec_MA + RA_MA * Prec_MA - PRNDi * (\% RA_PB)$

Donde:

- RA_PB y $Prec_PB$

: Reserva asignada y el precio resultante de la adjudicación, por PB
- RA_MA y $Prec_MA$

: Reserva asignada total en el MA y el precio resultante del MA
- $PRNDi * (\% RA_PB)$

: Solo se activará por el % indisponible de la RA_PB

Selección de la Alternativa

Primero, se reitera la maduración del MA ya explicado en distintos ítems del presente informe; sin embargo, se precisa también la importancia de mantener el mecanismo de adjudicación de RRSF mediante la PB, toda vez que es importante mantener compromisos de mediano/largo plazo de RRSF que complementen al MA.

Ahora, teniendo en cuenta que es una reforma importante del mecanismo de PB respecto al mecanismo vigente, se considera que en esta primera etapa de implementación se mantenga aún los compromisos físicos de las URS por la provisión de RRSF, y no dejarlo todo a un compromiso puramente financiero que debería ser el siguiente paso, cuando el mecanismo de PB madure más. Los compromisos físicos brindan garantías de RRSF física al SEIN en escenario normal y en eventuales escenarios de insuficiencia de Oferta.

En ese orden de ideas, se propone optar por la alternativa 2.

Teniendo en consideración lo último, se analizaron 2 casos: avenida y estiaje, en los cuales la magnitud de reserva total a adjudicar para la RRSF hacia arriba (*up*) y hacia abajo (*down*) fue la Reserva Mínima³⁴, y los precios ofertados fueron los precios límites del Mercado de Provisión Base, los cuales a su vez fueron calculados con simulaciones de 2 casos semanales. Usando el modelo de optimización propuesto para la adjudicación, se obtuvieron los siguientes valores:

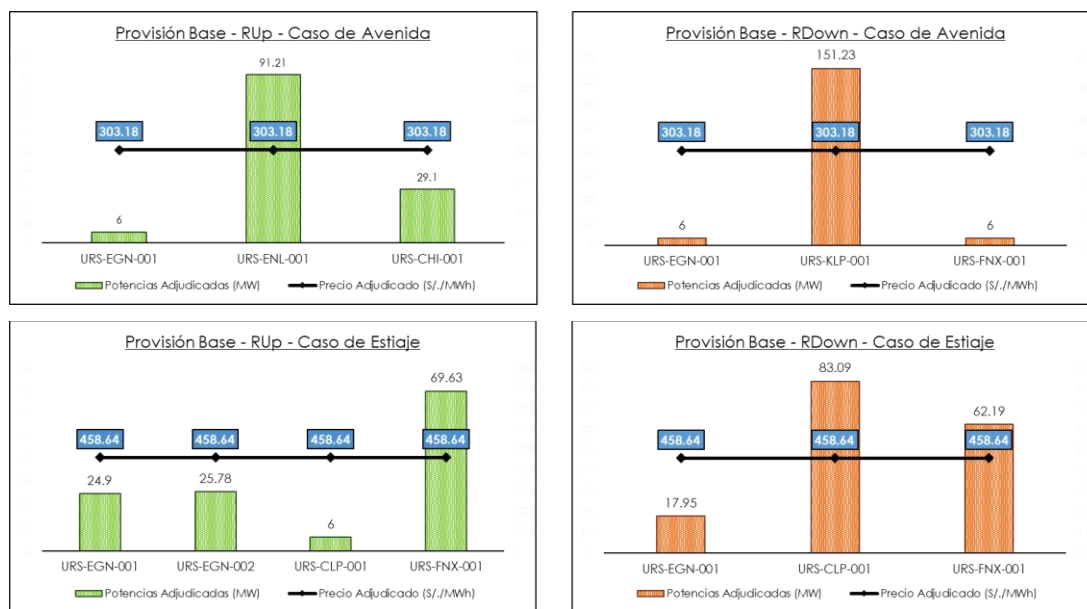


Figura 21. Potencias adjudicadas en el Mercado de Provisión Base para un caso diario de Avenida y Estiaje

Luego, dichas potencias adjudicadas se pusieron a competir dentro del Mercado de Ajuste con sus precios ofertados, con lo cual se obtuvo los siguientes derechos de

³⁴ Se estimó una RRSF Mínima, en base a un histórico de los factores de utilización α y β .

cobro obtenidos en el Mercado de Ajuste y Mercado de Provisión Base para las siguientes URS.

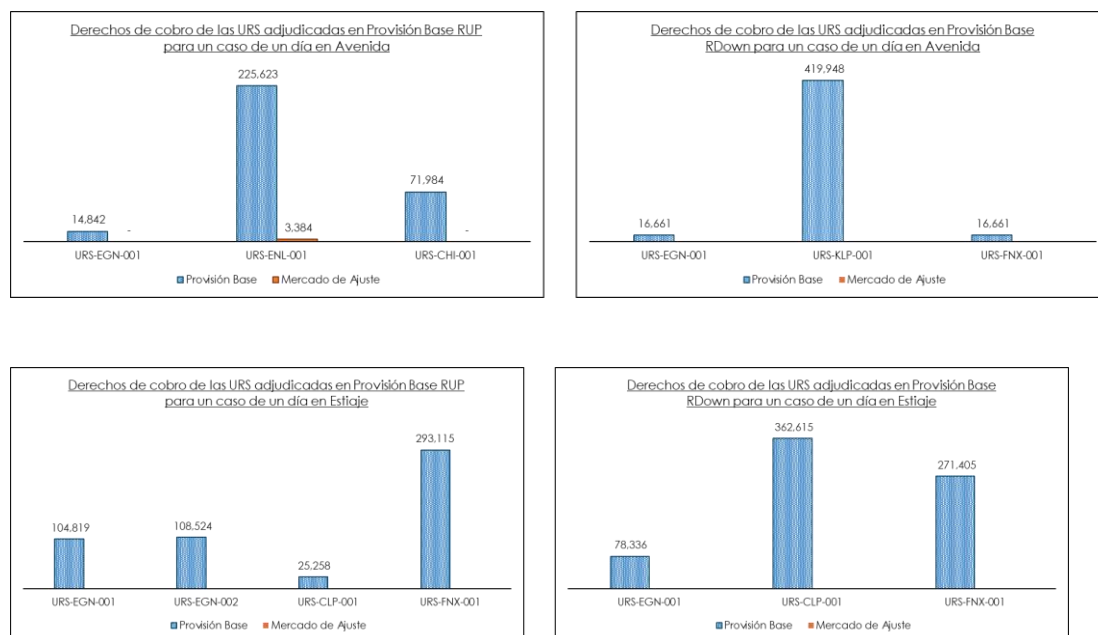


Figura 22. Derechos de cobro de las URS por Asignación de Reserva y Reserva Adjudicada

Como se puede notar, sólo la URS-ENL-001 adquirió una reserva asignada en el Mercado de Ajuste (esto debido a que los precios de las URS adjudicadas en la Provisión Base es mayor a los precios del Mercado de Ajuste), mientras que el resto de las URS tuvo que comprar reserva en el Mercado de Ajuste por sus cantidades comprometidas en el Mercado de Provisión Base. Hay que tener en cuenta también que, debido a la diferencia de precios de la PB y el MA, para todos los casos las URS obtienen un margen positivo total (PB + MA) de ingresos.

Hay que tener en cuenta que, el hecho de que todos oferten al Precio Límite es un escenario que se espera en el arranque de estos mercados; pero que luego, producto de la misma competencia las ofertas deben ir reduciéndose.

Finalmente, teniendo en cuenta que el esquema de Provisión Base se está modificando conceptualmente, se propone modificar su nominación a uno más alineado al propuesto. En esa línea, se propone modificar de "Mercado de Provisión Base" a "Mercado de Cobertura".

2.2.5 Sobre el uso de nuevas tecnologías para la provisión de RRSF

A fin de abordar la problemática descrita en el numeral 2.1.5, se propone incorporar nuevas alternativas para brindar el servicio de RSF.

En esa línea, la propuesta consiste en permitir que un equipo que no sea necesariamente una Unidad de Generación ³⁵(ejemplo: una BESS), pueda brindar el servicio de RSF.

Cabe señalar que la propuesta considera que, de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.1.1 de la NTCOTR, los Servicios Complementarios son suministrados por los Integrantes del Sistema y, respecto a la RSF en particular, conforme al numeral 27 del Anexo I de la NTCOTR, por una unidad de generación. Es decir, de acuerdo con lo establecido en la NTCOTR, se desprende que sería posible que equipos como las BESS en mención brinde el servicio por sí solo, en tanto no tienen la condición de unidad de generación.

Por lo indicado, la presente propuesta parte de la premisa de que el servicio de RSF pueda ser brindado por la Unidad de Generación a través de equipos tales como las BESS y que, de tal manera, sea la Unidad de Generación (que forma parte de una URS calificada) quien responda antes el COES para efectos de la prestación de tal servicio.

Entonces, se propone la creación de la definición de "Equipo para RSF", la cual referirá a cualquier equipo que pueda realizar el servicio de RSF en representación de una Unidad de Generación vinculada a ella y pertenece a su vez a una URS calificada. Vale indicar que es un caso similar a la definición de "Equipo para RPF", establecido en el Procedimiento Técnico COES N° 21 "Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia" (en adelante "PR-21").

Ahora, hay que tener en cuenta que el Equipo para RSF podría ser en una primera etapa una BESS, la cual ante su necesidad de cargar/descargar altos volúmenes de energía requerirán mayor número de celdas y por ende un mayor espacio físico. Por tanto, es probable que no puedan calificar como equipos "*behind the meter*"; es decir, ubicados físicamente dentro de las instalaciones de la Unidad de Generación. A manera de analogía, es importante recordar el Equipo para RPF que fue creado para efectos de la provisión de RPF, el cual inició con el concepto de que los equipos se encuentren siempre ubicados físicamente dentro de las instalaciones de la central; sin embargo, debido a la magnitud de RPPF en algunos casos, las dimensiones de algunas BESS no han podido cumplir con ello, lo que ha derivado en que se conecten fuera de las instalaciones de la central. Todo lo último, sumado al hecho de querer brindar más dinamismo al mercado, conduce a proponer una medida eficiente y que realmente genere los incentivos necesarios para que los Participantes puedan invertir en equipamiento para RSF. En esa línea, se debe permitir que el Equipo para RSF se pueda conectar físicamente en cualquier barra del SEIN; entonces, la vinculación del Equipo y la Unidad de Generación sería de forma declarativa.

³⁵ En la propuesta de modificación del "Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC" incluida en el presente documento se explica el motivo del reemplazo de la definición de Unidad de Generación por Grupo para RSF. Sin embargo, para evitar posibles confusiones se ha mantenido la definición anterior: Unidad de Generación.

Ahora, debido a que el Equipo para RSF estará limitado a operar estrictamente para el cumplimiento del servicio de RSF, dicho Equipo siempre deberá estar vinculado a alguna Unidad de Generación; caso contrario, no debería operar. Entonces, si bien el Equipo podría vincularse inicialmente con determinada Unidad de Generación; el mantener esa vinculación de manera fija, podría ser una barrera para la inversión en nuevos equipos para brindar RSF, toda vez que sus ingresos podrían verse reducidos o ser inciertos ya que la operación de la Unidad de Generación depende del despacho económico conjunto. Por tanto, a efectos de brindar más incentivos para la instalación de Equipo para RSF, se propone la posibilidad de que la vinculación de la Unidad de generación con Equipo para RSF pueda ser dinámica; es decir, que la Unidad de Generación inicial vinculada ceda el uso del Equipo a otra Unidad de Generación, previa comunicación de las partes al COES. En adición, podrían darse situaciones en que más de una Unidad de Generación vinculada resulte despachada para brindar RRSF, por lo que sería necesario también que exista una prelación informada desde antes para que el COES priorice la vinculación. Todo lo anterior, derivaría en un mercado privado entre las partes que haría más dinámico y brindaría más oportunidades para invertir en Equipos para RSF.

Respecto a las comunicaciones de vinculación del Equipo a una determinada Unidad de Generación, deben realizarse ante el COES hasta las 10:00 horas del día previo a la operación. En la Figura se resume la propuesta:

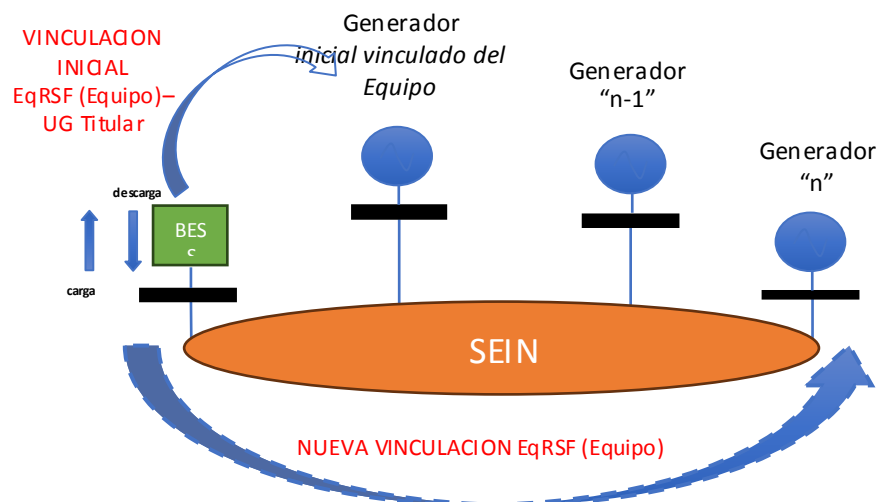


Figura 23. Mecanismo propuesto para la viabilidad de prestación de RRSF mediante otras tecnologías

Es importante reiterar lo señalado en el párrafo anterior, respecto a que el Equipo para RSF estará limitado a proveer el servicio de RSF siempre vinculado a alguna Unidad de Generación; por lo tanto, en los periodos que el Equipo para RSF no esté vinculado a alguna Unidad de Generación, dicho Equipo no debería operar.

Con todo lo expuesto, la definición propuesta de Equipo para RSF sería:

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

Por otro lado, hay que tener en cuenta que durante el control de frecuencia, el Equipo para RSF tendrá algunos periodos en las cuales consumirá energía desde el SEIN (periodos de carga), y otros en las cuales inyectará energía al SEIN (periodos de descarga); además, el hecho de que esta propuesta permita la conexión física del Equipo para RSF en cualquier barra del SEIN, hará muy probable que dicha conexión se realice en barras distintas a la barra de Entrega de la Unidad de Generación³⁶ vinculada; es decir, en barras con distintos CMgCP³⁷. Todo ello sumado a que el Equipo siempre deberá estar vinculado a alguna Unidad de Generación, exige que se regule su tratamiento de carga/descarga en las transferencias de Energía Activa, por lo que debe precisarse lo siguiente:

- 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 de la Grupo para RSF a la cual se encuentre vinculado.
- 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.

Adicionalmente, es importante establecer la Barra de Transferencia del Equipo para RSF para los Intervalos de Mercado en que el Equipo para RSF esté vinculado a Unidad de generación.

A razón de lo anterior, se modificará la definición de “Entrega”, “Retiro” y “Barra de Transferencia” en el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC” (en adelante “GLOSARIO”) para la correcta aplicación siguiendo lo dispuesto en el Procedimiento Técnico N° 10: “Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas” (en adelante “PR-10”).

También hay que precisar que el efecto de la carga/descarga son parte del balance de oferta-demanda del SEIN en todo momento, por lo que su efecto indefectiblemente influirá en el cálculo de la máxima demanda del SEIN. Por tanto,

³⁶ En la propuesta de modificación del “Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC” incluida en el presente documento se explica el motivo del reemplazo de la definición de Unidad de Generación por Grupo para RSF. Sin embargo, para evitar posibles confusiones se ha mantenido la definición anterior: Unidad de Generación.

³⁷ Costo Marginal de Corto Plazo

es importante considerar su efecto para el cálculo de la Máxima demanda mensual a nivel de generación, lo que impactará en las valorizaciones de potencia regulado por el Procedimiento Técnico N° 30: “Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión” (en adelante “PR-30”). Por tanto, se modificará también la definición de la “Máxima demanda mensual a nivel de generación” en el GLOSARIO. Las modificaciones señaladas se detallarán en el numeral VII del presente Informe.

Por otro lado, debido a que la carga y descarga mencionada no impacta en sí en el consumo de combustible de una central térmica, no será necesario su inclusión en las compensaciones de costos variables.

Finalmente, teniendo en cuenta lo anterior en el extremo de que el Equipo de RSF siempre debe estar vinculado a una Unidad de Generación; y además, que dicho Equipo requiere una calificación que le habilite el poder brindar RRSF de acuerdo con los requerimientos técnicos mínimos establecidos en el PR-22, es importante precisar una vía para la calificación del Equipo. En ese orden de ideas, se propone que el Equipo debe primero vincularse a alguna Unidad de Generación para someterse a las pruebas de calificación. Luego de ello, dicho Equipo podrá vincularse a otra Unidad de Generación, pero teniendo en cuenta que la banda de regulación de la URS que contiene dicha Unidad estará determinada por la capacidad del Equipo vinculado. Lo último, es importante señalar toda vez que el Equipo para RSF determinará en si la capacidad de todo el URS.

2.2.6 Sobre el periodo mínimo de Oferta y de asignación de RRSF, y la granularidad del despeje del precio, en el Mercado de Ajuste

A fin de abordar la problemática descrita en el numeral 2.1.6 que se encuentra en el actual PR-22, se proponen las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Periodo mínimo de asignación de RRSF de 30 minutos, y Granularidad del despeje del Precio del Mercado de Ajuste cada 30 minutos

Se propone que las ofertas de RRSF para una determinada URS, sean por lo menos de 60 minutos de manera continua. Para lograr esto, las URS deberían ofertar sus bloques de RRSF con un tiempo mínimo de al menos 60 minutos; caso contrario, no podrían resultar asignadas.

Respecto a la asignación, se mantendría una asignación con resolución media-horaria; es decir, el Periodo de programación de RRSF se mantendría en 30 minutos. En esa línea, granularidad del precio de despeje del MA debería ser por cada 30 minutos.

Es importante señalar que, para efectos de esta alternativa, si bien las ofertas de cada URS serán de al menos de 60 minutos, la asignación se mantiene con resolución cada 30 minutos, lo que deriva que en el extremo cada 30 minutos podrían cambiar las asignaciones de RRSF y por ende las URS que la provean. Por lo tanto, se ratifica que los despejes del precio del MA sean cada 30 minutos.

A manera de ejemplo, se presenta en la Tabla 12 un caso de asignación de RRSF a subir, evaluado sólo de 00:00 h a 04:00 h, y con precios ofertados constantes para las URS 1, URS 2 y URS 3, de 1 S/MW, 2 S/MW y 3 S/MW respectivamente. Como se puede ver, por cada Periodo de Programación (30 minutos) las URS asignadas variarían; entonces, el precio del MA variaría también con esa frecuencia. Notar que el color verde indica la URS marginal.

Tabla 12. Ejemplo de asignación de RRSF a subir – Alt 1

PERIODO DE PROGRAMACION	Asignación (MW)			Precio del MA (S/MW)
	URS 1	URS 2	URS 3	
00:00 – 00:30	100			1
00:30 – 01:00	50	30	20	3
01:00 – 01:30		45	55	3
01:30 – 02:00		100		2
02:00 – 02:30		100		2
02:30 – 03:00	60		40	3
03:00 – 03:30	60		40	3
03:30 – 04:00	100			1

Finalmente, es importante precisar que dicho precio será diferenciado en el MA para cubrir tanto la magnitud de RRSF para subir y para bajar.

Alternativa 2: Periodo mínimo de asignación de RRSF de 60 minutos, y Granularidad del despeje del Precio del Mercado de Ajuste cada 60 minutos

Respecto al periodo mínimo de Oferta de RRSF para una determinada URS, se mantiene lo descrito en el primer párrafo de la alternativa anterior. Sin embargo, a efectos de evitar que se intercalen las distintas asignaciones, que pueda derivar que cada 30 minutos cambie el parque de las asignaciones de RRSF y por ende las URS que la provean, se propone que las asignaciones de RRSF se realicen también cada 60 minutos. Entonces se propone modificar que el Periodo de programación de RRSF sea de 60 minutos, por lo que cada día operativo tendría 24 Periodos de programación, los cuales serían: de 00:00 a 01:00 h, de 01:00 h – 02:00 h, etc.

En ese orden de ideas, la granularidad del precio de despeje del MA debería realizarse por cada 60 minutos.

A manera de ejemplificar, se presenta en la Tabla 13 una situación de asignación de RRSF ficticio evaluado sólo de 00:00 h a 04:00 h, y con precios ofertados idénticos al ejemplo anterior. Como se podrá notar, por cada Periodo de Programación (60

minutos) las URS asignadas variarían; por lo tanto, el precio del MA variaría también con esa frecuencia. Notar que el color verde indica la URS marginal.

Tabla 13. Ejemplo de asignación de RRSF a subir – Alt 2

PERIODO DE PROGRAMACION	Asignación (MW)			Precio del MA (S/MW)
	URS 1	URS 2	URS 3	
00:00 – 01:00	100			1
01:00 – 02:00	60		40	3
02:00 – 03:00	60		40	3
03:00 – 04:00	100			1

Finalmente, es importante precisar que dicho precio será diferenciado en el MA para cubrir tanto la magnitud de RRSF para subir y para bajar.

Selección de la Alternativa

Las dos alternativas solucionan la problemática relacionada al hecho de que los tiempos restantes para la ejecución efectiva de la RRSF asignada a una URS sólo por 30 minutos, suelen ser muy cortos, debido a que gran parte del tiempo se pierde sobre todo en los preparativos para tal asignación.

Sin embargo, la primera alternativa NO soluciona totalmente la problemática referida al cambio de magnitudes de RRSF cada 30 minutos, el retiro/inclusión de URS cada 30 minutos u otras maniobras operativas solicitadas por la URS respecto a su desconexión del AGC. Como ya se comentó, esto deviene en uso de periodos de tiempo importantes para el operador en Tiempo Real al tener que cambiar asignaciones/consignas, en el extremo cada 30 minutos (y en ocasiones, menos tiempo inclusive), que no es práctico ni recomendable durante la operación.

Por lo tanto, se propone optar por la segunda alternativa.

2.2.7 Sobre el actual mecanismo ante insuficiencia de oferta para cumplir la Reserva total requerida para RSF

A fin de abordar la problemática descrita en el numeral 2.1.7 que se encuentra en el actual PR-22, se proponen las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Reordenamiento del mecanismo e inclusión de una Reserva Mínima requerida para la RSF calculada en base a valores extremos de los factores de utilización

Primero, hay que indicar que en línea a lo expuesto en el numeral 2.2.3 del presente informe, se espera mayor competencia en el Mercado de Ajuste; por tanto, no tiene mucho asidero que las URS dispongan de Ofertas por Defecto, toda vez que una URS tendrá todos los incentivos para declarar indisponible su posibilidad de brindar RRSF

en caso verifique que el MA no les da los suficientes incentivos; y así evitar que el COES imponga que una URS brinde RRSF en determinado momento.

En contrapartida, hay que tener en cuenta que es importante que el COES en calidad de operador del SEIN disponga de ciertas herramientas y atribuciones para garantizar requerimientos mínimos de seguridad. Lo último guarda relación con lo dispuesto en el numeral 6.2.3 de la NTCOTR, el cual textualmente dice lo siguiente:

“6.2.3 La Regulación Secundaria de Frecuencia constituye un servicio voluntario y será compensado conforme a lo que establezca el procedimiento técnico del COES sobre reserva rotante en el SEIN. En el caso que la magnitud de reserva ofertada voluntariamente para la Regulación Secundaria de Frecuencia sea insuficiente, el COES asignará con carácter obligatorio dicha reserva a las unidades generadoras que reúnan las condiciones para tal fin, de acuerdo al referido procedimiento. (subrayado nuestro)”

Entonces, en ese orden de ideas; se propone eliminar las ofertas por defecto. Pero, se debe regular el tratamiento en situaciones de insuficiencia de oferta, a efectos de que el COES pueda hacer uso de algunas URS.

Por otro lado, se propone crear la definición de “Reserva Mínima requerida para la RSF”. Lo anterior corresponderá al requerimiento mínimo de RRSF a la cual el COES podrá reducir, cuando (i) la suma de las reservas de las URS comprometidas en la Provisión Base y de las URS del Mercado de Ajuste no llegaran a cubrir el total de la RRSF requerida.

Por tanto, la “Reserva Mínima requerida para la RSF” se calculará siguiendo lo dispuesto en el Anexo X del PR-22 y su utilización seguirá lo dispuesto en el numeral 9.3. Entonces, la definición propuesta quedaría así:

“Reserva Mínima requerida para la RSF: Requerimiento de RRSF mínimo a usar en el SEIN, el cual será calculado según lo dispuesto en el Anexo 10. El uso de esta Reserva se realizará según lo dispuesto en el numeral 9.3 y el Anexo II del presente procedimiento.”

Ahora, hay que señalar para efectos del cálculo de la Reserva requerida para la RSF existe una metodología definida en el Anexo II del PR-22 vigente, la cual también es materia de modificación en la presente propuesta de modificación (ver numeral 2.2.1 del presente informe). Dicha metodología se ha realizado en base a criterios para asegurar al SEIN, además que dispone de insumos primarios para su cálculo. Los insumos primarios están relacionados a las desviaciones de los factores de influencia (generación RER y demanda). Entonces, para el cálculo de la “Reserva total Mínima requerida para la RSF” se propone que se mantenga la misma metodología; sin embargo, los insumos primarios deben recoger la utilización de la RRSF en la Operación en Tiempo Real. En otros términos, la metodología será la misma, pero hará uso de los factores de utilización en reemplazo de las desviaciones de los factores de influencia. Respecto a los factores, se considerarán

los valores máximos registrados por cada hora a efectos de ser más conservador con la seguridad del SEIN, tal como se muestra a continuación:

$$\alpha_t = \max \left[\frac{\sum_u^U \sum_g^G (Max(Setpoint_{g,seg} - Basepoint_{g,seg}, 0) x FP_{g,seg})}{\sum_u^U RAS_{u,t}} \right]$$

$$\beta_t = \max \left[\frac{\sum_u^U \sum_g^G (Max(Basepoint_{g,seg} - Setpoint_{g,seg}, 0) x FP_{g,seg})}{\sum_u^U RAB_{u,t}} \right]$$

Adicionalmente, debido a la necesidad de disponer de los valores correctos de los *Setpoint* y *Basepoint*, los cuales pueden someterse a revisiones y/o correcciones durante el mes de liquidación por parte del COES (e inclusive teniendo una retroalimentación por parte de los Participantes del MME en la etapa de elaboración de las liquidaciones del MME); se propone que la "Reserva total Mínima requerida para la RSF" se actualice con la misma frecuencia, oportunidad y plazos que la propuesta para Reserva total requerida para la RSF. Además, se propone que se publique a más tardar el día hábil siguiente al día en que publicaron las liquidaciones finales del MME, para su entrada en vigencia el día calendario inmediato siguiente.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, se estructurará correctamente el mecanismo ante insuficiencia de oferta de RRSF en el MA. Si bien es cierto que el numeral 9.3 del PR-22 vigente ya tiene algunas disposiciones al respecto, se considera necesario mejorarla, clarificarla y ordenarla. En esa línea sobre a la actuación del COES cuando se presente el hecho de que la suma de las reservas de las URS comprometidas en la Provisión Base y de las URS del Mercado de Ajuste no llegaran a cubrir el total de la RRSF requerida, se propone la siguiente secuencia de asignación:

- Reducir la magnitud de la RRSF hasta la Magnitud de RSF Mínima, de manera gradual.
- El COES verificará la oportunidad de elaborar un RDO y/o hacer uso de las URS que no ofertaron y las que tiene banda de regulación para RRSF disponible (diferencia de la Reserva en Control y la Reserva Asignada):

Debido a que se busca que las URS oferten por el mecanismo convencional: Mercado de Ajuste, se propone que a las URS de este ítem se les remunerará el servicio al valor mínimo entre (i) el precio del MA y (ii) CMgCP promedio horario afectado por el factor de 1.05, para efectos de romper la brecha de indiferencia respecto a vender en el mercado de energía.

Tener en cuenta que respecto a las URS por PB, se considerará la banda de regulación adicional a su banda de reserva adjudicada por PB.

Adicionalmente, se propone la consideración actual de que el COES puede disminuir la magnitud de RRSF si luego de aplicado todo lo anterior, no se logra completar la magnitud de RRSF. Esto último, a efectos sólo de lograr alguna solución matemática del despacho económico conjunto.

Finalmente, un tema adicional por precisar es que la Reserva Mínima requerida para la RSF representa el uso de la RSF en la Operación en Tiempo Real. Entonces, se puede indicar que dicha magnitud es la mínima posible para garantizar la seguridad del SEIN. Por lo tanto, se propone que en ningún periodo horario, la RSF requerida para la RSF deberá ser menor a la Reserva Mínima requerida para la RSF. En caso de suceder lo contrario para algún periodo horario, la Reserva total requerida tomará el valor de la Reserva Mínima. Este párrafo complementa la propuesta de dimensionamiento de la RRSF, expuesta en el numeral 5.1 del presente informe; lo cual se materializará en el Anexo II del PR-22.

Alternativa 2: Reordenamiento del mecanismo e inclusión de una Reserva total Mínima requerida para la RSF calculada en base a valores promedios de los factores de utilización

Esta alternativa es similar a la alternativa anterior, salvo que la metodología para el cálculo de la Reserva total Mínima, que hará uso de los factores de utilización por cada Periodo de Programación (30 minutos) serán los valores promedio registrados, tal como se muestra a continuación:

$$\alpha_t = \text{Promedio} \left[\frac{\sum_u^U \sum_g^G (Max(Setpoint_{g,seg} - Basepoint_{g,seg}, 0) \times FP_{g,seg})}{\sum_u^U RAS_{u,t}} \right]$$

$$\beta_t = \text{Promedio} \left[\frac{\sum_u^U \sum_g^G (Max(Basepoint_{g,seg} - Setpoint_{g,seg}, 0) \times FP_{g,seg})}{\sum_u^U RAB_{u,t}} \right]$$

Selección de la Alternativa

La diferencia entre las alternativas propuestas radica fundamentalmente en la consideración de los factores de utilización para cada Periodo de Programación. Mientras la primera alternativa hace uso de valores máximos, la segunda alternativa hace uso de valores promedios. Evidentemente, las desviaciones más extremas lo tendrán en cuenta la primera alternativa; lo que supondría en un subdimensionamiento de requerimiento de RRSF de la segunda alternativa, respecto a la primera alternativa.

Para efectos ilustrativos, en la Tabla 14 y la Tabla 15 se presenta un comparativo de la magnitud de RSF vigente, y las magnitudes de RSF calculadas usando la información de los factores de utilización ejecutados. Tener en cuenta que los meses utilizados para todos los casos, ha sido la misma: desde junio 2022 hasta mayo del 2023. Nótese que los valores de Reserva total requerida para la RSF vigente siempre son mayores que los calculados usando las alternativas propuestas.

Tabla 14. Requerimientos de RRSF a bajar

Periodo Estacional	Bloque Horario	RSF a bajar (MW)		
		Oficial	Alt 1	Alt 2
Avenida	06:00 - 11:00	227	97	75

Periodo Estacional	Bloque Horario	RSF a bajar (MW)		
		Oficial	Alt 1	Alt 2
	11:00 - 19:00	215	105	75
	19:00 - 22:00	184	95	64
	22:00 - 06:00	211	113	80
	06:00 - 11:00	174	98	77
Estiaje	11:00 - 19:00	188	92	66
	19:00 - 22:00	165	90	61
	22:00 - 06:00	157	106	75

Tabla 15. Requerimientos de RRSF a subir

Periodo Estacional	Bloque Horario	RSF a subir (MW)		
		Oficial	Alt 1	Alt 2
Avenida	06:00 - 11:00	207	84	65
	11:00 - 19:00	222	74	62
	19:00 - 22:00	196	84	71
	22:00 - 06:00	186	57	47
Estiaje	06:00 - 11:00	211	65	50
	11:00 - 19:00	228	56	47
	19:00 - 22:00	210	60	51
	22:00 - 06:00	172	45	37

Finalmente, debido a que es prioridad del COES que en todo momento trate siempre de mantener los adecuados márgenes de seguridad al SEIN, se propone optar por la opción más conservadora; es decir, aquella que sea el siguiente menor valor al requerimiento normal de RSF. En ese orden de ideas, se propone optar por la primera alternativa.

2.2.8 Sobre el cumplimiento de las URS, de sus RRSF asignadas en el PDO

A fin de abordar la problemática descrita en el numeral 2.1.8 que se encuentra en el actual PR-22, se proponen las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Oportunidad de actualización limitada de las ofertas para RRSF, durante la elaboración de un RDO

Primero, se propone que para efectos de la elaboración del PDO, las ofertas de las URS para proveer RRSF, incluirán adicionalmente al precio y la cantidad, el máximo número de bloques de oferta que efectivamente la URS podría cumplir para el día de la programación. Con esto último, se busca que las URS tengan una opción adicional para sincerar mejor sus ofertas, y poder cumplir su ofrecimiento durante la Operación en Tiempo Real.

Por otro lado, a efectos de actualizar las nuevas condiciones imprevistas que pueden escapar al control total de las URS (identificadas en la exposición de la problemática – numeral 3.8), se propone que, durante la elaboración RDO, se brinde

la posibilidad de que los Agentes puedan actualizar las ofertas de sus URS pero limitado a lo siguiente:

- A las URS que prevean que no puedan cumplir su RRSF programada en el PDO o RDO vigente; se les permitirá reducir su cantidad y/o Número Máximo de bloques de oferta en la nueva Oferta. El nuevo precio deberá ser menor o igual al precio considerado en el PDO o RDO vigente.
- 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.

Es importante notar que, en esta propuesta, es el propio Agente quien a través de su supervisión continua verificará los cambios de las condiciones ejecutadas respecto a lo programado referido fundamentalmente a dos casos: (i) indisponibilidades parciales o totales imprevistas y/o (ii) reducción del recurso primario, a efectos de que verifiquen que efectivamente no podrán cumplir con sus RRSF programados para los periodos restantes del día.

Por otro lado, es importante notar que la oportunidad de actualización de ofertas busca fundamentalmente evitar posibles incumplimientos de las programaciones de RRSF, cuya no consideración solo recaerá en problema de coordinación de la Operación en Tiempo Real. Por ello, se enfatiza que, para las actualizaciones, el precio debe ser siempre menor o igual a la ofertado en el RDO y/o PDO inmediato anterior. Adicionalmente, es pertinente precisar que en caso las URS no actualicen sus ofertas, quedarían por defecto las ofertadas en el RDO y/o PDO inmediato anterior.

Por otro lado, si bien es cierto que con esta propuesta los Participantes podrán sincerar las ofertas de sus URS, y que es justo la misma URS quien verificará que efectivamente es necesaria dicha actualización, siempre existirán casuísticas (p.e: declaración de indisponibilidad por mantenimiento correctivo de su sistema de telecomunicaciones que le impida proveer RRSF), que podría responder a comportamientos estratégicos usados por los Participantes para obtener rentas adicionales. Además, la oportunidad de actualización podría generar malos incentivos para la mejora de la diligencia del Participante sobre la estimación correcta de sus ofertas de RRSF.

En esa línea, se considera muy importante establecer medidas más disuasivas a efectos de que no incumplan sus compromisos asignados de RRSF; por lo que la penalidad debe ser un valor considerable, además que en todo momento debe ser al menos el valor del CMgCP. Por tanto, se propone que la Reserva No Suministrada (RNS), sea penalizada al valor máximo entre el CMgCP de la barra de transferencia

de la URS y el Precio Máximo del MA, afectado por un factor de disuasión equivalente en un primer momento a 1,1.

Un tema complementario es el relacionado a que existen URS que no resultaron programadas para brindar RRSF en determinados periodos del PDO y/o algún RDO, ya sea por el propio despacho económico o por indisponibilidades. Sin embargo, durante los RDO debe brindarse la oportunidad de que puedan realizar nuevas ofertas (ya sea porque tienen mejores incentivos económicos o porque se dispusieron sus generadores) y así promover un mercado más competitivo.

Finalmente, se deberá precisar la redacción del PR-22 tal como se viene aplicando, en el extremo de clarificar que la aplicación de la RNS es respecto a la Reserva Asignada de una URS, que parte de la RRSF programada desde el PDO y/o el RDO que lo reemplace.

Alternativa 2: Oportunidad de actualización total de las ofertas para RRSF, durante la elaboración de un RDO

Esta alternativa es similar a la alternativa 1 en los extremos de: (i) incluir en la oferta de RRSF, una magnitud que indique el número de bloques de oferta que efectivamente la URS podría cumplir para el resto del día de la programación, y (ii) la valorización de la RNS equivalente al Precio Límite de la Oferta del MA afectado por el factor de 1,1.

Sin embargo, respecto a la oportunidad de actualización de las ofertas para RRSF consignadas para el PDO, se propone que la actualización pueda ser total (precio, cantidad y número de bloques de oferta que efectivamente la URS podría cumplir para el día de la programación), a efectos de promover competencia por la provisión de RRSF para los demás periodos que restan del día, y así generar precios más competitivos.

Respecto las oportunidades de actualización, se propone que estén desligadas de los periodos en que se realicen RDO y, por el contrario, sean horas específicas conocidas determinadas previamente por el COES. Dichas horas podrían variar entre avenida y estiaje de cada año, y deberán ser calculados en base a criterios estadísticos de los horarios en que se dieron los principales cambios de los parámetros imprevistos (p.e. caudal natural, etc.) y/o horarios en que se realizó RDO por incumplimiento de Reserva Asignada. Por efectos operativos, el número de horarios al día para actualizar oferta para RRSF no pueden ser más de 3.

Similar a lo indicado en la alternativa 1, en caso las URS no actualicen sus ofertas, quedan por defecto las ofertadas en el RDO y/o PDO inmediato anterior.

Asimismo, se deberá precisar la redacción del PR-22 tal como se viene aplicando, en el extremo de clarificar que la aplicación de la RNS es respecto a la Reserva Asignada de una URS, que viene programada desde el PDO y/o el RDO que lo reemplace.

Selección de la Alternativa

Las alternativas coinciden en la importancia de establecer medidas más disuasivas respecto a la valorización de la RNS; y por la contraparte, ofrecer opciones para que las URS tengan mayor opción y oportunidad de sincerar sus ofertas. Muestra de ello, es la inclusión del número de bloques de oferta que efectivamente la URS podría cumplir para el día de la programación, y la inclusión de oportunidad de actualización de las ofertas de RRSF luego de la asignación en el PDO.

Sobre el último punto, hay que advertir que tal como se ha descrito en la exposición de las alternativas y la problemática, no es fácil establecer una solución única y global, que cubra todos los riesgos tanto al SEIN y a los URS, toda vez que son múltiples casuísticas de distinta naturaleza. Asimismo, la actualización de la oferta de manera integral podría devenir en un mercado más competitivo, y por ende, en mejores precios. Sin embargo, podrían traer también comportamientos estratégicos de las URS que podrían ocasionar déficit de oferta y/o precios más altos, que requerirían análisis adicionales luego de que el MA madure y se asiente con todos los cambios que se proponen esta modificación del PR-22.

Por ello, la oportunidad de actualizar las ofertas a las URS se deberá ceñir a los motivados por cambios reales (en su mayoría, de naturaleza imprevista, tales como indisponibilidad o reducción del recurso primario), cuya no consideración devendrían en problemas mayores para la operación SEIN, en el sentido de estar asignado RRSF que no se podría cumplir, poniendo en riesgo la seguridad del SEIN. Entonces, se considera idóneo optar por una opción más limitada respecto a la oportunidad de actualización.

Por lo tanto, se propone optar por la primera alternativa.

Finalmente, debido a que con esta propuesta se permitirá ofertas de RRSF no solo para el PDO, sino también para los RDO, entonces es importante que los sistemas informáticos de recepción de información se adecúen a esas nuevas exigencias. En razón a lo anterior, se sugiere la inclusión de una disposición transitoria a efectos de extender el inicio de su una vez que fuera aprobada por Osinergrmin. Entonces, la disposición quedaría así:

“DISPOSICIÓN TRANSITORIA

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, y calcule los valores iniciales correspondiente a la Banda de potencia mínima, la RRSF total, la RRSF Mínima requerida para la RSF y el tiempo de acumulación de variaciones inter-horarias, previo a la entrada en vigor del presente procedimiento.”

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

2.2.9 Sobre la metodología del reparto de RRSF ante Déficit de Reserva

A fin de abordar la problemática descrita en el numeral 2.1.9 que se encuentra en el actual PR-22, se propone actualizar el actual mecanismo de RRSF ante déficit de Reserva.

El nuevo mecanismo consiste en que una vez que el COES haya detectado el déficit de Reserva en tiempo real, primero verifique que con la RRSF instantánea puede cubrir la RRSF Mínima. En caso de no lograr ello, el COES podrá cubrir dicho déficit hasta lograr cubrir la RRSF Mínima, usando las Unidades de Generación que están operando, y que además conforman una URS que tiene reserva asignada.

Ahora, a efectos de incluir eficiencia económica y practicidad para la Operación en Tiempo Real, se propone que el uso de las Unidades de Generación señaladas se inicie con las que pertenecen a la URS con RRSF asignada de menor precio ofertado hasta acabar su banda de regulación disponible, y así seguir sucesivamente con las demás URS con RRSF asignada.

Hay que resaltar que este nuevo mecanismo propuesto le imprime el criterio de eficiencia económica al considerar como factor de uso de las URS, el precio de oferta. Esto es un símil cuando en situaciones de la Operación en Tiempo Real se incrementa generación en base al criterio de los costos incrementales de producción. Asimismo, el hecho de solo considerar a las Unidades de Generación que están operando, y que además conforman una URS que tiene reserva asignada, hace que las decisiones en tiempo real no generen distorsiones porque no está involucrando URS no asignadas por el despacho conjunto, o en el peor de los casos no involucra a URS que están fuera de servicio por decisiones del despacho económico. En este caso, será el despacho económico quién realmente dará las señales óptimas de asignación de RRSF. Por otro lado, este nuevo mecanismo tiene la ventaja de brindar un mecanismo práctico a la Operación en Tiempo Real que, a diferencia de lo vigente (que es el uso simultáneo de las distintas URS para cubrir el déficit), ahora se realiza una URS por vez, lo que ocasiona de que el operador del COES distraiga tiempo en estas adecuaciones, que podría haber sido destinado a otras actividades durante la operación.

Respecto al precio del MA, es importante establecer ciertos incentivos a las URS que están brindando RRSF y a las que brindarán por el mecanismo expuesto, a expensa de lograr preservar la seguridad del SEIN. Por ello, se propone que para estos casos, el precio del MA se afecte por un factor de incentivo de 1,05.

Vale decir, que en caso de que con la aplicación del actual mecanismo no se pueda cubrir la RRSF Mínima, el COES podrá hacer uso del mecanismo ante insuficiencia de oferta expuesto en el numeral 2.2.7 del presente informe el cual se materializará a través de la emisión de un nuevo RDO (ver numeral 2.2.7 del presente informe).

2.2.10 Sobre las compensaciones por costos operativos producidos por el cumplimiento del servicio de RSF

A fin de abordar la problemática descrita en el numeral 2.1.10 que se encuentra en el actual PR-22, se proponen las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Pago de las compensaciones por costos operativos producidos por el cumplimiento del servicio de RSF, a través del PR-33

Se propone que los CopA sean directamente pagados a través del PR-33. Conceptualmente las CopA no son en estricto parte de la oferta de una URS por la venta del producto "RRSF"; sino más bien son compensaciones de costos operativos por la operación de sus unidades de generación, lo cual ya se encuentra regulada en el PR-33.

Finalmente, tener en cuenta que trasladar el pago de los CopA al PR-33, podría generar más predictibilidad de los costos totales por la provisión del servicio de RRSF; además que brindaría más orden al agrupar dichos costos operativos adicionales en el PR-33.

Alternativa 2: Internalización de las compensaciones por costos operativos producidos por el cumplimiento del servicio de RSF, dentro de las ofertas por RRSF

Esta alternativa propone eliminar el término de liquidación referido al CopA; entonces, sería función de la URS, internalizar dichos costos en su precio de oferta de RRSF.

Para tal efecto, el Precio Límite de la Oferta debe considerar el componente asociado a las compensaciones por costos operativos, a efectos de evitar ser bajo y la URS disuada oferta en el MA. En ese orden de ideas, dicha componente se calculará en un caso extremo, que sería a través de las compensaciones esperadas que recibirían las Unidades de Generación que conforman una URS, que tienen los Costos Variable más altos, y en el escenario de operación que la URS solo operó para efecto prestar el servicio de RSF.

Selección de la Alternativa

Ambas alternativas proponen la eliminación expresa de los CopA en el PR-22, lo que conllevará a mejor predictibilidad de los costos totales por la provisión del servicio de RRSF; además que brindaría un mercado de RRSF más ordenado y limpio, al agrupar dichos costos operativos adicionales a través de otro Procedimiento Técnico: PR-33.

Sin embargo, la alternativa 1 guarda relación con el principio conceptual de los CopA, toda vez que estos no son en estricto parte de la oferta de una URS por la venta de RRSF; sino más bien son compensaciones de costos operativos por la operación de sus unidades de generación, lo cual ya se encuentra regulada en el PR-33.

Finalmente, tal como se muestra en la Tabla 16, los CopA representan apenas entre 1-4% respecto a los derechos totales de cobro de una URS por prestar el servicio de RSF.

Tabla 16. Términos de liquidación de RRSF

Mes/términos de RRSF	Asignación de Reserva (AR)	Costo de Oportunidad (CO)	Compensación por costos operativos adicionales (CopA)	CopA/(AR + CO + CopA) ³⁸
Enero	S/ 4,478,566.86	S/ 9,801,045.62	S/ 334,334.48	2.29%
Febrero	S/ 4,498,365.88	S/ 15,176,357.12	S/ 278,742.45	1.40%
Marzo	S/ 4,833,914.97	S/ 10,822,759.94	S/ 452,054.02	2.81%
Abril	S/ 3,485,574.79	S/ 5,590,726.95	S/ 412,448.32	4.35%
Mayo	S/ 2,491,877.69	S/ 6,777,769.15	S/ 71,300.96	0.76%
Junio	S/ 3,000,698.75	S/ 5,642,945.01	S/ 13,690.69	0.16%

Por tanto, se propone optar por la alternativa 1.

2.2.11 Sobre la prestación del servicio de RSF en un sistema aislado o subsistema, cuando no se disponga de alguna URS calificada

A fin de abordar la problemática descrita en el numeral 2.1.11 que se encuentra en el PR-22 vigente, se proponen las siguientes alternativas:

Alternativa 1: Fijación del Precio del MA en las áreas aisladas y/o subsistemas, tal como se realiza para el MA del SEIN

Se propone precisar que cuando se conformen áreas aisladas y/o subsistemas, y en estos no se dispongan de URS calificadas para la prestación de RSF, dicho servicio se podrá realizar excepcionalmente por URS no calificadas, y/o Unidades de Generación que indiquen que puedan realizar el servicio de RSF.

Para efectos de las liquidaciones, las URS no calificadas y/o Unidades de Generación que prestaron el servicio de RSF se someterán a los derechos de cobro y de pago establecidos en el Anexo IV del PR-22, como si tratasen de URS calificadas.

Respecto a los demás considerandos de índole operativo, tales como las ofertas, periodos mínimos de oferta, periodos de asignación y despejes de los precios del MA se mantendrán tal como lo establece el PR-22 para una URS calificada.

³⁸ Obtenido de los Informes de Liquidación mensual de Servicios Complementarios del COES.

Finalmente, debido a que la conformación del área aislada y/o subsistemas por lo general no dura exactamente periodos medio-horarios ni periodos horarios exactos, la Reserva Asignada y Reserva No suministrada (RNS) deberán ajustarse a un valor de reserva equivalente que represente el tiempo que efectivo se dio la conformación del área. Finalmente, se precisa que debido a que no dispone de información del AGC de esta Unidad de Generación³⁹, la RNS se debiera evaluar teniendo en cuenta las indisponibilidades informadas por el Agente.

Alternativa 2: Fijación del Precio del MA en las áreas aisladas y/o subsistemas, de manera administrativa

Esta alternativa es una variante de la alternativa 1. La variante radica en el extremo de considerar que si durante la conformación de áreas aisladas y/o subsistemas, el servicio de RSF es realizada por URS no calificadas, y/o Unidades de Generación; entonces, el precio del MA allí adoptará el precio del MA del SEIN en los respectivos periodos.

El concepto subyacente de esta alternativa es mitigar posiciones estratégicas de ofertas con precios muy altos, por parte de las URS no calificadas, y/o Unidades de Generación que realizaron el servicio de RSF, al estar ante un mercado menos competitivo.

Alternativa 3 Fijación del Precio del MA en las áreas aisladas y/o subsistemas, en base a costos incurridos

Esta alternativa es otra variante de la alternativa 1. La variante radica en el extremo de considerar que si durante la conformación de áreas aisladas y/o subsistemas, el servicio de RSF haya sido realizado por URS no calificadas, y/o Unidades de Generación; entonces, el precio del MA allí se calcularía el costo de oportunidad por prestar servicio de RSF en las áreas aisladas y/o subsistemas. Este representará la pérdida de oportunidad, por el hecho de haber prestado el servicio de RSF en lugar de haber despachado en el SEIN, teniendo en cuenta los despachos del PDO y/o RDO que lo reemplace, con y sin conformación del sistema aislado/subsistema.

El concepto subyacente de esta alternativa es presentar otra manera de mitigar posiciones estratégicas de ofertas con precios muy altos, por parte de las URS no calificadas, y/o Unidades de Generación que realizaron el servicio de RSF, al estar ante un mercado menos competitivo. Con esta alternativa, el COES buscaría fundamentalmente compensar los costos incurridos por la prestación del servicio de RSF.

Selección de la Alternativa

³⁹ En la propuesta de modificación del "Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC" incluida en el presente documento se explica el motivo del reemplazo de la definición de Unidad de Generación por Grupo para RSF. Sin embargo, para evitar posibles confusiones se ha mantenido la definición anterior: Unidad de Generación.

Se sugiere optar por la alternativa 3, toda vez que mitiga posiciones estratégicas y lo hace a través del reconocimiento de los costos incurridos por la prestación del servicio de RSF.

Finalmente, es importante precisar que en estos casos, la responsabilidad del control de la frecuencia en dicho Sistema Aislado será atribuida a dicho Grupo para RSF.

2.2.12 Sobre la necesidad de precisiones respecto a la operación y obligación de las URS, y clarificaciones en la redacción

A fin de abordar la problemática descrita en el numeral 2.1.12 se propone las siguientes precisiones, inclusiones y clarificaciones necesarias en el PR-22:

- Incluir una responsabilidad a los titulares de URS, referido a que deben monitorear la operación incorrecta de la URS conectada al AGC (p.e.: Vertimientos, despachos en contra del ranking de costos, limitación de potencias máximas, etc.). Por lo tanto, se adicionará el numeral 5.2.5 que indicaría lo siguiente:

"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."

- Clarificar los numerales 7.1.3 y 7.1.4 (numerales 8.1.3 y 8.1.4 de la propuesta), respecto a lo establecido en la Nota Técnica que contiene las especificaciones técnicas necesarias para la prestación del servicio de RSF, en referencia a las gradientes de toma de carga y las bandas de potencia mínima de las URS. Asimismo, se propone una redacción más precisa del ítem c) del numeral 7.1.3 del PR-22 vigente (numeral 8.1.3 de la propuesta), respecto a los requisitos de las URS calificadas para la prestación del servicio de RFS una vez enviada una consigna.

Por lo tanto, los numerales 8.1.3 y 8.1.4 quedarían así:

"8.1.3 Disponer de al menos una (1) unidad de generación que cumpla como mínimo los siguientes requisitos:

- Tener capacidad para recibir consignas mediante un mando remoto.*
- Contar con una Banda de potencia en la que pueda responder a consignas tanto a subir como a bajar generación.*
- Tener capacidad de iniciar su respuesta ~~responder~~ a las consignas enviadas en menos de diez (10) segundos.*
- Los gradientes de toma de carga y descarga por unidad de generación superiores a 8 MW/min. En el caso de ciclos combinados*

o URS en control 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 deberá declarar una Banda de potencia mínima por ~~unidad de generación~~, con valores iguales o mayores a 6-12 MW de los cuales 6 MW ~~para~~ podrán ser para subir generación y valores iguales o mayores a 6MW 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 unidad de generación."*
- Incluir un ítem adicional en el numeral 7.34 (numeral 8.2.4 la propuesta), que indique en caso de que la prueba de calificación de una URS posea una antigüedad mayor a 4 años, dicha URS pierde la calificación y no podrá brindar el servicio de RSF.

2.3 Análisis detallado de impactos de las alternativas de solución seleccionadas

A continuación, se realiza el análisis de los beneficios de la propuesta de modificación del procedimiento PR-22:

2.3.1 Sobre la metodología para la determinación de la Reserva total requerida para el servicio de RSF

En línea a la problemática expuesta en el numeral 2.1.1 del presente informe, es importante reformar la metodología de dimensionamiento de RRSF, toda vez que la metodología vigente puede ser mejorada tomando en cuenta la experiencia ganada, sin provocar desmedro a la seguridad del SEIN; además que debe tener en cuenta la evolución de nuestro mix de tecnologías vigente y esperada las tendencias en los mercados eléctricos de otras regiones.

2.3.2 Sobre la asignación de los pagos mensuales por el servicio de RSF

En línea a la problemática expuesta en el numeral 2.1.2 del presente informe, la asignación de pagos por dicho servicio debe actualizarse y debe guardar relación con el dimensionamiento; además que, debe incorporar el criterio de la "causalidad".

2.3.3 Sobre el cálculo actual del Costo de Oportunidad

Se ratifica lo expuesto extensamente en los numerales 2.1.3 y 2.2.3, respecto a la necesidad de eliminar el cálculo del Costo de Oportunidad. Es importante resaltar que el cálculo actual del CO no está logrando su objetivo en el caso de las centrales termoeléctricas con gas natural, mientras que estaría ocasionando un exceso de incentivos en el caso de las centrales hidroeléctricas con embalse para la provisión de RSF. También hay que tener en cuenta que el tratar adecuar en el procedimiento el cálculo del CO de una manera precisa se convierte en una tarea cada vez más compleja porque para ello, el COES requeriría tener acceso a información que no conoce completamente (como es el caso de los contratos de

transporte y distribución de gas natural), sin considerar que en el futuro podrían existir otras condiciones tales que dejen desactualizado en CO.

En ese orden de ideas, la alternativa seleccionada propone la eliminación del Costo de Oportunidad. Además, es importante notar que este nuevo Mercado de Ajuste irá madurando por lo que se debe mantener, al menos en esta primera etapa, una posibilidad de limitar el MA cuando considere que no se está logrando la competencia deseada; por tanto, se sugiere mantener el cálculo del Precio Límite de la Oferta, el cual debería ser calculado por el COES.

2.3.4 Sobre la adjudicación de RRSF por Provisión Base

Teniendo en cuenta la madurez del MA y, la importancia de mantener esquemas de compromisos de RRSF de mediano/largo plazo, se considera importante mantener el esquema de adjudicación mediante PB.

En esa línea, se considera importante reformarlo a compromisos de RRSF del tipo financieros, con el objetivo de separar el mercado de PB con el MA. Sin embargo, es importante mantener algún tipo de garantía de compromisos físicos en casos puntuales que podrían afectar el desempeño normal del MA, y podrían derivar en falta de ofertas en dicho mercado que puedan derivar en incumplimientos de la RRSF total.

Finalmente, el esquema de mercado se denominaría “Mercado de Cobertura”.

2.3.5 Sobre el uso de nuevas tecnologías para la provisión de RRSF

Al respecto, se considera muy importante que el servicio de RSF pueda ser provisto por nuevas tecnologías, en línea con los mercados eléctricos de otros países, siendo un primer hito el hecho de que la provisión de RPF, ahora, también puede ser suministrado por otra tecnología, aparte de la generación convencional.

Como ya se indicó en el numeral 2.1.5 del presente Informe, la importancia de la propuesta es el permitir el incremento de la oferta y cimentar las bases para que las nuevas tecnologías brinden cada vez más Servicios Complementarios, dentro de los alcances permitidos del COES.

2.3.6 Sobre el periodo mínimo de Oferta y de asignación de RRSF, y la granularidad del despeje del precio, en el Mercado de Ajuste

En línea a la problemática expuesta en el numeral 2.1.6 del presente informe, es importante para la Operación en Tiempo real, en términos de tiempos y practicidad que las asignaciones de RRSF, sean de 60 minutos.

Finalmente, siguiendo el principio conceptual del “*pay as clear*” (aplicable a mercado líquidos como el MA), la granularidad debe guardar coherencia con la asignación. Por tanto, la granularidad del despeje del precio del MA debe ser de 60 minutos.

2.3.7 Sobre el actual mecanismo ante insuficiencia de oferta para cumplir la Reserva total requerida para RSF

Primero, se considera necesario clarificar el orden del mecanismo ante incumplimiento de la Reserva total requerida para RSF. Entonces, en primera línea es importante que el COES haga uso de las URS con PB que no despacharon, producto de la optimización del despacho conjunto. Lo último justificará las remuneraciones a las URS por PB por su Reserva Asignada, que son del tipo "Take or Pay".

Luego, la alternativa seleccionada mantiene la posibilidad establecida en el PR-22, respecto a que el COES pueda reducir la magnitud de RRSF siempre que se cumplan ciertas condiciones. Sin embargo, la alternativa propone, además, que la primera etapa de la reducción señalada guarde relación con una situación real; es decir, con el uso que se le da en la Operación en Tiempo Real a la RRSF y que se puede obtener mediante uso de los factores de utilización, que actualmente son calculados y usados por el COES para efectos de las liquidaciones del servicio de RSF. Asimismo, dicha reducción puede realizarse de distintas maneras; sin embargo, la alternativa seleccionada, tiene el principio de considerar los máximos usos, que deviene en la menor reducción posible del de la Reserva total requerida para RSF cuando se tiene en cuenta los factores de utilización.

Finalmente, debido a que el Mercado de Ajuste ha madurado y además en esta propuesta se presentan mayores incentivos para que las URS oferten, no se considera necesario mantener las Ofertas por Defecto toda vez que una URS en carácter de voluntario podría libremente indisponerla para el servicio de RSF si considera que el Mercado de Ajuste no le da los incentivos necesarios. Sin embargo, en línea a lo establecido en el numeral 6.3 de la NTCOTR, se debe mantener la posibilidad al COES de poder hacer uso de las URS que tengan banda remanente de RRSF disponible y/o las URS que no ofertaron y que estén disponibles en caso el COES considere necesario disponer para mantener la seguridad del SEIN. Vale decir que estas URS serán remuneradas al CMgCP promedio horario afectados por un factor de incentivo mayor a 1, pero en ningún caso serán valorizadas a un valor mayor al precio de despeje del Mercado de Ajuste; a efectos de reforzar el incentivo de que las URS siempre oferten en el Mercado de Ajuste por voluntad propia.

2.3.8 Sobre el cumplimiento de las URS y de su RRSF asignada en el PDO

Sobre este ítem, hay que reiterar que no es posible establecer una regla general y única, que solucione globalmente la problemática, que incentive al Agente a ser diligente con sus compromisos de RRSF en el PDO; o en el extremo, a evitar un comportamiento estratégico.

En ese orden de ideas, la alternativa seleccionada se considera como recomendable debido a que trata de resolver, por un lado, los casos que podrían escapar al alcance integral del Agente (p.e.: reducción imprevista del recurso primario), y cuya omisión en los próximos RDO solo devendría en degradar los

estándares de seguridad del SEIN. Esta alternativa busca resolver dichos problemas permitiendo actualizaciones “limitadas” de Ofertas de RRSF, a dichos Agentes. En complemento de lo último, se considera muy importante dar la responsabilidad a los misma Agentes, de evidenciar realmente dichos cambios y permitirle sus actualizaciones.

Por otro lado, la alternativa permite mayor eficiencia en el MA para los RDO, porque para el caso de las URS que eventualmente se vieron beneficiados por causas especiales (p.e.: incremento imprevisto del recurso primario) se les permite también la actualización de sus Ofertas de RRSF, siempre que oferten más oferta y/o mayor número de bloques y/o menores precios.

Finalmente, es importante dar claridad en el PR-22 respecto a cómo se viene aplicando algunas disposiciones respecto a la actualización y consideración de la Reserva Asignada y la Reserva No Suministrada. Si bien es cierto, y como ya se analizado, son aplicaciones correctas, la claridad le brinda más robustez del procedimiento y evitar posibles errores de interpretación por parte del Agente.

2.3.9 Sobre la metodología de reparto de RRSF ante déficit de Reserva

Es importante reformar el actual mecanismo de reparto de RRSF ante déficit de Reserva, toda vez que el actual mecanismo puede tomar tiempos largos para su cumplimiento (factor importante durante la Operación en Tiempo Real), que ha devenido en su poca aplicación; además, que no contiene principios de eficiencia económica, principio que necesariamente viene dado por un despacho conjunto; sin embargo, durante la OTR, se pueden tomar ciertas acciones siempre en el marco del tiempo que se dispone para actuar en la OTR.

Adicionalmente, debe existir algún incentivo para las URS que brindan RRSF durante dichos periodos de aplicación del mecanismo, lo cual se materializa a través del incremento del precio del MA.

2.3.10 Sobre las compensaciones por costos operativos adicionales producidos por el cumplimiento del servicio de RSF

La propuesta de traslado de la compensación de costos operativos adicionales producidos por el cumplimiento del servicio de RSF, para su remuneración a través del PR-33, ordena mejor las liquidaciones del mercado de RRSF. Asimismo, sigue el principio conceptual de que son costos adicionales incurridos (conocido en la literatura también, como costos laterales), mas no son costos en estricto por la provisión del servicio de RRSF.

2.3.11 Sobre la prestación del servicio de RSF en un sistema aislado o subsistema, cuando no se disponga de alguna URS calificada

Es importante establecer reglas prácticas y claras para estas situaciones, toda vez que son casos muy puntuales; pero a la vez, una falta de claridad podría traer divergencia de interpretación de los Agentes.

2.3.12 Sobre la necesidad de incluir precisiones respecto a la operación y obligación de las URS, y clarificaciones en la redacción

Se considera necesario precisar la redacción del PR-22 con las propuestas expuestas en el numeral 2.2.12 del presente informe, a efectos de evitar posibles errores de interpretación y/o dar mayor claridad a los Agentes.

2.4 Monitoreo y evaluación

Las tareas de monitoreo y evaluación serán las mismas que corresponden al PR-22 vigente y de todas las normas relacionadas a esta

2.5 Propuesta de modificación del PR-22

Considerando los aspectos objeto de revisión y análisis de alternativas de solución a los que se refieren los numerales del 2.1 al 2.3 del presente informe, y el análisis de la subsanación de observaciones del COES consignados en el Anexo 1, se propone la modificación del PR-22 de acuerdo lo descrito en el Anexo 2, así como del GLOSARIO tal como se detalla a continuación:

Incorporar tres (03) nuevas definiciones en el GLOSARIO, a efectos su uso correcto en el PR-22:

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

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

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

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

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

En la propuesta de procedimiento del PR-22, se ha reemplazado la definición de Unidad de Generación por la definición de Grupo de RSF, a efectos de posibilitar el hecho de que un generador de cualquier tecnología pueda prestar el servicio de RSF dentro del marco

establecido en el PR-22, y evitar así colisionar con la definición de Unidad de Generación que se entrelaza con otros procedimientos del COES.

Respecto a la necesidad de aclarar que las cargas/descargas del Equipo para RPF se consideren para el cálculo de la Máxima demanda mensual a nivel de generación, se propone la modificación de la definición de Máxima demanda mensual a nivel de generación en el GLOSARIO, tal como sigue:

“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 RegFrec, se considerará también las cargas/descargas del Equipo RegFrec. El referido valor es el resultado de la operación del Equipo RegFrec, siendo de valor positivo si el Equipo RegFrec resulta aportando potencia y de valor negativo en caso el Equipo RegFrec resulte absorbiendo potencia.”

En ese orden de ideas, para efectos de aclarar el tratamiento de las cargas/descargas del Equipo RegFrec para las liquidaciones de Energía Activa se propone las modificaciones de las siguientes definiciones en el GLOSARIO:

“Barra de Transferencia:

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

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

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

y/o un Grupo para RSF. Para el caso de Generadores RER, se considerará como Barra de Transferencia, sus Puntos de Suministro.”

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

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

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

- i) El consumo de energía del cliente de un Participante Generador.
- ii) Un Participante Distribuidor para atender a sus Usuarios Libres, siempre que dicho consumo de energía no esté cubierto por contratos de suministro.
- iii) Un Participante Gran Usuario, siempre que dicho consumo de energía no esté cubierto por contratos de suministro.
- iv) El Autoconsumo de Energía del proceso productivo que forma parte del proceso de cogeneración de la Central de Cogeneración Calificada del Participante Generador; por cada Intervalo de Mercado. En caso de que el consumo de energía del proceso productivo sea superior a la producción de la Central de Cogeneración Calificada, este consumo adicional deberá ser respaldado mediante contratos de suministro, al igual que un cliente que no cuenta con autoproducción.
- v) El consumo del Equipo RegFrec cuando no esté Vinculado a un Grupo y/o un Grupo para RSF para brindar el servicio de RPF y/o RSF respectivamente. Dicho consumo debe contar con respaldo mediante contrato de suministro.”

3. Conclusiones

Teniendo en cuenta a lo sustentado en el presente informe, se recomienda proceder a la publicación del proyecto de la modificación del PR-22 y el GLOSARIO, de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento COES y la Guía, conforme a lo dispuesto en el numeral 2.5 y en el Anexo 2 del presente informe.

[sbuenalaya]

//pcho

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **ww2oV8Nmp8**.
No aplica a notificaciones electrónicas.

Anexo 1

Análisis sobre los comentarios recibidos por la publicación del proyecto de modificación del PR-22 publicado con la Resolución N° 103-2025-OS/PRES (Resolución 103)

1. Comentarios de Engie Energía Perú S.A. (Engie)

1.1 Comentario 1 de Engie

Se debe considerar neutralidad tecnológica en la asignación del pago de la RSF

El pago del servicio de RSF que corresponde al lado de la generación no debe asignarse únicamente a la generación con recursos energéticos renovables (RER), sino a todos los tipos de generación.

Sustento

En la fórmula contenida en el numeral 4.1 del Anexo IV, que trata de asignación de la liquidación de pago del servicio de RSF, en el lado de la generación se asigna el pago sólo a la generación RER. Dicha fórmula calcula la asignación del pago a la generación y a la demanda con base en sus desvíos de los ejecutados respecto de lo programado o reprogramado, y para el lado de la generación asume que sólo las unidades RER tienen dichos desvíos. Sin embargo, lo real es que todas las tecnologías de generación que participan del mercado eléctrico tienen la posibilidad de que su nivel de despacho en tiempo real varíe respecto de lo programado o reprogramado. Prueba de ello son los Informes de Evaluación de la Operación Diaria (IEOD) que emite el COES en el cual se muestra claramente que todas las unidades de generación tienen tales desvíos. Por tanto, las fórmulas de asignación de pagos deben incluir a los desvíos de todas las tecnologías de generación). La asignación de las liquidaciones, según lo dispuesto, debe considerar que los desvíos no son exclusivos de una tecnología sino inherentes a la operación del sistema en su conjunto; en este sentido, las liquidaciones deben distribuirse de manera proporcional y transparente.

En ese sentido en la formula observada se solicita que se cambien los siguientes términos:

DT_RER_i	por	DT_Gen_i
DT_RER	por	DT_Gen
$GenRER_eje_{i,t}$	por	$Gen_eje_{i,t}$
$GenRER_prog_{i,t}$	por	$Gen_prog_{i,t}$

Opinión Coes

No procede

Primero, hay que señalar que según lo expuesto en el “Informe Técnico-Económico COES/D/DO/SME-INF-002-2025-versión 02 de la Propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 22” (en adelante, “Informe COES”) la asignación de los pagos por la prestación del servicio RRSF debe guardar relación con el principio de causalidad (“debe pagar quien genera la necesidad”). Luego, la necesidad del servicio de RRSF proviene de la forma cómo se calcula el dimensionamiento de la RRSF, cálculo que considera fundamentalmente las desviaciones importantes de ciertos insumos atribuidos principalmente a errores en su predicción (o, “error de incertidumbre”, como se conoce en la literatura mundial). Ahora, los insumos que presentan alto nivel de dicho “error de incertidumbre” son la generación renovable no convencional (en adelante, “generación ERNC”) y la demanda. Si bien otros insumos, tales como la generación termoeléctrica (p.e. en su demora en su toma de carga o acople termodinámico cuando operarían como ciclo combinado) o la generación hidroeléctrica de pasada (cuando reduce o aumenta su caudal natural) pueden también presentar desviaciones respecto a lo programado, sin embargo, dichas desviaciones son pequeñas, relativamente lentas y su efecto es mitigado en los RDO (reprogramas de la operación) por lo que no son las principales fuentes que originan el uso permanente de la RSF a diferencia de la generación ERNC.

Por tanto, no es correcto conceptualmente lo señalado por el Agente, en el extremo de que todas las variaciones de generación respecto a lo programado generaron mayor necesidad de RRSF.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22, debido al presente comentario.

1.2 Comentario 2 de Engie

La fórmula de la asignación de pago entre Generación y Demanda tiene un error que debe corregirse

La fórmula de asignación de pago del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia entre la generación y la demanda contiene un error con sesgo favorable hacia la demanda, lo cual debe corregirse.

Sustento

Asignación de las Liquidaciones

La fórmula contenida en el Numeral 4.1 del Anexo IV, tiene dos partes A) el pago por los desvíos de los generadores (enmarcado en la caja color rojo abajo) y B) el pago por los desvíos de toda la Demanda repartida de manera proporcional a sus retiros (enmarcado en la caja color azul abajo).

$$PagRSF_i = DT_RER_i \times \left(\frac{LiqTot}{DT_RER + DT_Dem} \right) + Retiro_i \times \left(\frac{LiqTot}{DT_RER + DT_Dem} \times \frac{DT_Dem}{\sum_i Retiro_i} \right) \dots (a)$$

Pago de los desvíos de todos los generadores RER Pago de los desvíos de la Demanda repartidos proporcional a los retiros de cada generador

No obstante, no se aplica un mismo criterio para calcular los desvíos totales de la generación y la demanda como se explica a continuación:

En la repartición de pagos del RSF ($PagRSF_i$) entre la generación y la demanda, el proyecto calcula la desviación de cada generador "i" en todos los intervalos "t" para luego sumarlos (enmarcado en la caja color rojo abajo); sin embargo, de manera diferente para la demanda calcula los desvíos de todos los intervalos "t" y no para da retiro individual (enmarcado en la caja azul de abajo), lo que indica 2 criterios diferentes. Esta diferencia de criterios ocasiona que se sobredimensione los desvíos del lado de generación con respecto a los desvíos del lado de la demanda.

$$DT_RER = \sum DT_RER_i \rightarrow \text{Suma total de todos los desvíos RER de todos los generadores "i"}$$

$$DT_RER_i = \sum |GenRER_{eje_{i,t}} - GenRER_{prog_{i,t}}| \rightarrow \text{Suma de cada uno de los desvíos de cada generador "i" en todos los intervalos del mercado "t"}$$

$$DT_Dem = \sum |Dem_{eje_t} - Dem_{prog_t}| \rightarrow \text{Suma de cada uno de los desvíos de demanda ejecutada a nivel generación en todos los intervalos "t"}$$

Por tal motivo, solicita que se emplee el mismo criterio de cálculo de los desvíos de la generación y de la demanda para mantener la uniformidad en el cálculo, para tal efecto se propone se modifique la fórmula en los siguientes términos:

Fórmula propuesta:

En la siguiente formula se realiza cálculo de los desvíos por cada generador de la misma manera que se calcula para la demanda:

$$PagRSF_i = (DT_Gen \times \left(\frac{LiqTot}{DT_Gen + DT_Dem} \right)) \times \frac{DT_Gen_i}{DT_Gen_T} + Retiro_i \times \left(\frac{LiqTot}{DT_Gen + DT_Dem} \times \frac{DT_Dem}{\sum_i Retiro_i} \right) \dots (b)$$

Reporto proporcional de los desvíos para cada generador con respecto al total

$$DT_Dem = \sum_t |Dem_{eje_t} - Dem_{prog_t}|$$

$$DT_Gen = \sum_t |Gen_{eje_t} - Gen_{prog_t}|$$

$$DT_Gen_i = \sum_{i,t} |DT_Gen_{i,t}|$$

$$DT_Gen_T = \sum_i DT_Gen_i$$

Definiciones:

$$DT_Dem = \sum_t |Dem_{eje_t} - Dem_{prog_t}| \quad \text{Suma total de cada desvío de la generación en todos los intervalos "t"}$$

$$DT_Gen = \sum_t |Gen_{eje_t} - Gen_{prog_t}| \quad \text{Suma de todos los desvíos de RER para todos los intervalos "t"}$$

$$DT_Gen_i = \sum_{i,t} |DT_Gen_{i,t}| \quad \text{Suma de los desvíos RER de cada generador "i"}$$

$$DT_Gen_T = \sum_i DT_Gen_i \quad \text{Suma de todos los desvíos RER de los generadores "i" en todos los intervalos "t"}$$

Opinión Coes

Procede parcialmente

Primero, hay que señalar que lo indicado por el Agente es correcto, en el extremo de que la formulación propuesta para la repartición de la liquidación total de la prestación del servicio de RRSF entre la demanda y la generación renovable no convencional (ERNC) si se realiza con criterios diferenciados: la porción para la demanda está relacionada con la suma de sus desviaciones totales (ejecutado - programado) por cada Intervalo de Mercado, y la porción para la generación ERNC está relacionada con la suma de las desviaciones (ejecutado - programados) de cada generador ERNC por cada Intervalo de Mercado.

Sin embargo, la diferenciación surge porque para asignar de manera individualizada a la demanda, tendría que identificarse los desvíos de cada uno de los consumos lo cual no resulta práctico ni eficiente por tratarse de muchos consumos, además de que no se dispone de la información completa; a diferencia de la porción de la generación ERNC que si se asignará de manera individualizada ya que son relativamente pocos y se dispone de la información para hacer dicha individualización; es decir, se asignará a cada Participante en función a los desvíos de cada uno de sus propios generadores ERNC.

Como añadidura, respecto a la porción de la demanda, también hay que tener en cuenta que la propuesta inicial del COES que fue enviada a los Agentes, con la carta COES/D/DO-560-2024 del 29.II.2024, contenía un intento de individualización por cada usuario en la fórmula de asignación de pagos del servicio de RSF; sin embargo, fue objetado por los Agentes en su mayoría, sosteniendo que si bien podría brindar señales de mejora de incentivos para cada usuario, en esta primera etapa de implementación de la propuesta, aún sería complejo que los Participantes suministradores dispongan de todas las herramientas administrativas, regulatorias y técnicas, para realizar las acciones necesarias para incentivar a sus clientes a menores desvíos respecto a lo programado.

Sin perjuicio de todo lo anterior, es preciso señalar también que para el dimensionamiento propuesto de RRSF, la componente asociada a los desvíos de generación ERNC no considera los desvíos individualizados por cada generador ERNC, sino más bien considera los desvíos integrados (o neteados) tanto para los generadores ERNC solar y eólicos; es decir, se tienen dos grupos de desvíos. Por ende, el mayor o menor dimensionamiento de magnitud de RRSF contempla las desviaciones netas para cada uno de los 2 grupos señalados. Por tanto, se considera coherente actualizar la formulación de asignación de pagos, de modo que considere la suma de desviaciones totales (ejecutado - programado) por cada Intervalo de Mercado para cada uno de los 2 grupos mencionados, y no por cada generador ENRC individual. Entonces, la formulación debería quedar así:

“Anexo IV

(...)

4. ASIGNACIÓN DE LAS LIQUIDACIONES

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

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

Donde:

$$\begin{aligned} & DT_RER_Tot \\ &= \sum_t |GenRER_Sol_eje_t - GenRER_Sol_prog_t| \\ &+ \sum_t |GenRER_Eol_eje_t - GenRER_Eol_prog_t| \end{aligned}$$

$$DT_RER = \sum_i DT_RER_i$$

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

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

$PagRSF_i$: 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.

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

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

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

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

DT_{RER_i} : Desviaciones totales mensuales de los generadores con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable (eólico y/o solar), que son de titularidad del Participante "i".

(...)

"

.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 4.1 del Anexo IV del proyecto de modificación del PR-22 de acuerdo a la siguiente redacción:

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

$$PagRSF_i = \frac{LiqTot}{DT_{RER_Tot} + DT_{Dem}} \times DT_{RER_Tot} \times \frac{DT_{RER_i}}{\sum_i DT_{RER_i}} + \frac{LiqTot}{DT_{RER} + DT_{Dem}} \times DT_{Dem} \times \frac{Retiro_i}{\sum_i Retiro_i}$$

Donde:

$$DT_{RER_Tot} = \sum_t |GenRER_{Sol_eje_t} - GenRER_{Sol_prog_t}| + \sum_t |GenRER_{Eol_eje_t} - GenRER_{Eol_prog_t}|$$

$$DT_{RER_i} = \sum_t |GenRER_{eje_{i,t}} - GenRER_{prog_{i,t}}|$$

$$DT_{Dem} = \sum_t |Dem_{eje_t} - Dem_{prog_t}|$$

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

$LiqTot$: Liquidación total mensual por el servicio de RSF, que resulta de la suma de las liquidaciones calculadas en

aplicación de los numerales 1, 2 y 3 del presente anexo.

- $GenRER_Sol_eje_t$: Producción de energía en el Intervalo "t" utilizadas en el cálculo de la Máxima Demanda mensual a Nivel de Generación correspondiente a la generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable solar. Si algún generador tiene la titularidad de un Equipo RegFrec pero éste no se encuentre vinculado para algún Intervalo "t", entonces el consumo de dicho Equipo se netea en la producción del generador.
- $GenRER_Sol_prog_t$: Inyección prevista en el Intervalo "t", a nivel de bornes de generación de los generadores con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable solar, enviado para el PDO y/o RDO que lo reemplazó. Si algún generador tiene la titularidad de un Equipo RegFrec pero éste no se encuentre vinculado para algún Intervalo "t", entonces el consumo de dicho Equipo se netea en la producción del generador.
- $GenRER_Eol_eje_t$: Producción de energía en el Intervalo "t" utilizadas en el cálculo de la Máxima Demanda mensual a Nivel de Generación correspondiente a la generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable eólica. Si algún generador tiene la titularidad de un Equipo RegFrec pero éste no se encuentre vinculado para algún Intervalo "t", entonces el consumo de dicho Equipo se netea en la producción del generador.
- $GenRER_Eol_prog_t$: Inyección prevista en el Intervalo "t", a nivel de bornes de generación de los generadores con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable eólica, enviado para el PDO y/o RDO que lo reemplazó. Si algún generador tiene la titularidad de un Equipo RegFrec pero éste no se encuentre vinculado para algún Intervalo "t", entonces el consumo de dicho Equipo se netea en la producción del generador.
- DT_RER_i : Desviaciones totales mensuales de los generadores con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable (eólico, solar o mareomotriz), que son de titularidad del Participante "i".
- $Retiro_i$: Suma de los Retiros del Participante "i" considerados en la liquidación de Energía Activa.

$GenRER_eje_{i,t}$	:	Producción de energía en cada Intervalo "t" que se utiliza como dato para el cálculo de la Máxima Demanda mensual a Nivel de Generación correspondiente a la generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable (eólico, solar o mareomotriz), que son de titularidad del Participante "i". Si dicho generador tiene la titularidad de un Equipo RegFrec pero éste no se encuentre vinculado para algún Intervalo "t", entonces el consumo de dicho Equipo se netea en la producción del generador.
Dem_eje_t	:	Demanda a nivel de generación ejecutada a Nivel de Generación, para cada el Intervalo "t".
$GenRER_prog_{i,t}$	:	Inyección prevista por parte del titular Participante "i" en el Intervalo "t", a nivel de bornes de generación de los generadores con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable (eólico, solar o mareomotriz), enviado para el PDO y/o RDO que lo reemplazó. Si dicho generador tiene la titularidad de un Equipo RegFrec pero éste no se encuentre vinculado para algún Intervalo "t", entonces el consumo de dicho Equipo se netea en la producción del generador.
Dem_prog_t	:	Demanda a Nivel de Generación programada en el PDO o RDO que lo reemplazó en el Intervalo "t".
DT_Dem	:	Desviaciones totales mensuales de demanda a Nivel de Generación.
t	:	Intervalo de Mercado.
i	:	Índice de Participante"

1.3 Comentario 3 de Engie

Comentario General

Adicionalmente a los mercados de Cobertura y de Ajuste se propone que se incluya un Mercado de Cobertura de Largo Plazo (MCLP).

Este MCLP debería considerar las siguientes características:

- Un plazo de prestación de servicio mínimo 5 años
- Un mecanismo de remuneración en dos partes: A) Un pago fijo por la disponibilidad del servicio sujeto a descuento por la indisponibilidad incluido los periodos de mantenimiento y B) Un pago por la prestación del servicio de regulación, sujeto al cumplimiento de las características mínimas de servicio.

c) Un periodo inicial transitorio hasta que se implemente la infraestructura que preste este tipo de servicio

Sustento

El Proyecto incorpora la posibilidad que se pueda dar el servicio RSF con Equipos de RSF los cuales no son unidades de generación de electricidad. Sin embargo, ni el mercado de Cobertura ni el Mercado de Ajuste contienen los incentivos para que se pueda implementar dichos Equipos de RSF, debido a que sus plazos de suministro son cortos y no otorgan certidumbre de ingresos en ese plazo.

Al respecto, los Equipos de RSF son inversiones relevantes que requieren un mayor plazo para su pago y además necesitan estabilidad en sus ingresos para que sean factibles, por esa razón requieren un mecanismo de MCLP de por lo menos de 5 años.

Este MCLP es beneficioso para el sistema eléctrico en general por las siguientes razones.

1. Posibilita la participación de nuevas tecnologías de almacenamiento para realizar servicio de RSF y con ello generar un mercado más competitivo.
2. Menor costo operativo para el despacho diario del SEIN dado que las unidades de generación pueden operar en puntos de operación más eficientes (sin el margen para dar RSF) y evita costos de arranques de unidades que ingresarían solo por tiempos cortos para dar el servicio de RSF.

Opinión Coes

Procede Parcialmente

Primero, hay que señalar que de acuerdo con lo ya expuesto en el Informe COES, el mercado de provisión de RRSF ha evolucionado notablemente en los últimos años lo que se puede evidenciar a través del crecimiento de las URS calificadas para la provisión de RRSF y, por ende, una mayor magnitud total de la banda de regulación disponible. Esto ha devenido en que el Mercado de Ajuste (mecanismo de obtención de RRSF de corto plazo) se haya vuelto más líquido y se haya convertido en el mercado principal (y único en los últimos años) para la provisión de RRSF. Sin embargo, como se expuso en el Informe COES aún se considera mantener algún mecanismo de obtención de RRSF mediante mecanismos de largo plazo, por lo cual se reformuló el Mercado de Provisión Base vigente a un Mercado de Cobertura con reglas diferenciadas, y que serviría para situaciones específicas en la cual el Mercado de Ajuste podría no ser suficiente durante algún tiempo (principalmente cuando se presenten indisponibilidades programadas o fortuitas de URS con gran banda de regulación disponible). Sobre lo último, es importante recalcar entonces que el espíritu principal del Mercado de Cobertura no es cubrir de RRSF al SEIN cuando el Mercado de Ajuste no brinde los incentivos necesarios, toda vez que dicho mercado también ha sido mejorado en la propuesta para asegurar una

mayor competitividad (propuesta de eliminación del costo de oportunidad y determinación de un precio límite dinámico determinado por el COES).

Teniendo en cuenta todo lo anterior, no se considera necesario adicionar un mercado adicional de provisión de RRSF y, sobre todo, teniendo en cuenta que (como su representada indica), tendría como finalidad brindar los incentivos para el desarrollo de un tipo de tecnología (Equipo para RSF), desligándose del principio general de neutralidad tecnológica.

Sin embargo, si coincidimos en la importancia de la apertura de la provisión de RRSF a nuevas tecnologías siempre con el criterio de neutralidad tecnológica (y teniendo en cuenta sus distintas externalidades positivas). A razón de ello, el COES dentro de sus alcances y limitaciones impuestas por el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (en adelante, "RMME") diseñó en la propuesta del PR-22 una figura funcional y legal para que el servicio de RRSF pueda ser prestado por Equipos de RSF; además, en aras de una mayor posibilidad de utilización de estos Equipos (que brinda más incentivos para su inversión) se creó la figura de la vinculación que hacía posible que el Equipo de RSF pueda ser utilizado por generadores que no sean sus propietarios de acuerdo a ciertas reglas.

En esa línea, y en aras de aprovechar las economías de escala de los Equipos para RSF (y así brindar más incentivos para las inversiones) se propone que el Equipo para RSF también pueda brindar el servicio de Reserva Primaria de Frecuencia (en adelante, "RPF"). Por lo tanto, se propone eliminar las definiciones de Equipo para RSF y Equipo para RPF en las propuestas de PR-22 y PR-21 respectivamente; y en su reemplazo incluir en el Glosario del COES una nueva definición: "Equipo RegFrec", que debe decir:

Glosario COES:

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

Propuesta de PR-21:

~~**"Equipo para RPF:** *Instalación de cualquier tecnología de almacenamiento de energía destinada a brindar el servicio de RPF conectada a cualquier barra del SEIN."*~~

Propuesta de PR-22:

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

A efectos de guardar el orden y la coherencia normativa, en toda la propuesta del PR-21 y PR-22, así como en el Glosario del COES deben reemplazarse los términos "Equipo para RPF" y "Equipo para RSF" por "Equipo RegFrec".

Análisis

De acuerdo en parte. Si bien proyecto se detalla que la RRSF será previsto por dos mercados (Mercado de Cobertura y Mercado de Ajuste) se considera que el primero debe ser obligatorio por parte del COES con la finalidad de garantizar la seguridad del SEIN un % mínimo de RRSF (mínimo el 50% de la RRSF proyectada) y para un periodo mínimo de dos (2) años. Por lo tanto, se sugiere modificar la definición de Mercado de Cobertura de RS en el numeral 3.2 y la modificación del numeral 10.1 del proyecto de modificación del PR-22 de acuerdo con la siguiente redacción:

“3.2 (...)

(...)”

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

(...)”

“10.1 El COES realizará el proceso de convocatoria para adjudicar RRSF mediante el Mercado de Cobertura de al menos el 50% de RRSF proyectada para el periodo de convocatoria. Asimismo, la convocatoria para el proceso de adjudicación mínimamente debe contener lo siguiente:

(...)”

“10.3 El periodo mínimo de convocatoria a adjudicación será de 2 años continuos”

Asimismo, incluir en el Glosario del COES la definición: “Equipo RegFrec” quedando redactado de la siguiente forma:

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

1.4 Comentario 4 de Engie

Numeral 10.1

En el texto de este numeral:

*El COES evaluará de manera 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(...)*

No se describen los criterios de evaluación para adjudicar en el Mercado de Cobertura (MC).

Por lo tanto, se propone:

- Que en el Proyecto se establezcan los criterios que se deberán tener en cuenta para adjudicar mediante Mercado de Cobertura
- Uno de los criterios para que se pueda adjudicar mediante MC debe ser la existencia de condiciones de competencia.
- Asimismo, debe considerarse para fines de la optimización en el PDO con un precio cero. Si ingresa al despacho, se considera la RA_d con su respectivo PR_{MC} .
- Por lo indicado en c) el RA_d debe corresponder solo a la reserva efectivamente prestada por el precio Adjudicado (PR_{MC}), siempre y cuando haya sido despachado.

Sustento

En el Proyecto no establecen los criterios de evaluación de la necesidad de adjudicar RRSF mediante el MC, sin estos criterios se genera un amplio margen de discrecionalidad y de incertidumbre en el mercado. Por ello es que se debe establecer dichos criterios.

Por otro lado, una de las características que debe tener de todo mercado (incluido el MC) es que existan las condiciones para que las ofertas que se presenten reflejen precios competitivos.

Al respecto, según la formulación de pago para el MC contenidas en el Anexo IV, numeral 1.2 del Proyecto se puede generar incentivos perversos como se muestra a continuación:

$$LIQ_{\square} = RA_{\square} + AR_{\square} + CAD_u - PRNS_u - PRNDI_u$$

Caso : $PR_{MC} > PR_{MA}$

Como el precio del MC es mayor al precio del MA entonces no se le asigna el RS. Para este caso la URS recibiría el pago de multiplicar la Reserva adjudicada por la diferencia de precios del MC y MA.

Mercado de Cobertura:

$$RA_d = \underbrace{RA_{dS}}_{\text{Reserva adjudicada}} \times \underbrace{(PR_{MC} - PR_{MA})}_{\text{Diferencia de precios}}$$

mercado de Ajuste:

$$AR = \cancel{RAS_{MA}} \times \cancel{PR_{MA}}$$

$$LIQ = \cancel{RA_d} + \cancel{AR} + \cancel{CAD_u} - \cancel{PRNS_u} - \cancel{PRNDI_u}$$

Los demás se eliminan ya que NO fue elegida en el MA.

Análisis

Si no existen las condiciones de competencia suficiente en el MC, la URS podría colocar un precio muy alto, sólo con el fin de tener el ingreso de la diferencia de su precio elevado menos el precio del MA ($PRS_{MC} - PRS_{MA}$), sin importar que sea asignada en el MA. También puede generarse precios altos, debido a las sobreestimaciones del CMgCP que tengan los competidores, el cual puede diferir notoriamente en su ejecución debido a cambios de las premisas como mantenimientos, demanda, viento, entre otros.

Por eso es importante establecer los criterios de condiciones de competencia necesarias para que se pueda llevar a cabo las adjudicaciones mediante el MC.

Opinión Coes

No Procede

En línea a lo expuesto en el comentario anterior, el Mercado de Cobertura (antes Provisión Base) es un complemento al Mercado de Ajuste (que es el mercado principal para la provisión de RRSF) el cual busca cubrir en todo momento de RRSF al SEIN en aras de preservar la seguridad del SEIN, ante situaciones específicas que no pueden preverse (por ejemplo, cuando se presenten indisponibilidades programadas o fortuitas de URS con gran banda de regulación disponible). Teniendo en consideración ello, de acuerdo con las condiciones del mercado, el COES debe determinar la oportunidad en el cual sea necesario adjudicar el Mercado de Cobertura, así como magnitud de RRSF necesaria a adjudicar.

Por otro lado, respecto a la situación que se comenta respecto a que la URS podría colocar un precio muy alto en el Mercado de Cobertura (MC), sólo con el fin de obtener el ingreso de la diferencia de su precio elevado menos el precio del MA ($PRS_{MC} - PRS_{MA}$), hay que indicar primero que la aplicación de la formulación es correcta. Sin embargo, hay que explicar que conceptualmente, si bien la situación que podría darse sería muy puntual, el razonamiento es coherente toda vez que en caso el MC se adjudique a un precio alto, es porque el COES considera necesario dicho precio razonable toda vez que se desea preservar la seguridad del SEIN en todo momento del SEIN. Como se comentó, estas situaciones de convocatoria por el MC son puntuales y principalmente están orientadas antes indisponibilidades de URS con bandas de regulación importantes.

Además, se debe tener presente que el precio del Mercado de Cobertura tiene un Precio Límite que es calculado por el COES (está indexado al CMgCP esperado, de acuerdo con las reglas señaladas en el Anexo X de la propuesta), por lo cual tampoco es exacto lo indicado por el Agente en el extremo de que algún Agente podría ofertar deliberadamente un precio muy elevado y así ya asegurarse un pago alto. En ese sentido, el MC tiene el concepto de ser un mecanismo físico-financiero, en el extremo de que deberá pagar al Mercado de Ajuste (es decir, el pago neto a la URS adjudicada solo es la diferencia). Tener en cuenta que esto es una mejora sustancial respecto al esquema actual (denominado Provisión Base), en el cual

siempre se le paga a la reserva adjudicada (haya despachado o no), al precio adjudicado (no se le exige comprar en el Mercado de Ajuste).

Finalmente, su representada propone que la reserva adjudicada ingrese a la co-optimización del despacho económico con precio igual a 0 y se le pague la reserva efectivamente despachada al precio adjudicado en el MC. Esto replicaría de alguna manera el mecanismo actual de asignación, el cual no permite minimizar efectivamente el costo total por la provisión de la RRSF al tener por un lado una premisa de que el MC sea prioridad, pero se pagaría al precio adjudicado; además que, el requerimiento de que la asignación provenga de un despacho conjunto (co-optimización), hace mezclar ofertas de mediano y corto plazo, que tienen características distintas. Adicionalmente, la propuesta del Agente presenta incentivos perversos toda vez que al ingresar con un precio igual a 0 en el despacho económico podría distorsionar el despacho económico co-optimizado, implicando que algunas tecnologías desplacen a otras más económicas (costos variables menores), pero dichas tecnologías recibirían el pago del precio del MC lo que les motivaría a ofertar siempre precios altos y no competitivos en el MC.

Por todo lo anterior, se sugiere mantener la propuesta del COES sobre el Mercado de Cobertura

Análisis

Ver análisis al Comentario 3 de Engie.

Ahora bien, sin perjuicio de lo mencionado por el COES respecto a la fijación del Precio Límite del Mercado de Cobertura y Mercado de Ajuste, que en el proyecto de modificación está en función del CMgCP y un factor de incentivo, se considera que Osinergrmin será quien fije dicho factor en base a criterios de costo de oportunidad, desempeño, entre otros, a propuesta del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar los numerales 1.2 y 2.2 del Anexo X, de acuerdo a la siguiente redacción, y la eliminación de los numerales 1.4 y 2.4 del mismo anexo:

“1.2 Se calculará el costo de oportunidad máximo esperado para cada día, el cual será determinado por el máximo valor de los CMgCP previstos para el respectivo día en análisis de entre las Barras de Entrega de todas las URS con banda calificada. Luego, se afectará por un factor de incentivo fijado por OSINERGMIN a propuesta del COES, a efectos de obtener el Precio Límite de la Oferta para el día en análisis en Mercado de Cobertura.

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

“2.2 Se calculará el costo de oportunidad máximo esperado, el cual será determinado por el máximo valor de los CMgCP previsto de entre las Barras de Entrega de todas las URS con banda calificada. Luego, se afectará por un factor de incentivo fijado anualmente por OSINERGMIN a propuesta del COES, a efectos de obtener el Precio Límite de la Oferta para el Mercado de Ajuste.

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

1.5 Comentario 5 de Engie

Numeral 7.8

Vinculación para RSF

7.8 (..)

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.

Este contrato no es necesario cuando el Equipo para RSF pertenece a las instalaciones del Titular del Grupo para RSF.

Sustento

No necesitaría un contrato de respaldo por que la energía que se entrega ya tiene descontada los consumos propios del Equipo para RSF por estar localizado dentro de las instalaciones del Titular del Equipo para RSF

Opinión Coes

No procede

Debemos aclarar que, desde su concepción, dentro del marco regulatorio de los procedimientos del COES, los equipos externos destinados a la regulación de frecuencia han sido considerados como un accesorio de una central de generación, toda vez que a la fecha no existe regulación vigente que trate a estos accesorios como entidades independientes. Sin embargo, dada la magnitud de estos accesorios y la posibilidad de que se ubiquen en cualquier barra del sistema, es preciso ordenar su operación dentro del Mercado de Corto Plazo dentro del marco legal vigente.

Por ello se ha visto necesario establecer, entre otras reglas, que mientras estos equipos no se encuentren ejerciendo el servicio de regulación de frecuencia, es decir no estén vinculados a algún grupo o central de generación, su única opción de operación es como la de un consumo y por lo tanto para viabilizar este tipo de operación debe figurar un Retiro en las liquidaciones de energía, con todo lo que implica ello, es decir, existir un Participante de MME que haya declarado una Potencia Contratada para que posteriormente solicite la creación de un Retiro para el Equipo de RPF en cuestión. Todo lo indicado se basa en lo establecido en el RMME, el cual establece que todo Retiro debe tener un contrato de suministro.

Notamos que la redacción del literal b) del numeral 7.8 de la propuesta, ha generado confusión respecto a la necesidad y naturaleza del contrato de suministro. Si bien la regla se encuentra completamente definida al establecer el

tratamiento de los consumos del Equipo para RPF como un Retiro (como se explicó en el párrafo anterior), el objetivo de la especificación de la necesidad de contar con un contrato tuvo como objeto reforzar las condiciones que debe cumplir un Retiro. Sin embargo, creemos conveniente prescindir de la redundancia de refuerzo ajustando el texto de la siguiente manera:

“7.8 La inyección de energía en el proceso de descarga, y el consumo de energía en el proceso de carga y el consumo propio del Equipo ~~RegFrec para RSF~~ se considerará

(...)

b) Para los intervalos de Mercado en los que un Equipo ~~RegFrec 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.~~”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 7.8 y el literal b) del mismo numeral del proyecto de modificación del PR-22 de acuerdo con la siguiente redacción:

“7.8 La inyección de energía en el proceso de descarga, y el consumo de energía en el proceso de carga y el consumo propio del Equipo RegFrec se considerará en las transferencias de energía activa de la siguiente forma:

(...)

b) Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo RegFrec no esté vinculado a algún Grupo para RSF, el consumo de energía asociado al proceso de carga y consumos propios serán considerados como un Retiro”

1.6 Comentario 6 de Engie

Numeral 10.9

Se debe especificar que las RRSF adjudicadas tienen periodos de Mantenimiento Programado por tanto no podrán estar disponibles en estos periodos.

Sustento

Para el caso en que una URS fue adjudicada y dentro del periodo adjudicado se tiene mantenimiento programado, no deberá ser considerada como Reserva no Disponible ni aplicar Pagos por Reserva No Disponible. El motivo del mantenimiento deberá cumplir los requisitos del Numeral 7 del PR-12.

Opinión Coes

No procede

Los plazos de la adjudicación del MC serán comunicados oportunamente al inicio de la convocatoria, a efectos de que las URS prevean de acuerdo con su cronograma de mantenimientos, la decisión de ofertar o no. Es importante tener en cuenta que el concepto subyacente es tener disponible las URS por MC en todo el periodo de adjudicación. Exonerar los Pagos por Reserva No Disponible durante los periodos de mantenimientos programados, desvirtuaría la necesidad de disponer de URS por el MC.

Adicionalmente, los plazos de adjudicación del MC en una primera etapa se espera que inicien con un plazo de una semana (según lo expuesto en el Informe COES). Por lo que se considera un tiempo coherente para que la URS prevean ofertar o no, de acuerdo con su cronograma de mantenimientos programados.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES respecto a los plazos de la adjudicación. Ver Análisis del Comentario 3 de Engie.

1.7 Comentario 7 de Engie

Numeral 1.8 – Anexo IV

En la liquidación a las URS por Compensaciones Adicionales a las URS en el Proyecto se establece:

“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 solicita también aplique lo mismo para los casos en que el CMgCP sea este por debajo del Precio Limite por más de 4 periodos.

Asimismo, se solicita precisar como el COES va a estimar el CMgCP para fines de los limites en los precios de oferta.

Sustento

Se entiende que esta compensación adicional es para compensar a la URS cuando el CMgCP supera el precio limite. Sin embargo, debería también haber una compensación cuando el CMgCP este por debajo del Precio Limite.

De esta forma se fomenta la participación de las URS al reducir el riesgo que, en caso durante la operación en tiempo real, los agentes tengan un costo de oportunidad perdido que no puede ser previsto. No obstante, en el escenario opuesto, cuando una URS presente ofertas elevadas por una sobreestimación del CMgCP, también debe generarse una compensación para reducir el costo del servicio ya que puede haber escenarios donde el CMgCP este muy por debajo del precio limite (por ejemplo, en avenida puede haber CMgCP en valor agua).

Opinión Coes

No procede

La propuesta del del Mercado de Ajuste subyace con el concepto de que cada URS debe internalizar en su oferta, el costo de oportunidad que estima perder (expectativa de CMgCP) por no vender determinada potencia (que lo reserva para brindar el servicio de RSF). Por tanto, dicha oferta internalizará también los riesgos asociados.

Luego, en función a los CMgCP reales, las URS identificarán ex-post si los riesgos considerados fueron suficientes o no (los CMgCP reales pueden más altos a lo esperado, o viceversa). En ambos casos, son riesgos que asume la URS.

Además, como se mencionó en el Informe COES, el COES calculará un precio límite de la Oferta en el Mercado de Ajuste a efectos de limitar un eventual poder de mercado (al menos en esta primera etapa de implementación del nuevo PR-22), el cual también surge de expectativas de CMgCP del COES, pero afectados con factores mayores a 1 para romper la brecha de indiferencia entre ofertar en el Mercado de Ajuste o vender en el mercado de energía.

Sin embargo, pueden existir casos muy puntuales y atípicos, en el cual el CMgCP real fue mayor al precio límite, y por ende mucho mayor a los CMgCP esperados. Sólo para esas situaciones (al menos en esta primera etapa de implementación del nuevo PR-22), se propone una compensación a las URS a efectos de que las URS cubran sus costos de oportunidades perdidos. Esto con el hecho de alentar a las URS a ofertar con precios de oferta competitivos.

Vale decir que en el caso contrario (CMgCP reales por debajo de los precios de ofertas y por ende del Precio Límite), se espera que la URS obtenga esas rentas adicionales en el Mercado de Ajuste, que es característica intrínseca en un mercado con variables con incertidumbre.

Finalmente, respecto a la consulta de cómo el COES calculará los CMgCP para fines de los límites en los precios de oferta, se señala que será en base a despachos de operación previstos, tal como se señala en el Anexo X de la propuesta del PR-22

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Sin perjuicio de lo mencionado, sobre el factor de incentivo para determinar el Precio Límite de los mercados para la RRSF, ver el análisis al Comentario 4 de Engie.

1.8 Comentario 8 de Engie

Numeral 3 – Anexo IV

Compensaciones a las unidades de generación que no conforman una URS.

El reconocimiento debe ser similar al ítem 2.1 con un factor de incentivo mayor a 1.

Sustento

De esta forma la compensación no solo debe de cubrir el costo de oportunidad, sino que debe incluir un incentivo que permita una operación segura del sistema aislado, pues se podría dar el caso, que la unidad de generación prefiera seguir inyectando al mercado de corto plazo y no suministrar RSF

Opinión COES

No procede

Primero hay que señalar que el numeral en mención, regula la compensación para los generadores que no son URS, pero que son asignados por el COES para brindar el servicio de RRSF en algún Sistema Aislado Temporal. Esta asignación se realiza en base a criterios operativos y de seguridad, teniendo como base lo dispuesto en la NTCOTR y los PR-01, PR-06 y PR-09 del COES.

En ese orden de ideas, no se trata de un mercado de provisión de RRSF, sino más bien de una exigencia del COES hacia el generador a efectos de brindar el servicio de RRSF. Por ende, no es opción del generador ofertar al mercado de energía, por lo que no es coherente incluir factores de incentivo.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

1.9 Comentario 9 de Engie

Numeral 4.1 – Anexo IV

En el Numeral 4.1, hay un error en la definición de la cantidad de energía producida ($GenRER_eje_{it}$) que debería ser (GEN_eje_{it}) que se emplea para calcular el desvío de la generación. Se propone la siguiente modificación:

$GenRER_eje_{it}$: Producción de energía en el cada Intervalo "t" del mes que se utiliza como dato para 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.

Sustento

La redacción en el Proyecto puede generar que se entienda que debería utilizar la información de "el" intervalo "t" correspondiente al periodo de la Máxima Demanda (el artículo "el" da a entender que es un único intervalo").

Sin embargo, lo correcto es que se emplee la información de lo ejecutado en "cada" intervalo "t" del mes para compararlo con lo programado para ese mismo intervalo.

Opinión Coes

Procedente

De acuerdo con la observación. Por tanto, la descripción de la leyenda de $GenRER_eje_{i,t}$ debe quedar así:

"GenRER_eje_{i,t}: Producción de energía en el cada Intervalo "t", que se utiliza como dato para ~~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 ~~RegFrec 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."

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar la definición de $GenRER_eje_{i,t}$ del numeral 4 del Anexo IV del proyecto de modificación del PR-22 con la siguiente redacción:

"GenRER_eje_{i,t} : Producción de energía en cada Intervalo "t" que se utiliza como dato para el cálculo de la Máxima Demanda mensual a Nivel de Generación correspondiente a la generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable (eólico, solar o mareomotriz), que son de titularidad del Participante "i". Si dicho generador tiene la titularidad de un Equipo RegFrec pero éste no se encuentre vinculado para algún Intervalo "t", entonces el consumo de dicho Equipo se netea en la producción del generador."

1.10 Comentario 10 de Engie

Anexo X- Numeral 1.2

Respecto al procedimiento de cálculo del precio límite para los mercados MC y MA se incluyen factores de incentivo de 3 y 2, respectivamente.

Sin embargo, el sustento contenido en el Informe N° 597-2025-GRT no demuestra fehacientemente el valor de estos factores.

Sustento

En el informe N° 597-2025-GRT se proponen los factores de para determinar los precios límites para el MC y MA de "3" y "2", respectivamente. Estos factores son estimados a partir de la revisión histórica de los costos del MA entre los meses enero a noviembre 2024.

Así, en el referido informe se menciona que aplicando dichos factores el precio limite superaría en un 90% del tiempo a los precios del MC y MA.

Consideramos que no debería aplicarse ningún al factor al CMgP, ya que este generara los incentivos necesarios para la oferta del servicio.

En conclusión, proponemos lo siguiente:

1. El Precio Límite deberá ser el CMgCP.
2. Para fines de la inversión de Equipos BESS, se sugiere implementar un precio límite con base en el costo marginal de corto plazo y una señal para incentivar la:

$$P_{Limite} = Max (CMgCP, COR)$$

Donde:

$P_{Limite} \rightarrow$ Precio Limite tanto para el MC y MA

$CMgCP \rightarrow$ Costo Marginal de Corto Plazo

COR $\rightarrow$ Costo de Oportunidad de un Equipo para RSF.

$$COR = K_d \times H \text{ (S/. / MW-h)}$$

$K_d \rightarrow$ Factor de incentivo a la inversión con un valor de 1.5

$H \rightarrow$ Valor horario de la inversión calculado con la tasa de actualización del artículo 79 del a Ley de Concesiones Eléctricas, multiplicado por su factor que representa el costo de Operación y mantenimiento.

Opinión Coes

No procede

Primero, teniendo en cuenta el Informe COES, el inicio de este nuevo Mercado de Ajuste supondrá muchas casuísticas esperadas para el COES, pero sobre todo para los Participantes a efectos de determinar un precio de oferta de RRSF que pueda cubrir sus potenciales riesgos de pérdidas de oportunidad en el mercado de energía. En ese orden de ideas, es correcto que dicho mercado inicie con precios límites de oferta razonablemente por encima de los CMgCP esperados, a efectos de alentar la participación de un mayor número de URS. Vale decir que estos factores se irán actualizando (probablemente tenderán a la baja) a medida que el mercado vaya convergiendo, por un mayor conocimiento de este por parte de los Participantes.

Por otro lado, respecto a colocar un precio límite de la oferta de manera diferenciada para las ofertas de las BESS, contradice el principio de neutralidad tecnológica, toda vez que se busca que todas las tecnologías disponibles compitan en las mismas condiciones.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

1.11 Comentario 11 de Engie**ANEXO IV Numeral 1.7****"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), en caso la URS se encuentre con mantenimiento programado no será considerada como RNDI. La RNDI deberá ser pagada por el titular o el representante de la URS con Indisponibilidad de Reserva por cada periodo de RRSF.

Sustento

Para el caso en que una URS fue adjudicada y dentro del periodo adjudicado se tiene mantenimiento programado, dicho mantenimiento no deberá ser considerado como Reserva no Disponible ni aplicar Pagos por Reserva No Disponible. Cabe precisar que el motivo del mantenimiento deberá cumplir los requisitos del Numeral 7 del PR-12.

Opinión COES

No procede

Ver opinión al comentario 6 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

1.12 Comentario 12 de Engie**Disposiciones Transitorias**

Los plazos para la implementación y pruebas son muy cortos debido a que se tiene que realizar modificaciones y adecuaciones a equipos que realizaran RS.

Sustento

Por la magnitud de implementación que no sólo corresponde a los sistemas informativos para efectuar el control para la URS, sino también la modificación/implementación de equipos que quizás se deban importar, lo que implicará mayor tiempo y que disminuirá el plazo de 6 meses. Se debe incluir dentro de la disposición transitoria un periodo de comentarios y evaluar los resultados de las pruebas.

Se sugiere un periodo para la implementación de 12 meses.

Opinión COES

No procede

El periodo de implementación previsto en la Disposición Transitoria tiene como principal objetivo permitir cubrir las necesidades de adecuaciones informáticas y de aplicativos para la automatización de los cálculos que realizaría el COES. Según los análisis, estos cambios se pueden realizar en 4 meses, por lo que 6 meses se considera un plazo conservador.

Respecto a la modificación/implementación de equipos que indica su representada, se debe entender que no existe una exigencia de que se incorporen Equipos para RSF, estos pueden integrarse al mercado en la medida de sus posibilidades e interés en prestar el servicio a partir de la entrada en vigencia del nuevo PR-22.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

2. Comentarios de Kallpa Generación S.A. (Kallpa)

Comentario General de Kallpa

Kallpa menciona que, en relación con el asunto de la referencia, se señala que, si bien las modificaciones propuestas tienen como objetivo introducir señales de mercado más adecuadas, promover una mayor competencia en la prestación de los servicios y aplicar el principio de que el costo sea asumido por quien genera la necesidad del mismo, se considera que dichas modificaciones deben ser analizadas de manera integral. En particular, se estima que los cambios planteados en los Proyectos de modificación del PR-21 y PR-22 deben discutirse en el marco de la revisión del reglamento que regulará el funcionamiento del mercado de servicios complementarios, actualmente en elaboración por el Ministerio de Energía y Minas, a raíz de las modificaciones introducidas a la Ley N.º 28832 mediante la Ley N.º 32249.

Asimismo, se destaca que los cambios propuestos en los Proyectos de Procedimiento revisten una relevancia crítica para el funcionamiento del mercado de servicios complementarios, especialmente en lo referido a la regulación de frecuencia, uno de los servicios más importantes para la seguridad del SEIN. Dada su importancia estratégica, cualquier ajuste normativo en este ámbito debería evaluarse con una visión sistémica y de largo plazo, garantizando su coherencia con el marco regulatorio que se encuentra en proceso de definición.

Finalmente, advierte que la aprobación de modificaciones a los Procedimientos Técnicos N.º 21 y 22 antes de contar con el Reglamento definitivo podría generar señales contradictorias

al mercado y afectar la predictibilidad y estabilidad regulatoria. Es previsible que, una vez aprobado dicho Reglamento, se deban revisar y eventualmente modificar las condiciones establecidas en los procedimientos técnicos, lo que implicaría ajustes sucesivos e innecesarios. En consecuencia, se considera prudente postergar la aprobación de los Proyectos de Procedimiento hasta contar con el Reglamento correspondiente, a fin de asegurar coherencia normativa y brindar señales claras y estables a los agentes del mercado.

Análisis

No corresponde, por el momento, tomar en cuenta la Ley N.º 32249 como sustento operativo o regulatorio a cumplir la normativa vigente referido a la aprobación de los procedimientos técnicos del COES, debido a que aún no se cuenta con los reglamentos que desarrollen la aplicación de dicha Ley, y como bien menciona Inland dicho encargo lo tiene el Ministerio de Energía y Minas. En ausencia de dicha reglamentación, la Ley no define el marco operativo, los criterios de diseño de mercado ni las reglas de participación necesarias para su implementación efectiva. En ese contexto, cualquier intento de anticipar sus efectos mediante la aprobación de nuevos criterios o procedimientos técnicos carecería de base normativa suficiente y podría generar inconsistencias con el marco regulatorio vigente.

Asimismo, los criterios propuestos en el proyecto de modificación del PR-21 y PR-22 resultan aplicables en la situación actual, dado que ya existen mecanismos de mercado para la provisión de la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF). En cuanto a la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), esta ha sido recientemente actualizada mediante la modificación de la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI) aprobada por el Ministerio de Energía y Minas en octubre de 2025, lo que establece un marco específico y vigente para su prestación. Sobre esto último, el COES ya presentó el proyecto de modificación del PR-21 para adecuar dicha modificación de la NTCOTRSI el cual seguirá los plazos previstos en el Guía.

El análisis del presente comentario se complementa en el Informe Legal N° 074-2026-GRT.

Por lo tanto, no corresponde postergar la publicación de la modificación del PR-22 debido al presente comentario.

2.1 Comentario 1 de Kallpa

ANEXO II METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RESERVA TOTAL REQUERIDA PARA LA RSF

Agregar ejemplo de aplicación de la metodología para determinar la RSF requerida por el SEIN.

Sustento

Se sugiere agregar ejemplo para efectos de mayor claridad respecto de los cambios incorporados.

Opinión Coes

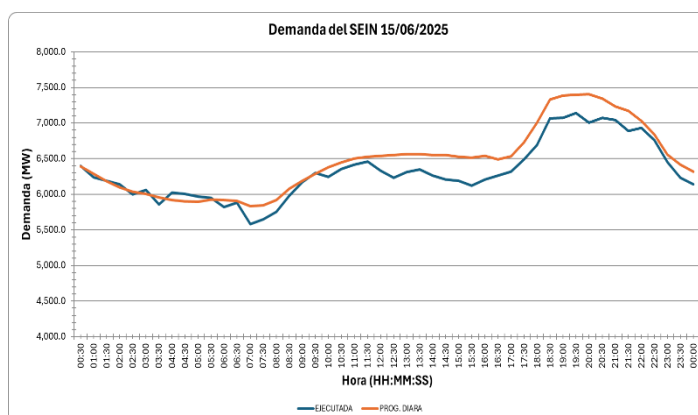
Procede

Se agrega un ejemplo explicativo, con la secuencia de pasos necesarios para el dimensionamiento de RRSF:

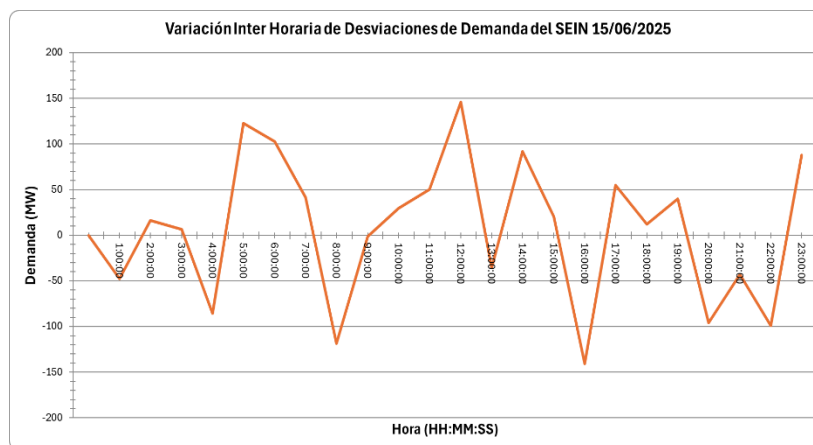
“Se inicia con la recopilación de la información necesaria para obtener las desviaciones de demanda y de la generación ERNC (eólica y solar). Las desviaciones se obtienen de la diferencia entre Valor ejecutado y Valor programado. El primero se obtiene de la información utilizada en el cálculo de la Máxima Demanda mensual a Nivel de Generación y para lo segundo se obtiene de la información considerada para la programación en el PDO o RDO que lo reemplace. Esta información se encuentra en granularidad de 15 minutos y 30 minutos respectivamente, por lo que luego hay que pasarlo a valores horarios (a través de valores promedios).

A modo de ejemplo y para fines sólo prácticos, analizaremos el detalle solo de la demanda y con la consigna de calcular la RRSF para julio 2025 (estiaje). Para ello, debemos considerar la información de demanda que comprende los meses de estiaje en el periodo comprendido entre 01.07.2024 y 30.06.2025.

A modo de ejemplo gráfico, a continuación, se verifica la información de la demanda ejecutada y programada del 15.06.2025:

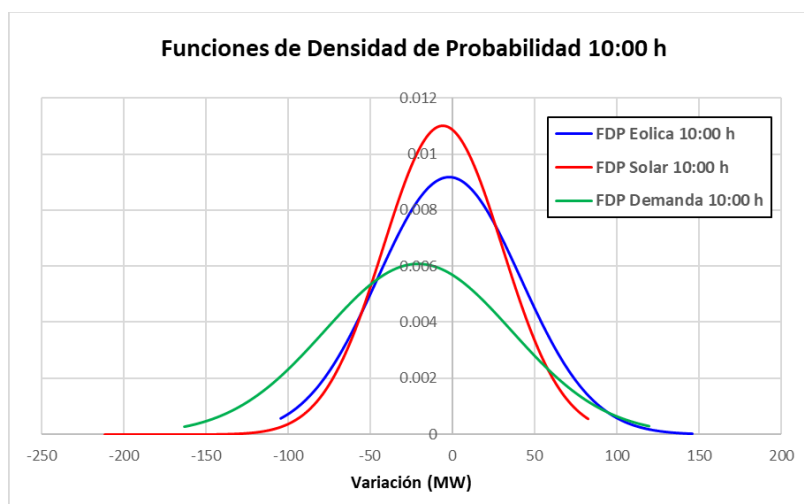


Primero, se calcularán las desviaciones para cada hora (Demanda ejecutada – Demanda programada); luego, se procede a calcular las variaciones inter-horarias para cada hora “t”, el cual resulta de la diferencia del desvío en la hora “t” y el desvío en la hora “t-1”. Finalmente, para cada hora “t” se calculan las variaciones inter-horarias acumuladas, que resultan de sumar la variación en la hora “t”, hora “t-1”, hora “t-2” y hora “t-3” (acumulación de variación inter-horaria de 4 horas, según la propuesta), de modo que se acumulen las últimas 4 horas en una ventana móvil. Para el presente ejemplo, solo se consideró la variación acumulada de 1 hora, que se muestran en la figura siguiente:

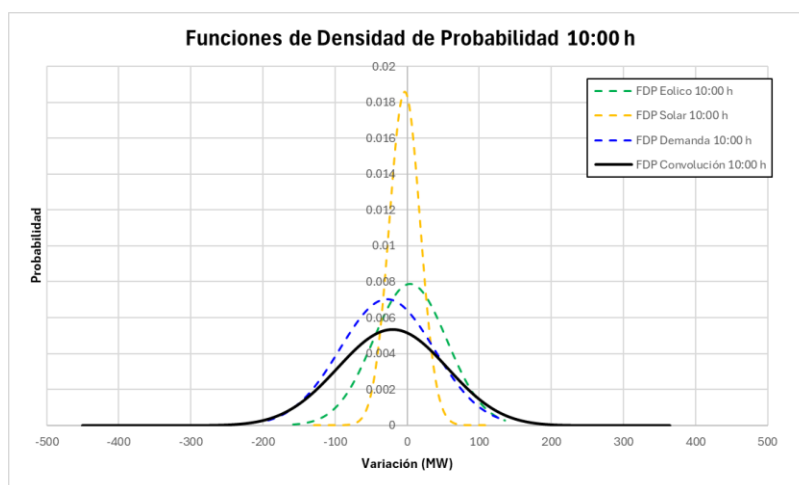


Ahora, con dichas variaciones, se ajustan a una Función de Densidad de Probabilidad (FDP).

Tener en cuenta que para efectos del ejemplo sólo se analizó a la demanda; sin embargo, lo real es que luego de aplicar un procedimiento similar a lo anterior, también deben obtenerse FDP tanto para la generación solar como para la eólica. Asumamos, para este ejemplo que también disponemos de esas FDP, las cuales se muestran en la siguiente figura.

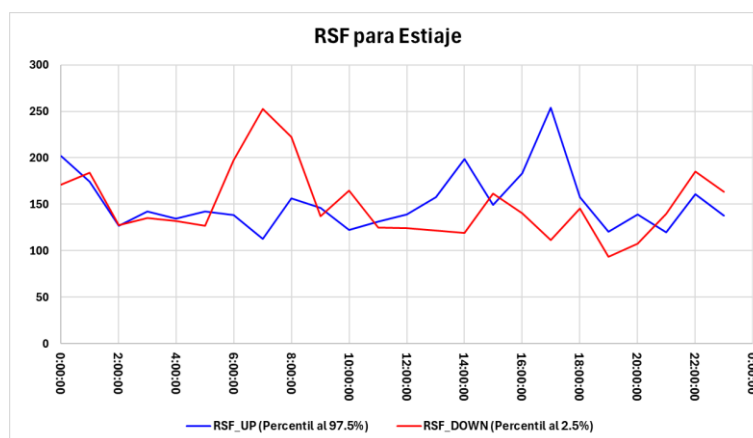


Seguidamente, esas 3 FDP se convolucionan y se obtiene una FDP única:



De esta FDP única y teniendo en cuenta algún nivel de confianza (que según la propuesta no debe ser inferior al 90%), se extraen los respectivos percentiles para obtener los valores RRSF hacia arriba (UP) y hacia abajo (DOWN).

Para este ejemplo, consideraremos un intervalo de confianza del 95 %, por lo que se extraerá los percentiles al 2.5% y 97.5%, que serían RRSF_DOWN y RRSF_UP respectivamente. Entonces, se obtienen los siguientes valores RRSF para julio 2025 (que corresponde al periodo de estiaje):



”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Sin embargo, el ejemplo aplicativo sólo formará parte del presente informe.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

2.2 Comentario 2 de Kallpa

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

El numeral 1.1 del Anexo IV del Proyecto señala lo siguiente:

“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)

(..)”

Al respecto, consideramos importante modificar dicho numeral de acuerdo con lo siguiente:

“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)

1.1.4 Costo de Oportunidad (CO)

(..)”

Asimismo, se deberá agregar el siguiente numeral:

“1.9. COSTO DE OPORTUNIDAD

El costo de oportunidad será calculado por el COES para las unidades de generación proveedores del servicio de RS en cada periodo diario de programación del PDO. Para cada periodo diario de programación, el costo de oportunidad se calculará como la diferencia del beneficio neto obtenido de las asignaciones del Programa Diario de Operación sin y con Reserva para RS, de la siguiente forma:

$$CO_{u,t} = \text{máximo} \left(\left[PDO_{s,u,t} - (PDO_{c,u,t} - \beta_t \times RAB_{u,t} \times \frac{24}{n_d} + \alpha_t \times RAS_{u,t} \times \frac{24}{n_d}) \right], 0 \right) \times (CMgCP_{u,t} - CV_{u,t})$$

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

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

Donde:

- t : Período de programación
- n_d : Número de periodos de programación en el día d.
- u : Unidad de Regulación Secundaria.
- $CO_{u,t}$: Derecho de cobro por Costo de Oportunidad de la URS u en el periodo t.
- $CO_{u,d}$: Derecho de cobro por Costo de Oportunidad de la URS u en el día d.
- $PDO_{s,u,t}$: Producción de energía de la URS u, prevista en el Programa Diario de Operación, calculada sin tener en cuenta la previsión de RS en el sistema.
- $PDO_{c,u,t}$: Producción de energía de la URS u, prevista en el Programa Diario de Operación, calculada teniendo en cuenta la previsión de RS en el sistema.
- $CMgCP_{u,t}$: Costo Marginal de Corto Plazo de la barra de bornes de generación, correspondiente a la URS u en el periodo t.
- $CV_{u,t}$: Costo variable de la URS u en el periodo t.
- $RAS_{u,t} RAB_{u,t}$: Reserva Asignada a subir y bajar respectivamente de la URS u en el periodo t.

- $\alpha_t \beta_t$: Factores de utilización de reserva a subir y a bajar, para cada periodo de programación 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.

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

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

Donde:

- U : Número total de URS habilitadas
- G_u : Número total de grupos de generación que conforman la URS
- g : Unidad de generación de la URS
- $\text{Basepoint}_{g,seg}$: Potencia de referencia de generación del 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).
- S : Total de segundos en el periodo de programación t.²

Sustento

Consideramos que el Costo de Oportunidad que se reconoce en el procedimiento vigente no debería retirarse de los derechos de cobro. Esto ya que, al eliminar el reconocimiento de este derecho y forzar a que el generador interiorice este costo en

el precio a ofrecer, se traslada un riesgo importante al generador (que hoy no tiene). Ahora, si bien actualmente la central térmica puede estar sub compensada por este concepto, lo que se debe buscar es hacer que el cálculo compense adecuadamente y de manera correcta el costo de oportunidad y que sea además una compensación predecible que puede evaluar y finalmente decidir si oferta o no en el mercado de RSF que no deja de ser voluntario.

Opinión Coes

No Procede

De acuerdo a lo expuesto extensamente en el Informe COES, si bien el concepto subyacente de que el Participante que ha provisto el servicio de RRSF debe recibir al menos un costo de oportunidad que le compense la energía dejada de vender en el mercado de energía, la problemática radica en el cálculo adecuado del costo de oportunidad (CO). La formulación actual del CO ha sufrido distintas modificaciones a efectos de intentar tratar de calcular el valor correcto del CO.

Sin embargo, a medida que el mercado de provisión de RRSF ha ido evolucionando y, por ende, sofisticándose cada vez más, surgen situaciones particulares en las diversas tecnologías de generación presentes en el SEIN, que hacen muy complejo estimar el correcto CO. En este orden de ideas, es necesario precisar que es el propio Participante quién conoce mejor sus costos y los beneficios netos que recibe del mercado eléctrico; y, por tanto, es el más idóneo para valorar su real pérdida de beneficio por brindar el servicio de RSF.

Por tanto, se sugiere mantener la eliminación del CO (como término explícito de derecho de cobro), y que sea el propio Participante quien internalice en su oferta dicho CO.

Análisis

Ver análisis al Comentario 4 de Engie.

2.3 Comentario 3 de Kallpa

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LAS LIQUIDACIONES ECONÓMICAS DEL SERVICIO DE RSF

El numeral 2 del Proyecto señala que las **URS que fueron asignadas ante una situación de insuficiencia de ofertas**, obtienen una liquidación económica de acuerdo con lo siguiente:

$$LIQ_u = AR_u - PRNS_u$$

Siendo la Asignación por Reserva calculada como:

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

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

Donde:

- $RAS_{u,t}, RAB_{u,t}$: 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".
- $PRS_{t,MA}, PRB_{t,MA}$: 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.

Y el Pago por Reserva No Suministrada (PRNS) como:

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

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

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"

Al respecto, consideramos que este numeral debe eliminarse toda vez que representa un trato diferenciado de las liquidaciones correspondientes a URS que sí ofertaron y otras que fueron obligadas a brindar el servicio.

Sustento

Si una URS es llamada a operar de forma voluntaria debería recibir los mismos derechos de pago que una URS ofertó en el mercado de RSF, dado que la asignación y ejecución del servicio es indistinto de lo anterior.

Nuevamente, no se debería perder de vista el carácter voluntario del servicio de RSF.

Opinión Coes

No procede

La razón de la diferenciación en la liquidación de la RRSF Asignada (RA), cuando esta provenga de una oferta voluntaria en el Mercado de Ajuste (MA) respecto a cuando sea exigida por el COES en situaciones de "insuficiencia de oferta", radica en el hecho de que se busca generar los incentivos correctos para que las URS siempre intenten ofertar de manera voluntaria en MA, y no esperar la exigencia del COES en las situaciones de insuficiencia de oferta.

Lo anterior guarda coherencia con la propuesta, toda vez que en este escenario de insuficiencia la liquidación a la RA podría ser un valor menor al precio de la reserva

en el MA $(1.05 * CMgCP)$. Esto último se daría, según la formulación propuesta, cuando el término $1.05 * CMgCP$ sea inferior al precio de la reserva en el MA.

Por lo tanto, se sugiere mantener la propuesta.

Análisis

Ver análisis al Comentario 4 de Engie.

2.4 Comentario 4 de Kallpa

ANEXO VII

Consideramos que el título de este Anexo debería describirse de acuerdo con lo siguiente:

“ANEXO VII

PRUEBAS PROCESO DE CALIFICACIÓN Y DESCALIFICACIÓN DE LAS URS”

Asimismo, debería agregarse un numeral 3 en este Anexo VII, de acuerdo con lo siguiente:

“3. Descalificación de las URS

En cualquier momento, el titular de una URS calificada podría solicitar al COES su descalificación del servicio de RSF de manera anticipada.”

Sustento

Consideramos que, al ser un servicio voluntario y de alto riesgo, el titular de una URS debería tener la posibilidad de solicitar su descalificación del servicio de RSF en cualquier momento, en tanto considere que los riesgos asociados superen los beneficios esperados, situación que podría presentarse durante la evolución continua del Mercado de RSF.

Opinión Coes

No procede

Primero, hay que precisar que el servicio de RSF es un servicio competitivo y voluntario cuyas condiciones se establecen en el PR-22, así una de esas condiciones se encuentra en la calificación de una URS la cual tiene una vigencia de 4 años. Luego de este periodo, si no hay una solicitud de recalificación de parte del titular, la URS pierde su condición y por lo tanto ya no estaría dentro del mercado de provisión de RRSF. Dicho periodo brindar estabilidad tanto al titular de la URS como al SEIN de que se dispondrá durante la participación en el mercado durante dicho periodo de ciertas URS que contienen las calificaciones técnicas mínimas necesarias para brindar el servicio de RRSF. El hecho de indicar en el PR-22 que en cualquier momento una URS puede descalificarse le resta estabilidad al mercado.

En complemento, es importante señalar que durante el periodo de vigencia de su calificación, si el agente considera que el mercado de provisión de RRSF no le genera los incentivos suficientes para ofertar, simplemente podría optar por no

ofertar. En el extremo, dicha URS sólo podría ser exigida a operar por el COES para brindar RRSF en caso de insuficiencia de oferta (escenario en el cual también está sujeto a una compensación económica, tal como lo indica la propuesta de modificación del pr-22), lo cual es vital para mantener la seguridad del SEIN y va en línea con lo indicado en el numeral 6.2.3 de la NTCOTR.

Por tanto, se sugiere no adoptar la propuesta sugerida.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

2.5 Comentario 5 de Kallpa

ANEXO X METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO LÍMITE DE LA OFERTA PARA EL MERCADO DE AJUSTE Y PARA EL MERCADO DE COBERTURA

Los numerales 1.3 y 2.3 del Proyecto señalan lo siguiente:

“1. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL PRECIO LÍMITE DE LA

OFERTA PARA EL MERCADO DE COBERTURA

1.1 (...)

1.2 (...)

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 (...)

2. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL PRECIO LÍMITE DE LA OFERTA

PARA EL MERCADO DE AJUSTE

2.1 (...)

2.2 (...)

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 (...)

Al respecto, consideramos importante modificar dicho numeral de acuerdo con lo siguiente:

“1. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL PRECIO LÍMITE DE LA

OFERTA PARA EL MERCADO DE COBERTURA

1.1 (...)

1.2 (...)

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. Asimismo, las ofertas de RSF de las URS que se considera en el modelamiento del despacho previsto, deberá ser igual al promedio (en magnitud y precio) de las ofertas de la última semana.

1.4(...)

2. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL PRECIO LÍMITE DE LA OFERTA**PARA EL MERCADO DE AJUSTE**

2.1 (...)

2.2 (...)

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. Asimismo, las ofertas de RSF de las URS que se considera en el modelamiento del despacho preliminar, deberá ser igual al promedio (en magnitud y precio) de las ofertas de la última semana.

2.4 (...)"

Sustento

Consideramos necesario que se especifique el criterio que usará el COES para el modelamiento de las ofertas de RSF en los despachos previstos/preliminares, toda vez que éstos podrían causar el arranque/parada de unidades térmicas de forma que generen variaciones en el CMg y, en consecuencia, una poca predictibilidad del precio límite de RSF que las URS usarán para definir sus ofertas.

Opinión Coes

No procede

Primero, es importante señalar que el Precio Límite de la Oferta no tiene como finalidad ser una señal de los precios del mercado de provisión de RRSF de largo plazo; por el contrario, se espera que el mercado de provisión de RRSF (ya sea para el Mercado de Ajuste como para el Mercado de Cobertura) a medida que madure converja a una situación en que los precios de oferta de RRSF estén muy por debajo de los Precios Límites. Como se ya comentó extensamente en el Informe COES, la finalidad de los Precios Límites es fundamentalmente limitar un potencial poder de mercado, al menos en esta primera etapa de implementación de este nuevo

esquema de provisión de RRSF. Se espera que el mercado a medida que evolucione pueda migrar a un esquema sin necesidad de Precios Límites.

Sin perjuicio de lo anterior, hay que indicar que la propuesta del PR-22 ya expone en su anexo X la metodología y los criterios generales para el cálculo del Precio Límite, los cuales deberían ser flexibles, toda vez que el mercado evolucione. En ese orden de ideas, los factores de incentivo que se incluirán tendrán la característica de ser dinámicos (podrán actualizarse). También, es importante señalar que dichos Precios Límites serán publicados el día inmediato siguiente al día de análisis (o durante el día en análisis, ante la casuística especial de incumplimiento de ofertas de RRSF que cubran al menos la RRSF Mínima), lo cual podrá servir a los Participantes de guía para conocer e intuir en que orden van los Precios Límites.

En añadidura, colocar expresamente las reglas de cálculo de los Precios Límites generaría los incentivos perversos en los Participantes de que estos calculen dichos precios y, traten de ofertar a dichos precios, desvirtuando así el espíritu original de la propuesta de modificación del PR-22, lo cual radica en que cada Participante oferte RRSF con precios eficientes.

Ver en complemento, la opinión al Comentario 10 de Engie.

Por tanto, se sugiere no adoptar la propuesta.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

2.6 Comentario 6 de Kallpa

Numeral 7 EQUIPO PARA RSF

El numeral 7.8 del Proyecto señala lo siguiente:

"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 ~~RegFregpara~~ RSF se considerará en las transferencias de energía activa de la siguiente forma.

a) (...)

b) *Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo ~~RegFregpara~~ 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 ~~RegFregpara~~ RSF debe contar con un contrato de suministro que lo respalde."*

Al respecto, se requiere precisión respecto de qué tipo de contrato de suministro de respaldo se requiere.

Sustento

Al respecto, es importante una precisión sobre el contrato de suministro de respaldo que se solicita para equipos de RSF no vinculados, en atención a la claridad y predictibilidad con la que debe aprobarse la regulación.

Opinión Coes

Procede

Ver opinión al Comentario 5 de Engie.

Análisis

Ver Análisis al Comentario 5 de Engie.

2.7 Comentario 7 de Kallpa

Numeral 7 EQUIPO PARA RSF

El numeral 7.1 del Proyecto señala lo siguiente:

“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.”

Al respecto, consideramos importante modificar dicho numeral de acuerdo con lo siguiente:

“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. Asimismo, el titular del Equipo, que no sea generador, para dar RSF deberá contar con título habilitante”

Sustento

Consideramos necesario la exigencia del título habilitante para poder brindar el servicio de RSF mediante Equipos para RSF, siempre que se trate de un nuevo agente que preste este servicio en el sistema, y que no cuente con título habilitante previamente, como sí es el caso de los generadores. En este último caso, a los generadores no se les debería requerir un nuevo título habilitante para los Equipos para RSF.

Opinión Coes

No procede

No se considera necesario dicha precisión, toda vez que la posibilidad de que el Equipo RegFrec pueda brindar el servicio de RSF, está supeditada a la figura de una vinculación necesaria a un Grupo para RSF (que es un generador) tanto para su calificación como para su operación, tal como lo indica la propuesta del PR-22. Por tanto, es el Grupo para RSF vinculado quien asume la representación en el MME.

Es importante, ratificar y clarificar que tanto la propuesta del PR-22 como el Informe COES expusieron que los Equipos para RSF siempre serán representados en el MME por un generador, por lo que un Agente que no sea generador no podría brindar directamente el servicio de RSF, debido a una limitación de la normativa vigente.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

2.8 Comentario 8 de Kallpa

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

El numeral 10.4 del Proyecto señala lo siguiente:

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

10.1 (...)

10.2 (...)

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. (...)"*

Al respecto, consideramos importante modificar el numeral 10.4 y agregar los numerales 10.10 y 10.11 de acuerdo con lo siguiente:

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

10.1 (...)

10.2 (...)

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. Los precios de las ofertas declaradas*

corresponderán a un porcentaje (%) del Precio Límite del Mercado de Cobertura definido por el COES.

(...)

10.10 La liquidación de la Reserva Adjudicada indicada en el Anexo IV del presente procedimiento, deberá realizarse al precio que resulte de multiplicar el porcentaje (%) ofertado por la URS adjudicada multiplicado por el CMgCP ejecutada.

10.11 Las URS que salgan adjudicadas en el Mercado de Cobertura tendrán prioridad en el despacho elaborado por el COES”

Sustento

Dado el horizonte de adjudicación del Mercado de Cobertura y considerando un precio límite calculado a partir de un despacho “previsto”, la declaración de un precio en unidades de “\$/ MW hora” implica el traslado de un gran riesgo al generador que esté interesado en ofertar dentro del Mercado de Cobertura.

Por ello, se propone que la oferta presentada por la URS para el Mercado de Cobertura sea un porcentaje del precio límite (por ejemplo: 10% del Precio Límite), de tal manera que se mitigue el riesgo de generar pérdidas al generador que se adjudicó en el Mercado de Cobertura y que, en la ejecución del despacho no sea llamado a operar y brindar el servicio de RSF y, por ende, tenga que comprar la RSF del Mercado de Ajuste, que podría tener precios mucho más elevados.

Asimismo, con el fin de controlar el riesgo asociado a la incertidumbre mencionada, las URS que salgan adjudicadas en el Mercado de Cobertura deberían ser modeladas con prioridad en el despacho económico, con el fin de entregar la totalidad la RSF comprometida.

Opinión Coes

No procede

Tal como se expuso en el Informe COES, el Mercado de Cobertura (antes Mercado de Provisión Base) presenta reformas conceptuales en el extremo de que ahora es un mecanismo físico-financiero que busca asegurar compromisos de reserva en el mediano plazo, pero que no busca mezclar con la co-optimización realizada para el Mercado de Ajuste (mercado de corto plazo para la provisión de RRSF).

Asimismo, es importante señalar que los riesgos son inherentes a todo mercado de compromisos, el cual vale decir es de carácter voluntario; por lo que el Agente deberá internalizar dichos riesgos en su oferta. El adicionar más reglas (como compensaciones adicionales específicas o indexaciones a ciertos parámetros) desvirtúa el espíritu competitivo mediante ofertas libres.

Adicionalmente, como ya se comentó anteriormente, los Precios Límites no buscan ser las señales del precio de largo plazo del mercado de provisión de RRSF sino topes máximos para evitar potencial poder de mercado. Por tanto, establecer una

relación entre las ofertas presentadas y el Precio Límite no guarda alguna coherencia conceptual.

Sobre la solicitud de que las URS que salgan adjudicadas en el Mercado de Cobertura deberían ser modeladas con prioridad en el despacho económico, con el fin de entregar la totalidad la RSF comprometida, se sugiere revisar la opinión a los Comentarios 4, 6 y 11 de Engie.

Por tanto, se sugiere no adoptar la propuesta.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

2.9 Comentario 9 de Kallpa

Numeral 4.1 - ANEXO IV

Sobre el numeral 4.1 del ANEXO IV, consideramos que la componente del pago de RSF asociado a las desviaciones de demanda debería ser asignado directamente a los usuarios (libres y regulados) que consumen energía y no a los Participantes en función de sus retiros.

Sustento

Los Usuarios Libres y las Distribuidoras remiten al COES sus pronósticos de demanda en atención al Procedimiento Técnico N°03 (Pronóstico de la demanda a corto plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional). Por ello, atendiendo justamente al principio de “causalidad” del requerimiento de RSF del SEIN, consideramos que la asignación del Pago de RSF correspondiente a las variaciones de demanda sea asignado directamente a estos agentes y no así a los Participantes en función de sus retiros.

Opinión Coes

No procede

Primero, hay que señalar que el COES enmarca sus funciones a lo dispuesto en el RMME. Dicho reglamento es claro al establecer que quienes participan en el MME son los Participantes Generadores, Participantes Distribuidores y Participantes Grandes Usuarios.

En ese orden de ideas, los ingresos y egresos (pagos, cargos, etc.) en el MME son atribuidos a dichos Participantes, por lo que no es posible que el COES dentro de sus funciones y alcances establezca exigencia de egresos a los que no son Participantes. Tan es así que los Servicios Complementarios siempre se han liquidado entre los Participantes del MME, siendo casi en su totalidad Generadores.

Por lo tanto, y en aras de mantener el criterio de la causalidad que ya ha sido expuesto extensamente en el Informe COES, los cargos imputables a los consumos por sus desvíos de acuerdo con el criterio de causalidad deberán ser asumidos por los Participantes, quienes compran energía del sistema para venderla a sus clientes mediante contratos de suministro.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

2.10 Comentario 10 de Kallpa

Numerales 1.6 y 1.7 – ANEXO IV

Los numerales 1.6 y 1.7 del Proyecto señala lo siguiente:

“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.

(..)”

“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. (...)”

Al respecto, consideramos importante modificar dichos numerales de acuerdo con lo siguiente:

“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). Para ello, el COES deberá elaborar un informe técnico que demuestre fehacientemente que la causa de la reserva no

suministrada sea de responsabilidad del Agente, caso contrario, el Agente no incurrirá en reserva no suministrada. La RNS deberá ser pagada por el titular o el representante de la URS con Déficit de Reserva.

(..)”

“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). Para ello, el COES deberá elaborar un informe técnico que demuestre fehacientemente que la causa de la reserva no disponible sea de responsabilidad del Agente, caso contrario, el Agente no incurrirá en reserva no disponible. La RNDI deberá ser pagada por el titular o el representante de la URS con Indisponibilidad de Reserva por cada periodo de RRSF.

(...)”

Sustento

Consideramos necesario que se demuestre técnicamente que la reserva no suministrada o disponible sea por causas imputables al agente titular de la URS, toda vez que se han presentado ocasiones en las que el COES realiza actualizaciones o sufre desperfectos en su sistema AGC que puede provocar la desconexión forzada de las URS.

Opinión Coes

Procede parcialmente

Al respecto, se considera que es totalmente impráctico elaborar un Informe Técnico cada vez que se presenten los casos señalados, pero si se considera importante que el COES identifique claramente los periodos en los cuales se produjo RNS y RNDI por causas imputables al Agente, y se publiquen de manera preliminar, para que los Agentes puedan revisar y emitir comentarios hasta antes del envío de algún reporte final. Dicha identificación contendría los periodos y el motivo de la imputación al Agente.

Por tanto, se propone las siguientes modificaciones:

“5.1 Del COES:

(...)”

5.11 El COES publicará en el Portal de Internet del COES. un reporte preliminar quincenal, un reporte preliminar mensual y un informe mensual que contendrán la evaluación de la prestación del servicio de RSF y la identificación de los eventos que originaron RNS y RNDI.

"

"1.6 PAGO POR RESERVA NO SUMINISTRADA

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

~~Es evaluada para~~ Se evalúa cada Periodo de RRSF para identificar si la reserva no suministrada es por causas imputables al Agente, lo cual es registrado en los reportes indicados en el numeral 5.11. del presente procedimiento. 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.

(..)"

"1.7 PAGO POR RESERVA NO DISPONIBLE

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

~~Es evaluada para~~ Se evalúa cada Periodo de RRSF para identificar si la reserva no disponible es por causas imputables al Agente, lo cual es registrado en los reportes indicados en el numeral 5.11. del presente procedimiento. 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.

(...)"

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 5.11, y los numerales 1.6 y 1.7 del Anexo IV del proyecto de modificación del PR-22 de acuerdo con la propuesta del Coes.

3. Comentarios de Statkraft Perú S.A. (Statkraft)**3.1 Comentario 1 de Statkraft****Numeral 3.2**

Respecto al precio límite, que aplica tanto al Mercado de Provisión Base como al Mercado de Ajuste, se considera necesario que el PR-22 precise de manera explícita la metodología o los criterios que el COES utilizará para su determinación.

Sustento

Si bien mantener en reserva el precio máximo puede favorecer la competencia al incentivar que los oferentes declaren sus verdaderos costos de oportunidad, la falta

de criterios o de una metodología claramente definida para su determinación genera incertidumbre en el mercado.

Esta situación podría, por un lado, desincentivar la participación de los generadores en dichos mercados y, por otro, inducir a presentar ofertas artificialmente elevadas, como mecanismo de protección frente al riesgo de recibir una remuneración inadecuada.

Opinión COES

No Procede

Ver opinión al Comentario 5 de Kallpa.

Análisis

Ver análisis al Comentario 4 de Engie.

3.2 Comentario 2 de Statkraft

Numerales 10.1

Respecto a los plazos de la subasta del Mercado de Cobertura, se considera necesario que el PR-22 establezca explícitamente el periodo mínimo de antelación con el que los agentes deberán ser informados sobre la realización de la subasta.

Sustento

La toma de decisión de ofertar en el mercado de Provisión Base responderá a una valoración del costo de oportunidad del generador, disponibilidad para dar el servicio, entre otros factores.

Para este fin los participantes de la RSF deberán hacer proyecciones, simulaciones del mercado, entre otros cálculos, por lo que debe establecerse un plazo mínimo, para dar plazo a un correcto análisis de las empresas y valorar adecuadamente su riesgo.

Opinión Coes

No procede

Ver opinión al Comentario 4 de Kallpa.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis al Comentario 4 de Kallpa.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22, debido al presente comentario.

3.3 Comentario 3 de Statkraft

Anexo VIII

En la propuesta, la metodología de asignación de la Provisión Base se da bajo un esquema de mínimo costo para adquirir la RSF en el mercado de cobertura, sin

embargo, esto puede ser incongruente con las necesidades del despacho económico, por ende, la metodología de asignación debería realizarse a partir de la co-optimización de energía y reservas.

Sustento

La asignación de las reservas en el modelo Yupana, que realiza una co-optimización de energía y reservas, responde no solo al costo de la RSF, sino también a minimizar el costo de energía, el cual tiene condiciones variantes en el año (avenida y estiaje), cambiando así las preferencias de asignación por tecnología.

Si se realiza una asignación por orden de mérito o solo mínimo costo de RSF en el mercado de cobertura, solo se vería el costo de la oferta y no lo que realmente podría ser asignado como resultado del despacho.

Opinión COES

No procede

Como se expuso en el Informe COES, el Mercado de Cobertura presenta una naturaleza distinta al Mercado de Ajuste (alcance de cobertura, necesidad de activación, liquidación, precio de despeje, etc.), siendo el primero un mercado de adjudicación de compromisos de reserva de mediano plazo ante situaciones específicas de insuficiencia de ofertas esperadas en el Mercado de Ajuste.

En ese orden de ideas, se busca que dichos compromisos de reserva estén disponibles siempre durante el periodo de adjudicación, pero no necesariamente que despachen siempre (esto dependerá de la co-optimización diaria); por tanto, usar la co-optimización para lograr la adjudicación en el Mercado de Cobertura no le aportaría valor (y la complicaría innecesariamente) toda vez que no se requiere definir los periodos en que es más óptimo determinada reserva, sino más bien se requiere que siempre esté disponible.

Por lo tanto, se sugiere no adoptar la sugerencia.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

3.4 Comentario 4 de Statkraft

Numeral 1.4 – Anexo IV

El término de liquidación de “Reserva adjudicada” tiene la siguiente formulación:

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

$$RAd_{u,t} = RAS_{u,t,P,B} \times (PRS_{u,t,P,B} - PRS_{t,M,A}) + RAB_{u,t,P,B} \times (PRB_{u,t,P,B} - PRB_{t,M,A})$$

Mientras que para la “Asignación de Reserva” se tiene:

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

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

De estas formulaciones se advierten los siguientes casos:

- Si el generador es asignado en la Provisión Base y esta misma cantidad Asignada en el Mercado de Ajuste (en congruencia con el numeral 10.11 de la propuesta), pero el precio de la Provisión Base es menor que la del Mercado de Ajuste, la remuneración final de esta magnitud adjudicada en la Provisión Base será al precio de la Provisión Base.
- Si el generador es asignado en la Provisión base y a pesar de que el precio del Mercado de Ajuste es superior al de la Provisión Base, el generador no es asignado por condiciones del despacho co-optimizado, el generador incurriría en pérdida.

Se deben ajustar las fórmulas, de modo que el generador en el caso a) debe recibir como ingreso el precio del mercado de ajuste y para el caso b) debe haber un mecanismo de compensación de modo que el generador no incurra en pérdida.

Sustento

La provisión base tiene como intención asegurar que se cubra con la RSF requerida para el SEIN, por lo que la participación en este no debería generar pérdidas al generador.

Opinión Coes

Procede parcialmente

El mercado de provisión de RRSF es un mercado de ofertas voluntarias, en el cual el Agente debe internalizar sus riesgos en su oferta, toda vez que los riesgos son inherentes en todo tipo de mercado. El adicionar más reglas (como compensaciones adicionales específicas o indexaciones a ciertos parámetros) desvirtúa el espíritu competitivo mediante ofertas libres.

En ese orden de ideas, respecto a los casos descritos podemos comentar que para el caso a), la remuneración a precio del Mercado de Cobertura (MC) no significa una pérdida económica; respecto al caso b), la idea subyacente es que el Agente oferte dicha cantidad adjudicada en el MC, en el Mercado de Ajuste con un precio más competitivo que el precio adjudicado y así evitar pérdidas económicas, y a la vez generar mayor competencia y, por ende, menores costos en la provisión del servicio.

Ver como complemento, la opinión al Comentario 8 de Kallpa.

Adicionalmente, en base a los términos mostrador por su representada, se ha notado que existe cierta nomenclatura que no ha sido actualizada y mantiene la sigla de PB (Provisión Base), el cual debería ser reemplazado por MC (Mercado de Cobertura). Por tanto, se propone la siguiente modificación a efectos de guardar coherencia en la redacción de toda la propuesta:

“ANEXO IV

(...)

1.4 RESERVA ADJUDICADA

(...)

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

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

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

Donde:

$RAdS_{u,t,M.C.P.B.}$ $RAdB_{u,t,M.C.P.B.}$: 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.

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

$PRS_{u,t,M.C.P.B.}$ $PRB_{u,t,M.C.P.B.}$: 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.”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 1.4 del Anexo IV del proyecto de modificación del PR-22 de acuerdo con la propuesta por el Coes.

“1.4 Reserva Adjudicada

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

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

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

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

Donde:

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

$PRS_{t_{M.A.}}$, $PRB_{t_{M.A.}}$: Precios a subir y a bajar del Mercado de Ajuste para el Periodo de RRSF "t".

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

t : Periodos de RRSF del mes en evaluación."

3.5 Comentario 5 de Statkraft

Anexo VIII

Dice:

"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."

Comentario:

Se establece que, en caso de presentarse múltiples soluciones óptimas, se priorizarán las ofertas ingresadas con mayor antelación. No obstante, este criterio no define un rango de tiempo específico para la comparación, lo que podría generar las siguientes observaciones:

- Desigualdad entre agentes: Los participantes que ingresen sus ofertas más tarde quedarían en desventaja sin una justificación técnica clara.
- Incentivos perversos: Los agentes podrían verse motivados a registrar masivamente sus ofertas al inicio del período, únicamente para asegurarse prioridad, afectando la eficiencia del proceso.
- Falta de transparencia: La ausencia de un marco temporal definido vuelve ambiguo el criterio de "mayor antelación" y dificulta su verificación y auditoría.

Sustento

Para garantizar equidad y transparencia, es necesario definir límites claros sobre cómo se considera la “mayor antelación” y evitar que se beneficie artificialmente a ciertos agentes. Esto también facilita auditoría y trazabilidad de la asignación.

Opinión Coes

Procede parcialmente

Si bien la situación descrita de más de una solución es un caso de baja probabilidad, sucedería cuando 2 o más Agentes coincidan exactamente en su oferta (cantidad y precio) y alguna dicha oferta sea la marginal (la última para cubrir la magnitud total de RRSF a adjudicar). En esa línea, se planteó dicha regla de desempate, que teniendo en cuenta experiencias en otros países, deben ser prácticas altamente trazables y transparentes.

En ese orden de ideas, la regla de desempate práctica para las adjudicaciones que originen dicha problemática es que, se considere una prelación en el orden temporal de registro de las ofertas, iniciando la adjudicación a la primera en registrarse y así sucesivamente. Este proceso se pretendió condensar en el término “con mayor antelación”, lo cual puede haber mostrado ambigüedad y falta de claridad. Por tanto, se propone la siguiente modificación a la redacción:

“Anexo VIII

(...)

En caso se presente el caso de que se dé más de una solución al problema de optimización descrito, la regla de prelación entre las ofertas empatadas que originan dicha condición, será la fecha y hora de registro de la oferta, iniciando la adjudicación por las Ofertas con el registro más temprano, teniendo como referencia la fecha y hora de apertura del proceso de adjudicación para el Mercado de Cobertura, la adjudicación se realizará teniendo como prioridad a la primera Oferta enviada y así sucesivamente las Ofertas enviadas con mayor antelación, por parte de los Agentes.

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

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el penúltimo y último párrafos del Anexo VIII del proyecto de modificación del PR-22 de acuerdo con la siguiente redacción:

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

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

4. Comentarios de Fenix Power Perú S.A. (Fenix)

4.1 Comentario 1 de Fenix

Incorporar en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones [...]

Artículo 2: Grupo para RSF: Generador de energía eléctrica de cualquier tipo de tecnología con obligación de brindar el servicio de RSF [...]

Observación

Se solicita eliminar lo siguiente:

"Grupo para RSF: Generador de energía eléctrica de cualquier tipo de tecnología ~~con obligación de que pueda~~ brindar el servicio de RSF."

Sustento

La RSF es un servicio complementario de carácter opcional, cuya prestación depende de la decisión de cada generador que cuente con la calificación necesaria. En ese sentido, no corresponde incluir el término "obligación" en la definición, ya que podría inducir a interpretar que todos los generadores están forzados a brindar el servicio, cuando en realidad se trata de una participación voluntaria.

Opinión Coes

Procede parcialmente

De acuerdo con el sustento, por lo tanto, se propone la siguiente modificación:

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

Adicionalmente, es importante señalar que la definición de Grupo para RSF se creó a efectos de brindar la posibilidad de que cualquier tecnología podría optar por brindar el servicio de RRSF, y no esté limitado a un generador térmico o hidroeléctrico, tal como lo indicaba el PR-22 vigente al señalar todo el procedimiento en base a Unidades de Generación. En ese orden de ideas, se reemplazó en el PR-22 lo referido a "Unidad de Generación" por "Grupo para RSF"; sin embargo, se ha notado que aún se mantiene en muchos textos de la propuesta el término "Unidades de Generación". Por tanto, se sugiere reemplazar dicho término por "Grupos para RSF" en toda la propuesta a efectos de guardar coherencia normativa y evitar errores en la interpretación.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar la definición del término "Grupo para RSF" del proyecto de modificación del Glosario de acuerdo con la siguiente redacción:

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

4.2 Comentario 2 de Fenix

Numeral 3.2

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

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.

Observación

Se propone que los horizontes temporales de adjudicación en el mercado de cobertura de la RS sean más prolongados.

Sustento

El establecimiento de horizontes temporales mínimos de solo una semana constituye una barrera de entrada para nuevas inversiones en Equipos destinados a RSF, dado que no garantiza la recuperación de la inversión en el mediano y largo plazo.

Por ello, se recomienda ampliar los plazos de adjudicación, de modo que se incentive la participación de estas tecnologías.

Opinión Coes

No procede

Se entiende lo indicado por el Agente; sin embargo, hay que señalar que el periodo de adjudicación por el Mercado de Cobertura puede ser más de una semana, toda vez que la redacción solo acota a un periodo mínimo de una semana.

Por otro lado, los mercados de provisión de RRSF (tanto el MC como el MA) no buscan incentivar un tipo de tecnología específica, sino más bien ser neutral tecnológica. En cuanto una tecnología esté más acondicionada a competir, con las reglas simétricas impuestas en la propuesta del PR-22, convergerá a que naturalmente el mercado de provisión opte por ella, siempre que garanticen el mínimo costo por provisión de RRSF.

Se sugiere revisar como complemento, la opinión al Comentario 3 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

4.3 Comentario 3 de Fenix

Numeral 7.3

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.

Observación

Se recomienda especificar que un Grupo sin calificación de URS también pueda vincularse a un Equipo para RSF para conformar una URS.

Asimismo, se plantea que la banda de regulación de un Grupo para RSF vinculado a un Equipo para RSF no se limite únicamente a la capacidad de dicho equipo.

Sustento

Dado que un Equipo para RSF no constituye por sí mismo una URS, la posibilidad de vincularlo con una central sin calificación permitiría conformar, en conjunto, una nueva URS, ampliando las alternativas de participación en el mercado.

De igual forma, cuando una central que ya conforma una URS dispone de una banda calificada para RSF y, adicionalmente, se vincula con un Equipo para RSF conformando otra URS, la banda de regulación resultante debería ser equivalente a la suma de la banda de la central y la banda del Equipo para RSF, lo que refleja un control más amplio y representativo de su capacidad operativa.

Opinión Coes

Procede

De acuerdo con los comentarios de su representada.

Al respecto, primero hay que señalar que el numeral 7.3 de la propuesta no impedía que un Grupo para RSF (que no necesariamente tiene calificación para ser URS y por ende no tiene banda de regulación) pudiera vincularse a un Equipo RegFrec y así conformar una URS; sin embargo, a efectos de incrementar la claridad de las disposiciones sugerimos un ajuste al numeral 7.3.

Respecto al segundo comentario, si se considera importante que la banda de regulación no se limite únicamente a la capacidad de dicho Equipo, por lo cual se propone la modificación del numeral 7.3, que debería quedar así:

"7.3 En caso un ~~Un~~ Grupo para RSF se ~~que tiene~~ vincule a ~~ade~~ un Equipo para RegFrec~~SF~~, conforma una URS cuya banda de regulación está determinada por la suma de la capacidad del Equipo RegFrec para RSF vinculado y la banda de regulación del Grupo para RSF."

"8.3 El Equipo RegFrec ~~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 RegFrec ~~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."

Se sugiere revisar como complemento la opinión al Comentario 1 de Fenix y Comentario 3 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar los numerales 7.3 y 8.3 del proyecto de modificación del PR-22 de acuerdo con la siguiente redacción:

"7.3 En caso un Grupo para RSF se vincule a un Equipo RegFrec, conforma una URS cuya banda de regulación está determinada por la suma de la capacidad del Equipo RegFrec vinculado y la banda de regulación del Grupo para RSF."

"8.3 El Equipo RegFrec que se vinculará a un Grupo para RSF, deberá seguir el proceso de calificación de URS contenido en los numerales 8.1 y 8.2 anteriores. Luego de ello, dicho Equipo RegFrec podrá vincularse a cualquier Grupo para RSF, conformando de esa manera una nueva URS y así poder prestar el servicio de RSF conforme a las disposiciones establecidas en el numeral 7."

4.4 Comentario 4 de Fenix

Numeral 11.7.3

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.

Observación

Se sugiere la siguiente modificación:

*"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 **por los Agentes** 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.”

Sustento

Es necesario precisar que la facultad de modificar las RRSF adjudicadas corresponde exclusivamente a los Agentes titulares de dichas ofertas. De esta manera se evita la ambigüedad sobre quién puede ejercer esta acción y se asegura que las modificaciones al PDO provengan únicamente de los responsables de la adjudicación.

Opinión Coes

Procede parcialmente

De acuerdo con el comentario; por lo tanto, el numeral 11.7.3 de la propuesta quedaría así:

“11.7.3 Las RRSF adjudicadas en el Mercado de Cobertura serán consideradas como Ofertas para el Mercado de Ajuste para efectos de la elaboración del PDO, las cuales podrán ser modificadas ~~se por el titular o representante de la URS~~ en cuanto a su magnitud y/o precio adjudicado, únicamente incrementando su magnitud y/o reduciendo el precio adjudicado; caso contrario, se mantendrán las magnitudes y/o precios adjudicados para el Mercado de Ajuste. Para estas Ofertas, el Número Máximo de bloques de oferta se considerará igual a 24.”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 11.7.3 del proyecto de modificación del PR-22 de acuerdo con la siguiente redacción:

“11.7.3 Las RRSF adjudicadas en el Mercado de Cobertura serán consideradas como Ofertas para el Mercado de Ajuste para efectos de la elaboración del PDO, las cuales podrán ser modificadas por el titular o representante de la URS en cuanto a su magnitud y/o precio adjudicado, únicamente incrementando su magnitud y/o reduciendo el precio adjudicado; caso contrario, se mantendrán las magnitudes y/o precios adjudicados para el Mercado de Ajuste. Para estas Ofertas, el Número Máximo de bloques de oferta se considerará igual a 24.”

4.5 Comentario 5 de Fenix

Numeral 11.8.3

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.

Observación

Se solicita modificar de la siguiente manera:

*“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, **a menos que estas actualizaciones originen un causal de elaboración de RDO siguiendo los lineamientos del PR-6 “Reprogramación de la Operación” del COES**”*

Sustento

La inclusión de nuevas ofertas podría implicar, por ejemplo, el arranque de centrales no previstas en el RDO, lo que generaría un impacto operativo significativo. En este sentido, se sugiere que en tales casos se emita un RDO que permita actualizar adecuadamente las señales de mercado.

Opinión Coes

No procede

Se considera redundante y hasta confuso incluir dicho texto, toda vez que el PR-06 ya contiene los lineamientos para que se active la elaboración de una reprogramación de la operación.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

4.6 Comentario 6 de Fenix

Numeral 11.10

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. [...]

Observación

Se solicita precisar cómo se cubrirá la magnitud de reserva necesaria en los casos en que las URS no dispongan de superávit de reserva física. Se recomienda que, en dichas situaciones, la cobertura se realice con URS y/o Grupos para URS que se

encuentren fuera de servicio, estableciéndose que el precio aplicable sea el máximo entre el CMg y el Precio Límite.

Sustento

La precisión solicitada es necesaria para garantizar la adecuada gestión del servicio de RRSF. El texto actual únicamente considera la cobertura mediante URS con superávit de reserva física, pero no establece un procedimiento alternativo en caso dicho superávit no exista. Esta omisión podría generar incertidumbre en la operación en tiempo real, comprometiendo la confiabilidad del SEIN.

Opinión Coes

No Procede

Se entiende la preocupación del Agente; sin embargo, el establecer expresamente el uso de URS que están fuera de servicio para completar la RRSF puede comprometer altos sobre costos toda vez que ello implica asignar una RRSF sin pasar por un proceso de co-optimización, el cual, vale la redundancia, optimiza la reserva pero también la energía. Además, las reglas de pago asignadas a estas reservas pueden generar incentivos negativos para que los Agentes no oferten en las sesiones de PDO y/o RDO y esperen situaciones de emergencia, como las descritas.

Vale decir que dichas casuísticas expuestas son casos puntuales que el Operador de Tiempo Real lo controla con criterios operativos, establecidos en la NTCOTR, PR-06 y PR-09; por tanto, el operador no es ajeno a estas situaciones y su solución.

En resumen, se sugiere mantener la propuesta, y dejar estas situaciones especiales a resolución por parte del COES según sus criterios operativos, los cuales seguro gatillarán en acciones rápidas y la emisión inmediata de un RDO.

Finalmente, es importante decir que la propuesta incluye esta regla en caso de déficit de reserva como una mejora respecto al PR-22 vigente.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

4.7 Comentario 7 de Fenix

Numeral 12.2

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.

Observación

Se solicita precisar el tratamiento en los casos en que la reserva ejecutada resulte menor a la programada por causas atribuibles al COES. En tales situaciones, se propone que la Reserva asignada se considere equivalente a la reserva programada, a fin de no trasladar al Agente efectos que no le son imputables.

Sustento

La precisión resulta necesaria para salvaguardar la equidad y la consistencia en la asignación de reservas.

Opinión Coes

Procede parcialmente

De acuerdo con el comentario, pero hay que señalar que el numeral 12.2 ya contiene dicha propuesta al iniciar el texto como una regla por defecto de que la *“Reserva asignada corresponderá a la magnitud de reserva programada en el PDO o RDO que lo reemplace. (...)”*.

Entonces, no consideramos necesario precisar algo adicional.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

4.8 Comentario 8 de Fenix**Numeral 11.8**

11.8 Programación de RRSF en los RDO:

[...]

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. [...]

Observación

Se solicita eliminar 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 (...)”

Sustento

La redacción actual contiene una doble negación que genera ambigüedad en la interpretación. Al eliminar el término “no”, se guarda coherencia con el sentido del párrafo.

Opinión COES

Procede

De acuerdo con el comentario.

Ver opinión al Comentario 4 de Orizon B&T.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis al Comentario 4 de Orizon B&T.

4.9 Comentario 9 de Fenix

Anexo IV

2. Asignación de Reserva Especial a las URS que Ingresaron Por Insuficiencias de Oferta

[...]

Observación

Se propone eliminar el PRNS para las URS obligadas a brindar el servicio de RSF o, en su defecto, establecer que dicho valor se calcule considerando el mínimo entre el Precio Límite del Mercado de Ajuste y el CMgCP.

Sustento

En escenarios de déficit de oferta, el pago de la RNS se determina al menor valor entre el CMgCP y el Precio del Mercado de Ajuste. Este mecanismo puede generar pérdidas para las URS obligadas a brindar el servicio de RSF, en especial cuando el CMgCP resulta significativamente superior al precio del mercado de ajuste. Lo cual va en contra del objetivo del presente procedimiento.

Sin embargo, la propuesta incorpora una penalidad adicional por la Reserva no Suministrada, calculada al mayor valor entre el CMgCP y el Precio del Mercado de Ajuste. Este esquema podría incentivar que las URS se declaren “no disponibles”, lo cual conllevaría a que el COES opere con una RSF por debajo del mínimo requerido. Esto incrementaría el riesgo de que el COES opere con un nivel de RSF por debajo del mínimo requerido, comprometiendo la seguridad operativa del sistema.

Opinión Coes

No procede

El hecho de eximir o relajar la PRNS a las URS convocadas en “situaciones de insuficiencia de oferta”, brindaría los incentivos no deseados de que ante determinadas casuísticas, las URS prefieran optar por no ofertar RRSF en el PDO y/o

RDO, y esperar ser convocadas sólo en las situaciones descritas (porque se les solicitaría brindar un servicio con menor exigencia).

La idea de establecer el PRNS es incentivar a la oferta de RRSF desde los horizontes del PDO inclusive; además que, brinda un escenario simétrico de asignación de responsabilidad a todas las URS a efectos de que cumplan con brindar el servicio de manera correcta.

Finalmente, respecto al comentario respecto a que podrían darse los incentivos de que una URS puede declararse como “no disponible” durante las situaciones de insuficiencia de oferta, hay que tener claro que si esto se daría por voluntad del Agente respondería a condiciones de mercado; es decir, cuando el mercado de provisión de RRSF no les resulte beneficioso y ello es transversal a este tema en particular; es decir, el Agente se declararía como “no disponible” desde el inicio del mercado (PDO y/o RDO) si considera el mercado poco atractivo.

Vale decir, que las demás modificaciones de la propuesta siguen el tenor de incrementar la competitividad del mercado de provisión de RRSF, toda vez que se vio la problemática de que en el escenario actual se ha presentado situaciones en que el mercado de RSF no ha sido atractivo (ver Informe COES).

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

4.10 Comentario 10 de Fenix

Numeral 4.1 – Anexo IV

4. Asignación de Liquidaciones

4.1 A cada Participante “i” se le asignará un pago por RSF, conforme a la siguiente fórmula [...]

Observación

Para el cálculo de las desviaciones de demanda, deberán excluirse los periodos señalados en el numeral 2.2 del Anexo II, entre los que se incluyen:

i) eventos que originen condiciones de subfrecuencia y/o la operación del ERACMF o ERACMT; ii) eventos que originen condiciones de sobrefrecuencia y/o la operación del EDAGSF; iii) eventos de rechazo manual de carga; iv) desconexiones de carga y/o generación, debidas a fallas de generación o transmisión; y v) la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda.

Adicionalmente, se propone definir expresamente el término ‘DT_Dem’ a fin de evitar ambigüedades en su aplicación

Sustento

Excluir del cálculo de desviaciones aquellos eventos que no generan actuación de la RSF permite evitar sobrepagos de reserva y mantener la coherencia con los objetivos del procedimiento.

Asimismo, la ausencia de una definición formal para el término DT_Dem puede generar interpretaciones dispares entre agentes. Incluir su definición dentro del procedimiento garantizaría claridad, uniformidad y seguridad jurídica en su aplicación

Opinión Coes

Procede

De acuerdo con la primera observación. Al respecto, revisar la opinión al Comentario 3 de Zelestra.

De acuerdo con la segunda observación. A efectos de precisar, se sugiere incluir la definición de dicha nomenclatura:

“Anexo IV

(...)

4. ASIGNACION DE LIQUIDACIONES

(...)

Dem_{prog_t} : Demanda a Nivel de Generación programada en el PDO o RDO que lo reemplazó en el Intervalo “t”.

DT_Dem : Desviaciones totales mensuales de demanda a Nivel de Generación.

t : Intervalo de Mercado.

i : Índice de Participante.

”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde incluir la definición de DT_Dem en el numeral 4.1 del Anexo IV del proyecto de modificación del PR-22, de acuerdo con la siguiente redacción:

“DT_Dem : Desviaciones totales mensuales de demanda a Nivel de Generación.”

4.11 Comentario 11 de Fenix

Anexo X

1. Metodología de Cálculo del Precio Límite de la Oferta para el Mercado de Cobertura

[...]

2. Metodología de Cálculo del Precio Límite de la Oferta para el Mercado de Ajuste,

[...]

Observación

Se propone precisar lo siguiente:

- i) Para el cálculo del precio límite del Mercado de Cobertura, especificar de manera expresa qué información utilizará el COES en su despacho, indicando si se emplearán los CmgCP del programa semanal o el último PMPO vigente.
- ii) Para el precio límite del Mercado de Ajuste, definir claramente qué se entiende por despacho preliminar y qué criterios serán considerados para establecer la comparación y determinar cuál resulta más adecuado.
- iii) Incorporar de forma explícita que los despachos utilizados para la determinación de los precios límites del Mercado de Cobertura y del Mercado de Ajuste deben ser publicados para conocimiento de los agentes

Sustento

Estas observaciones buscan otorgar mayor claridad y certeza respecto a la determinación de los Precios Límites, evitando interpretaciones dispares sobre la información utilizada y los criterios de selección aplicados por el COES.

Asimismo, se solicita la publicación de los despachos analizados constituye una medida fundamental con el fin de garantizar transparencia y trazabilidad en el proceso de cálculo.

Opinión Coes

No procede

Ver opinión al Comentario 5 de Kallpa.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis al Comentario 5 de Kallpa.

4.12 Comentario 12 de Fenix

Anexo X

1. Metodología de Cálculo del Precio Límite de la Oferta para el Mercado de Cobertura

[...]

2. Metodología de Cálculo del Precio Límite de la Oferta para el Mercado de Ajuste,

[...]

Observación

Se propone precisar lo siguiente:

- i) Para el cálculo del precio límite del Mercado de Cobertura, especificar de manera expresa qué información utilizará el COES en su despacho, indicando si se emplearán los CMgCP del programa semanal o el último PMPO vigente.
- ii) Para el precio límite del Mercado de Ajuste, definir claramente qué se entiende por despacho preliminar y qué criterios serán considerados para establecer la comparación y determinar cuál resulta más adecuado.
- iii) Incorporar de forma explícita que los despachos utilizados para la determinación de los precios límites del Mercado de Cobertura y del Mercado de Ajuste deben ser publicados para conocimiento de los agentes

Sustento

Estas observaciones buscan otorgar mayor claridad y certeza respecto a la determinación de los Precios Límites, evitando interpretaciones dispares sobre la información utilizada y los criterios de selección aplicados por el COES.

Asimismo, se solicita la publicación de los despachos analizados constituye una medida fundamental con el fin de garantizar transparencia y trazabilidad en el proceso de cálculo.

Opinión Coes

No procede

El Agente ha duplicado el Comentario 11, el cual ya ha sido respondido.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

4.13 Comentario 13 de Fenix

Numeral 1.8 – Anexo IV

1.8 Compensaciones Adicionales a la 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:

Observación

Se solicita la siguiente modificación:

*“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 **1er** Periodo de RRSF **en el cual se presentó que el CMg superó al Precio Límite inmediato siguiente**, de acuerdo con la fórmula siguiente.”*

[...]

Sustento

La inclusión de un mecanismo de compensación busca reconocer de forma justa el mayor costo asumido por las URS cuando el CMg supera al Precio Límite. No obstante, resulta fundamental garantizar que la metodología de estimación del Precio Límite no introduzca distorsiones o errores de cálculo que puedan afectar la remuneración efectiva del servicio prestado. De esta manera, se asegura la equidad y consistencia en la aplicación del procedimiento.

Opinión Coes

No procede

Ver opinión al Comentario 7 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis al Comentario 7 de Engie.

5. Comentarios de Energía Renovable del Sur S.A. (Ersur)

5.1 Comentario 1 de Ersur

Numeral 2.1.1

2.1.1 Sobre la metodología para la determinación de la Reserva total requerida para el servicio de RSF Documento: "Informetecnico-5972025-grt.pdf"

Observación

Se solicita incorporar en la metodología métricas de tolerancia que permitan gatillar la elaboración de una reprogramación de la operación (RDO) ante diferencias significativas en la operación de la generación RER.

Sustento

La regulación actual, en particular, el PR-06 "Reprogramación de la operación diaria" establece los criterios, causales y metodologías de reprogramación de la operación diaria (RDO). En dicho procedimiento, en el numeral 6.2, se señala que, con la información recibida en tiempo real y tiempo diferido, se calculan parámetros asociados a la generación térmica, hidráulica y a la demanda en periodos de treinta minutos, a partir de los cuales se define una tolerancia, la cual, en caso de ser sobrepasada por 3 periodos de 30 minutos continuos, dará a lugar a una RDO (además de otras situaciones fundadas, determinadas por el COES). Una vez iniciada la elaboración de la RDO, el COES considera la información recogida para actualizar las proyecciones hasta el fin del día operativo. A su vez, en el numeral 6.3.1 se indica que la elaboración de la referida RDO considerará la actualización del

pronóstico de las Centrales de Generación No Convencional (entre otras actualizaciones).

Por su parte y atendido que, mediante la modificación del PR-22, se evaluarán desvíos en los pronósticos de generación renovable los cuales serán penalizados en caso de que se cumplan las disposiciones establecidas en dicho procedimiento, es menester incorporar criterios en el PR-06 para que en caso de que existan nuevos pronósticos de energía renovable, estos puedan gatillar una reprogramación de la operación (con su correspondiente actualización de pronóstico). Los nuevos valores programados en la RDO debiesen ser aquellos considerados para determinar los desvíos de la generación calculados.

La omisión de una métrica de tolerancia en la RDO para las energías renovables podría implicar que penalizaciones severas en las cuales estuviese incurriendo una determinada unidad generadora RER por desvíos de pronóstico, no puedan ser mitigadas mediante un nuevo pronóstico, lo cual sí está contemplado, por ejemplo, para desvíos en la demanda. Cabe relevar que unidades generadoras de tipo térmico o tipo hidroeléctrico, no son penalizadas por desvíos entre la generación ejecutada y la generación programada, y aun así presentan dichas métricas de tolerancia gatillantes de una RDO. Esto es, tienen instancias para que, ante desvíos grandes de su generación, se realicen ajustes en su generación programada, lo cual es algo que no sucede con las energías renovables, y que en definitiva termina dando a lugar a un sesgo hacia dichas tecnologías y afectando a la competencia entre los diferentes actores del mercado.

Por lo tanto, la propuesta presentada por ERSUR busca mantener condiciones equitativas y de competencia entre todos los agentes del mercado.

Opinión Coes

No procede

Lo comentado corresponde a criterios que pueden ser tratados en el PR-06 "Reprogramación de la operación diaria", el cual no es materia de modificación de la propuesta.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

5.2 Comentario 2 de Ersur

Numeral 2.1.2

2.1.2 Sobre la asignación de los pagos mensuales por el costo de RSF Documento: "Informetecnico-5972025-grt.pdf"

Observación

A la metodología establecida en este título, se propone una banda de tolerancia en la determinación del pronóstico, y que los costos sean liquidados a nivel sistémico en lugar de solamente por la generación RER y la demanda. En el caso de aceptarse esta propuesta, se debería considerar un periodo transitorio, o marcha blanca, para adaptar la banda propuesta en los procedimientos y así que todos los agentes afectados puedan ajustar sus pronósticos y herramientas.

Sustento

Complementaria a la observación anterior, en el contexto de las propuestas para el PR22, se solicita la inclusión de bandas de tolerancia para los pronósticos de Generación Renovable. La intermitencia, característica natural del recurso renovable, no se trata de un defecto técnico o un error de previsión, por lo cual no es posible señalar que los desequilibrios o desvíos sean atribuibles directamente a las unidades generadoras que aprovechan dichos recursos. En esta línea, ningún pronóstico es 100% confiable, incluso si se realizan grandes esfuerzos para mejorarlo, dada la propia naturaleza del recurso renovable.

Dado lo anterior, se solicita el establecimiento de una banda de tolerancia para los desvíos de generación renovable y sobre la base de aquellos que superen dicho rango, determinar los agentes que deben concurrir al pago de la regulación secundaria de frecuencia. Es decir, dentro de dicha banda de tolerancia, cualquier desvío en la generación programada no debe ser atribuido a la unidad generadora, a raíz de la intermitencia propia del recurso renovable. Se sugiere que dichos desvíos, dentro de la banda de tolerancia, por el contrario, sean tratados como un desvío sistémico, análogo a la demanda. Lo anterior contempla, no crear barreras de entrada para nuevos proyectos en un sistema que apunta a aumentar su penetración renovable, ni imponer cargos que afectarán la rentabilidad de inversiones ya realizadas.

Con todo, para efectos de la implementación de esta propuesta se requiere una disposición transitoria para que las empresas renovables puedan dar el debido cumplimiento a los estándares y métricas exigidos, gestionando y mitigando los riesgos asociados a una eventual penalización.

Opinión Coes

No procede

La metodología propuesta de asignación de pagos por el servicio de RRSF tiene "el principio de causalidad". Es decir, paga quien origina el requerimiento de RRSF para el SEIN. En esa línea, uno de los insumos para dimensionar el requerimiento de RRSF es referido a las desviaciones de la generación ERNC (ejecutado vs lo enviado al PDO y RDO).

Si bien, llegar a la brecha nula puede ser complejo al menos en una etapa inicial, hay que tener en cuenta que el dimensionamiento de la RRSF considera todos los desvíos porque justamente el servicio de RSF nace por la necesidad de controlar

esos desvíos (sean pequeños o grandes). Por lo que no resulta coherente considerar algún tipo de tolerancia que permita eximir ciertos desvíos de la generación ERNC, para la asignación de pagos, así como tampoco se considera ninguna tolerancia en la asignación de pagos a la porción que le corresponde a los Retiros del MCP.

En ese orden de ideas, es importante tener en cuenta que una mejora de pronóstico conlleva a un menor porcentaje respecto a la asignación por pagos.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

5.3 Comentario 3 de ERSUR

Numeral 2.1.2

2.1.2 Sobre la asignación de los pagos mensuales por el costo de RSF Documento: "Informe- tecnico-5972025-grt.pdf"

Observación

Proponemos que el COES deba, con carácter mandatorio, monitorear los pronósticos de los titulares, evaluarlos en su mérito y contrastarlos con un pronóstico propio, que permita homogeneizar diferencias en metodologías e identificar aquellas unidades generadoras más propensas a tener desviaciones en sus pronósticos. Para ello, podrá utilizar como fuentes de información pronósticos de terceros, estadísticas de generación, variables meteorológicas, entre otras herramientas. Finalmente, mediante un proceso de análisis centralizado, el COES debiese seleccionar fundadamente aquel pronóstico que de acuerdo con sus criterios reflejará la operación esperada del sistema más cercana a la realidad. Con todo, se estima que esto debiese proveer incentivos para los titulares de proyectos que funcionan con RER, para ir mejorando continuamente sus herramientas de pronóstico y así ir disminuyendo su exposición al riesgo por desvíos de generación.

La implementación de esto también requiere de la inclusión de una disposición transitoria para que los titulares de centrales RER puedan adecuar sus herramientas de pronóstico, y ajustarse a la periodicidad que se estime pertinente.

Sustento

Actualmente, el PR-01 "Programación de la Operación de Corto Plazo", establece en su numeral 8.2.6 que la Programación Diaria y en la Programación Semanal deberán incluir los pronósticos de generación informados al COES por los agentes del SEIN titulares de generación RER, o los propios del COES. Por su parte, atendida la importancia de contar con pronósticos certeros (de manera tal hacer más eficiente la operación del sistema, en línea con los principios propuestos que entendemos

que busca el PR-22), y que estos a su vez, puedan ser debidamente ponderados en la programación de la operación, se requiere que se implementen instancias para que los titulares de proyectos RER puedan fundadamente actualizar sus pronósticos renovables remitidos al COES. Los titulares de generación que funciona con RER, corresponden a aquellos que debiesen tener la mejor información respecto de la variabilidad en tiempo real del recurso en sitio, por lo cual, resulta razonable que, dada la intermitencia del recurso, puedan actualizar sus pronósticos periódicamente durante el transcurso de la operación.

Atendido que existen diversas metodologías para efectuar un pronóstico de generación, y teniendo en consideración la finalidad del COES de coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando a su vez la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, resulta pertinente que el COES analice y evalúe a nivel centralizado, mediante un pronóstico propio, los pronósticos remitidos por los distintos agentes y pueda contrastarlos con su propia previsión.

Opinión Coes

No procede

Sobre el monitoreo del COES a la generación ERNC es una práctica que el COES viene realizando a través de distintas herramientas, dentro del alcance de sus funciones operativas. La propuesta de asignar pagos en base a la "causalidad" es una forma indirecta que da incentivos a la mejora de pronósticos.

Sobre la solicitud de la disposición transitoria, hay que tener en cuenta que los requerimientos de RRSF necesarios para garantizar la seguridad del SEIN son exigencias actuales y necesarias, que no pueden ser pospuestas para luego, por lo que no resulta coherente que la generación ERNC vea eximida su "causalidad" en los pagos durante un periodo.

Revisar como complemento, la opinión al Comentario 3 de Ersur.

Por lo tanto, sugerimos mantener la propuesta.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

5.4 Comentario 4 de Ersur

General

Se solicita que los ajustes efectuados a los procedimientos de Servicios Complementarios sean implementados como consecuencia del nuevo Reglamento de Servicios Complementarios y de los cambios en las correspondientes normas técnicas. Lo anterior permitiría tener a la vista todos los elementos relevantes y así

mantener una regulación coherente que incluya reglamento, normas técnicas y procedimientos. Lo aquí planteado contribuye a mantener un marco regulatorio integral, evitando incoherencias e incertidumbre entre los distintos agentes del mercado, y permite que los ajustes a los procedimientos de Servicios Complementarios estén alineados y sean consistentes con la nueva regulación.

Sustento

La Ley N° 28832, y sus modificaciones introducidas por la Ley N° 32249, establecen la creación de un mercado de Servicios Complementarios. En este marco, el nuevo Capítulo Octavo “Servicios Complementarios” junto con las disposiciones transitorias de la referida Ley, se ordena la adecuación de la normativa a través del Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergrmin).

En este contexto, y adicionalmente a las observaciones antes planteadas respecto a mejoras en los procesos de programación de la operación y la operación en tiempo real -incluyendo recoger pronósticos, estándares, sus métricas y la ejecución de redespachos en la medida que se activen ciertas condiciones-, se solicita que los ajustes efectuados a los procedimientos de Servicios Complementarios sean implementados como consecuencia del nuevo Reglamento de Servicios Complementarios y de los cambios en las correspondientes normas técnicas.

Opinión Coes

No procede

Lo sugerido por su representada supone esperar la emisión del Reglamento del Mercado de Servicios Complementarios en el marco de la Ley N° 32249 antes de avanzar con la modificación del PR-22. Al respecto, corresponde señalar que la propuesta de modificación fue presentada con anterioridad a la promulgación de dicha ley, luego de ello el regulador ha decidido continuar con su revisión; entendemos que se debe a que no ha identificado contradicción alguna entre el contenido de la Ley N° 32249 y la propuesta de modificación del PR-22.

Asimismo, asumimos que el regulador ha tenido en cuenta que la Ley N.º 32249 fue publicada el 19 de enero de 2025, y que el plazo establecido “no mayor de ciento veinte días calendario” para adecuar las normas venció el 19 de mayo de 2025. En ese contexto, habiendo transcurrido casi cinco meses desde dicho vencimiento y sin que exista certeza sobre la fecha de publicación del mencionado reglamento, no resulta razonable detener el avance de mejoras normativas que no presentan incompatibilidades identificadas.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

6. Comentarios de Orizon B&T

6.1 Comentario 1 de Orizon B&T

Numeral 12.3 y ANEXO IV

El proyecto propone realizar una normalización de la Reserva asignada, cuando el tiempo de duración de prestación del servicio de RSF es inferior a un Periodo de RRSF por causas imputables al Agente.

La formulación se detalla en el Anexo IV; sin embargo, dichas fórmulas sólo contemplan el caso cuando la Reserva Asignada es única en un Periodo de RRSF, mas no considera el caso cuando en un mismo Periodo de RSF se presentan distintas Reserva asignadas a una URS por causas imputables al Agente, los cuales pueden darse ante situaciones operativas imprevistas.

Sugerencia

Si bien es cierto que el caso descrito no sería recurrente, sin embargo, si se presentaría, por ello se sugiere mejorar la formulación a efectos de incluir todos los casos posibles, y así evitar interpretaciones erróneas por parte del COES o los Participantes, durante la aplicación del PR-22.

En esa línea, se sugiere ajustar las fórmulas de normalización detallada en el Anexo IV, las cuales deben quedar así:

1.5. ASIGNACIÓN DE RESERVA

[...]

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:

$$\frac{RAS_{u,t,M.A.}}{T} = \frac{RAS_{id_{u,t}} * tS}{T}$$

$$\frac{RAB_{u,t,M.A.}}{T} = \frac{RAB_{id_{u,t}} * tB}{T}$$

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.

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

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

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

Donde:

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

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

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

T : Tiempo de duración de un Periodo de RRSF.

1.6. PAGO POR RESERVA NO SUMINISTRADA

[...]

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.~~

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

$$DRB_{u,t} = \frac{\sum_j DRB_{id_{u,t,i}} * tB_j}{T}$$

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

Donde:

$DRS_{u,t,i}$ $DRB_{u,t,j}$: Déficits de Reserva a subir y a bajar identificada por intervalo

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

i, j : cantidad de intervalos de déficit de Reserva a subir y a bajar identificada, respectivamente.

T : Tiempo de duración de un Periodo de RRSF.

1.7. PAGO POR RESERVA NO DISPONIBLE

[...]

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.~~

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

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

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

Donde:

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

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

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

T : Tiempo de duración de un Periodo de RRSF.

Opinión Coes

Procede

Mejorar la formulación para incluir todos los casos posibles garantiza que se consideren situaciones operativas imprevistas, proporcionando claridad y evitando interpretaciones erróneas, asegurando una aplicación coherente y eficiente del PR-22.

Por lo tanto, se sugiere aceptar la propuesta de cambio.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 de con lo propuesto por Orizon B&T.

6.2 Comentario 2 de Orizon B&T

Numeral 8.1.8

El proyecto señala como exigencia a las URS, contar con regulación propia cuando su Banda de Potencia sea mayor al mínimo entre 45 MW o el 50 % de la RRSF del SEIN. Se entiende que la exigencia cobra relevancia cuando el AGC esté indisponible, y así el COES disponga de URS con regulación propia con un valor mínimo de Banda de Potencia (relevante para el SEIN), a efectos de encargarle temporalmente la prestación del servicio de RSF del SEIN.

Sin embargo, la regla de cálculo del mínimo valor de Banda de Potencia, presenta dificultades:

- El umbral fijo de 45 MW es bajo frente a la magnitud real de RRSF requerida (aprox cuatro veces mayor) y resultará aún más insuficiente conforme crezca el SEIN.
- El criterio relativo del 50 % de la RRSF genera imprevisibilidad para las URS, ya que el valor de la RRSF se calculará de manera dinámica (actualizaciones mensuales y con granularidad horaria).

Sugerencia

Se sugiere que la exigencia de regulación propia se active a partir de una Banda de potencia mínima definida y actualizada en el Informe Anual (señalado en el Anexo V). Esto brindará previsibilidad a los agentes, y flexibilidad al SEIN para ajustar el valor según la evolución del SEIN.

Por tanto, se sugiere ajustar la redacción del numeral 8.1.8 y el Anexo V, de la siguiente manera:

“8.1.8 Las URS cuya Banda de potencia a habilitar sea mayor o igual a un valor de Banda de potencia mínimo que será calculado como parte del Informe Anual señalado en el Anexo V del presente procedimiento 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.”

“ANEXO V

[...]

c. La Reserva total requerida para la RSF, según los criterios detallados en el Anexo II, y la Banda de potencia mínima señalado en el numeral 8.1.8.

[...]”

Opinión COES

Procede

De acuerdo con el sustento presentado y la propuesta.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 8.1.8, y el literal c. del numeral 1 del Anexo V del proyecto de modificación del PR-22 de acuerdo con la siguiente redacción:

“8.1.8 Las URS cuya Banda de potencia a habilitar sea mayor o igual a un valor de Banda de potencia mínimo que será calculado como parte del Informe Anual señalado en el Anexo V del presente procedimiento, 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.”

“Anexo V

1 Realizar un estudio anual en el que se detalle lo siguiente:

(...)

c. La Reserva total requerida para la RSF, según los criterios detallados en el Anexo II, y la Banda de potencia mínima señalado en el numeral 8.1.8.

(...)”

6.3 Comentario 3 de Orizon B&T**Anexo II**

La metodología de dimensionamiento de la RRSF del proyecto hace uso de un parámetro denominado: acumulación de variación inter-horaria (que es de 4 horas), lo cual se entiende que tiene como objetivo cubrir las desviaciones por un tiempo acorde al tiempo que demora en elaborar un nuevo RDO. Si bien es un buen criterio, es rígido al señalar ya un valor que podría ir cambiando. Asimismo, la metodología limitará oportunidades de mejora respecto a la consideración de las desviaciones, a medida que mejoren las herramientas de pronóstico (sobre todo para las RER no gestionables). Por tanto, la metodología debería dar flexibilidad al COES a efectos de incorporar otras alternativas a la consideración de la acumulación de la variación inter-horaria.

Por otro lado, la metodología de dimensionamiento señala que para las RER no gestionables con base histórica faltante de los últimos 12 meses, se le completará con los errores de pronóstico existentes del generador RER, a efectos de luego calcular las desviaciones. Sin embargo, en línea al párrafo anterior, en aras de una menor rigidez y oportunidad de incluir mejoras en los pronósticos en los próximos años, debería permitirse el uso de la estimación de desviaciones esperadas.

Finalmente, no es claro en el Anexo II del proyecto, que el dimensionamiento de la RRSF debe diferenciar entre avenida y estiaje.

Sugerencia

Se sugiere que el parámetro de acumulación de variaciones Inter horarias se actualice con los resultados del Informe Anual del Anexo V.

Por otro lado, se debe introducir flexibilidad metodológica para que el COES pueda adaptar mejor información de valores estimados de desviaciones a medida que evolucionen las herramientas de pronóstico, asegurando un mejor dimensionamiento.

Finalmente, se sugiere precisar que el dimensionamiento de la RRSF debe diferenciar entre avenida y estiaje.

Opinión COES

Procede parcialmente

De acuerdo con la propuesta y argumento, toda vez que es importante tener flexibilidades metodológicas. Por lo tanto, se proponen las siguientes modificaciones de redacción:

“ANEXO II

METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RESERVA TOTAL REQUERIDA PARA LA RSF

(...)

1.3 *Para efectos de los cálculos señalados en el numeral previo, ~~se tendrá en cuenta el tiempo requerido 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, o el Informe Anual señalado en el Anexo V señale la necesidad de una actualización.~~*

1.4 *El cálculo de la Reserva tendrá resolución horaria y se determinará de manera diferenciada para un día típico y para un día feriado; tanto para la época de avenida como para estiaje.*

(...)

2.4 *Si en la base histórica de los últimos 12 meses, se identifican periodos en los cuales no haya operado algún generador RER no gestionable ya sea porque aún no ingresaba en Operación Comercial o porque estuvo indisponible de manera continua más de 1 mes, entonces los errores de pronóstico para dichos periodos se completarán con la mejor información disponible de los*

~~dichos 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 del tiempo señalado en el numeral 1.3 del presente Anexo de 4 horas. En caso el COES disponga de una mejor información de dichos errores de pronósticos, lo justificará técnicamente para su respectiva consideración. En dicho caso, ya no se considerará la acumulación de variación inter-horaria.

(...)"

"ANEXO V

INFORME ANUAL

(...)

- i. Análisis de los parámetros y consideraciones técnicas usadas en el dimensionamiento de la RRSF y proponer una mejora en caso fuera necesario. Dicho análisis incluirá, como mínimo, lo siguiente: (i) revisión de idoneidad de la función de densidad de probabilidad vigente, (ii) métodos de procesamiento de información, (iii) tiempo de acumulación de las variaciones inter-horarias y (iv) revisión de modificaciones y/o inclusiones de nuevos factores que representen un efecto importante en las variaciones inter-horarias, y que pueda comprometer la seguridad del SEIN.

(...)"

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22, quedando redactado los cambios conforme a los siguiente:

"ANEXO II

METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RESERVA TOTAL REQUERIDA PARA LA RSF

(...)

- 1.3 Para efectos de los cálculos señalados en el numeral previo, el tiempo requerido de acumulación de variaciones inter-horarias señalada en el numeral 1.1 del presente anexo, se actualizará en caso el PR-06. "Procedimiento Técnico de la Reprogramación Diaria" o aquel que lo sustituya, modifique los tiempos totales de elaboración de un RDO, o el Informe Anual señalado en el Anexo V señale la necesidad de una actualización.

- 1.4 *El cálculo de la Reserva tendrá resolución horaria y se determinará de manera diferenciada para un día típico y para un día feriado; tanto para la época de avenida como para estiaje.*

(...)

- 2.4 *Si en la base histórica de los últimos 12 meses, se identifican periodos en los cuales no haya operado algún generador RER no gestionable ya sea porque aún no ingresaba en Operación Comercial o porque estuvo indisponible de manera continua más de 1 mes, entonces los errores de pronóstico para dichos periodos se completarán con la mejor información disponible de dichos errores de pronóstico.*

- 2.5 *Luego de calculados los errores de pronóstico, se procede a calcular la variación inter-horaria como la diferencia entre la desviación en un periodo horario y el periodo horario inmediato anterior. Posteriormente, las variaciones se acumularán en una ventana móvil del tiempo señalado en el numeral 1.3 del presente Anexo. En caso el COES disponga de una mejor información de dichos errores de pronósticos, lo justificará técnicamente para su respectiva consideración. En dicho caso, ya no se considerará la acumulación de variación inter-horaria.*

(...)”

“ANEXO V

INFORME ANUAL

(...)

- i. *Análisis de los parámetros y consideraciones técnicas usadas en el dimensionamiento de la RRSF y proponer una mejora en caso fuera necesario. Dicho análisis incluirá, como mínimo, lo siguiente: (i) revisión de idoneidad de la función de densidad de probabilidad vigente, (ii) métodos de procesamiento de información, (iii) tiempo de acumulación de las variaciones inter-horarias y (iv) revisión de modificaciones y/o inclusiones de nuevos factores que representen un efecto importante en las variaciones inter-horarias, y que pueda comprometer la seguridad del SEIN.*

(...)”

6.4 Comentario 4 de Orizon B&T

Numeral 11.8

Al revisar la redacción de los numerales 11.8.1 y 11.8.2 relacionados con la actualización de ofertas en los RDO, se identifican ambigüedades y redundancias que podrían dificultar su aplicación práctica. Asimismo, se aprecia la necesidad de precisar ciertos aspectos para dar mayor claridad a los agentes y asegurar la continuidad en la provisión del servicio. En esa línea, se presentan las siguientes observaciones:

- El literal i) del 11.8.1 utiliza una redacción en doble negación (“no prevean que no puedan cumplir”) que genera ambigüedad y termina replicando lo señalado en el literal ii). Se sugiere corregirlo para que exprese de manera clara el caso en que la URS prevea no poder cumplir su RRSF programada.
- El literal iii) debería precisar que se refiere a la RRSF adjudicada en el Mercado de Cobertura.
- El literal iv) resulta redundante con el 11.8.2, por lo que debería eliminarse.
- Tanto en el 11.8.1 como en el 11.8.2, se recomienda aclarar que la actualización aplica para el siguiente RDO, evitando interpretaciones distintas.

Sugerencia

Se sugiere modificar la redacción del numeral 8.1.8 de la siguiente manera:

“11.8.1 El titular o representante de la URS podrá actualizar sus Ofertas u utilizadas en el PDO o RDO vigente, para ser consideradas en el ~~correspondiente~~ siguiente RDO. (..).

Para esto deberán tener en consideración lo siguiente:

- A las URS que ~~no~~ prevean que no puedan cumplir su RRSF programada en el PDO o RDO vigente; (...)."*
- (...).*
- Las RRSF adjudicadas por el Mercado de Cobertura serán consideradas (...).*
- ~~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~~ siguiente RDO. (...)."

Opinión COES

Procede parcialmente

De acuerdo con la sugerencia. Adicionalmente, se sugiere precisar que el numeral 11.8.1 refiere a los casos en que la URS tenga RRSF programada, y el numeral 11.8.2 en los casos complementarios. Por tanto, se propone la siguiente modificación en la redacción:

“11.8.1 El titular o representante de la URS que tenga RRSF programada ~~podrá actualizar sus Ofertas utilizadas~~ en el PDO o RDO vigente, podrá actualizar dichas Ofertas para ser consideradas en el ~~correspondiente~~ siguiente RDO. (..).

Para esto deberán tener en consideración lo siguiente:

- A las URS que ~~no~~ prevean que no puedan cumplir su RRSF programada en el PDO o RDO vigente; (...)."*

ii. (...).

iii. Las RRSF adjudicadas por el Mercado de Cobertura serán consideradas (...).

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~~ siguiente RDO. (...)"

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar los numerales 11.8.1 y 11.8.2 del proyecto de modificación del PR-22 de acuerdo con la siguiente redacción:

"11.8.1 El titular o representante de la URS que tenga RRSF programada en el PDO o RDO vigente, podrá actualizar dichas Ofertas para ser consideradas en el siguiente RDO. La actualización de Ofertas se realizará en los plazos, medios y formas que establezca el COES. Estos últimos serán definidos y actualizado de manera regular y serán informados formalmente previo al inicio de su vigencia. Para esto deberán tener en consideración lo siguiente.

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

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

6.5 Comentario 5 de Orizon B&T

Numeral 9

Con la creciente penetración de generación renovable en el SEIN, resulta fundamental que la normativa contemple mecanismos adicionales para gestionar los errores de pronóstico y las variabilidades de corto plazo que puedan comprometer la seguridad operativa. En esa línea, se recomienda habilitar la posibilidad de convocar magnitudes adicionales de RRSF, complementarias a la RRSF vigente, aplicables únicamente a determinados periodos de RRSF.

Asimismo, se sugiere que el numeral referido a la determinación de la RRSF incluya una referencia explícita a la RRSF mínima requerida para la RSF, a fin de brindar mayor claridad y consistencia regulatoria.

Sugerencia

Se sugiere modificar la redacción del numeral 9 de la siguiente manera:

"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, de la RRSF Mínima Requerida para la RSF a subir y de la RRSF Mínima Requerida para la RSF a bajar.

9.2 Las magnitudes de la RRSF a subir y a bajar serán determinadas anualmente por el COES y actualizadas mensualmente, como resultado de un estudio según la metodología establecida en el Anexo II.

9.3 Las magnitudes de la RRSF Mínima Requerida a subir y a bajar serán determinadas mensualmente por el COES, como resultado de un estudio según la metodología establecida en el Anexo IX.

9.4 El COES podrá establecer magnitudes de RRSF adicionales, cuyos periodos de vigencia serán informados formalmente previo al inicio de su vigencia"

Opinión COES

Procede

De acuerdo con la propuesta y sustento.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 9 del proyecto de modificación del PR-22 de acuerdo con la siguiente redacción:

“9. Determinación de la RRSF total

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

6.6 Comentario 6 de Orizon B&T

DISPOSICIÓN TRANSITORIA

Se considera necesario que la disposición transitoria primera incluya de manera expresa la obligación de realizar los cálculos de los valores iniciales requeridos para la adecuada entrada en vigencia del nuevo PR-22. De esta forma, se asegura que el marco regulatorio pueda aplicarse de manera efectiva desde su implementación, evitando vacíos operativos o retrasos en la provisión del servicio.

Sugerencia

Se sugiere modificar la redacción de la disposición de la siguiente manera:

“DISPOSICIÓN TRANSITORIA

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, y calcule los valores iniciales correspondiente a la Banda de potencia mínima, la RRSF total, la RRSF Mínima requerida para la RSF y el tiempo de acumulación de variaciones inter- horarias, previo a la entrada en vigor del presente procedimiento.”*

Opinión COES

Procede

De acuerdo con la propuesta y sustento.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar la primera disposición transitoria del proyecto de modificación del PR-22 de acuerdo con la siguiente redacción:

"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, y calcule los valores iniciales correspondiente a la Banda de potencia mínima, la RRSF total, la RRSF Mínima requerida para la RSF y el tiempo de acumulación de variaciones inter- horarias, previo a la entrada en vigor del presente procedimiento."*

6.7 Comentario 7 de Orizon B&T

Numeral 1 – ANEXO VII

En el proyecto, la referencia normativa utilizada para las pruebas de calificación de las URS es incorrecta, toda vez que el numeral 7 corresponde al apartado de Equipos para RPF.

Sugerencia

Se debe corregir la referencia en el Anexo VII, de modo que refiera al numeral correcto: numeral 8 del proyecto. Entonces, debe quedar así el Anexo VII:

"Anexo VII

1. Pruebas de Calificación de las URS

[...]

*a. Cuando el COES lo considere necesario, conforme al numeral **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.87** del presente Procedimiento.*

[...]"

Opinión COES

Procede parcialmente

De acuerdo con la propuesta; sin embargo, la propuesta de modificación se envió con una referencia rota. Sin perjuicio de ello, se propone modificar el literal a) del numeral 1 del Anexo VII, el cual debe quedar así:

"Anexo VII

1. Pruebas de Calificación de las URS

(...)

a. Cuando el COES lo considere necesario, conforme al numeral 87 del presente Procedimiento.

(...)"

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el literal a. del numeral 1 del Anexo VII del proyecto de modificación del PR-22 de acuerdo con la siguiente redacción:

"c. Cuando el COES lo considere necesario, conforme al numeral 8 del presente Procedimiento. "

6.8 Comentario 8 de Orizon B&T

Numeral 3

En todo lo que va del proyecto, se emplea la sigla RRSF, pero esta no se encuentra definida. Si bien se entiende que está referido a la Reserva para la Regulación Secundaria de Frecuencia, es mejor precisarla.

Sugerencia

Por tanto, se sugiere incluir y precisar en la sección de Abreviaturas y definiciones del PR-22, la sigla de "RRSF".

Opinión COES

Procede

De acuerdo con la sugerencia. Por lo tanto, debe quedar así la redacción:

"3. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

(...)

RM: (...)

RRSF: Reserva para Regulación de Secundaria de Frecuencia

RS: (...)

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde incorporar la definición de RRSF en el numeral 3 del proyecto de modificación del PR-22 de acuerdo con la siguiente redacción:

"RRSF: Reserva para Regulación de Secundaria de Frecuencia"

6.9 Comentario 9 de Orizon B&T

Definición de Grupo para RSF en el Glosario

La definición propuesta da a entender que es una obligación prestar el servicio de RSF, lo que pueda traer a confusión.

Sugerencia

Se sugiere mejorar la redacción con el tenor de que no se indique que es una obligación la prestación del servicio de RSF.

Por tanto, la definición debería quedar así:

“Grupo para RSF: Generador de energía eléctrica de cualquier tipo de tecnología ~~con obligación de~~ que puede brindar el servicio de RSF.”

Opinión Coes

Procede

Ver opinión al Comentario 1 de Fenix.

Análisis

Ver análisis al Comentario 1 de Fenix.

6.10 Comentario 10 de Orizon B&T

Etapas de programación del RDO

Los RDOs se ejecutan en etapas media-horarias; sin embargo, el proyecto indica que la RRSF se programará por cada Periodo de RRSF (que es horaria). Esta desalineación puede generar algunos problemas, cuando el inicio de vigencia de algún RDO contemple alguna etapa media-horaria, toda vez que el proyecto no clarifica el actuar el COES para cubrir de RRSF en esa primera etapa de programación del RDO.

Si bien puede inferirse que para esa primera etapa del RDO se considerará la RRSF del PDO o RDO anterior, toda vez que la asignación de RRSF es por Periodo de RRSF, lo cual es horaria y cuyo 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 (tal como lo indica la definición), la falta de precisión generará incertidumbre a la hora de aplicar el Procedimiento.

Sugerencia

Por tanto, se sugiere precisar en el proyecto, la regla que aplicará el COES para la consideración de RRSF en dicha primera etapa de programación del RDO, cuando se presente el caso expuesto.

Opinión Coes

Procede

De acuerdo con realizar esa precisión; por lo tanto, el numeral 11.6 quedaría así:

“11.6 La programación de la RRSF se realizará para cada Periodo de RRSF. En caso algún RDO inicie su vigencia en una etapa media-horaria, la primera etapa del RDO considerará la RRSF programada del PDO o RDO anterior.”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 11.6 del proyecto de modificación del PR-22 de acuerdo con la siguiente redacción:

“11.6 La programación de la RRSF se realizará para cada Periodo de RRSF. En caso algún RDO inicie su vigencia en una etapa media-horaria, la primera etapa del RDO considerará la RRSF programada del PDO o RDO anterior.”

7. Comentarios de la Sociedad Peruana de Renovables (SPR)

7.1 Comentario 1 de SPR

Comentario General 1

Coordinación con el Reglamento de Servicios Complementarios (Ley N° 32249)

Se advierte que el Ministerio de Energía y Minas se encuentra elaborando el Reglamento del Mercado de Servicios Complementarios. Este reglamento regulará aspectos esenciales como la prestación y pago de los servicios complementarios, lo que obligará a adecuar el PR-22 a las nuevas disposiciones.

El actual proyecto de modificación del PR-22 parte de la premisa de que las desviaciones son originadas básicamente por la generación RER y por errores de pronóstico de la demanda. Sin embargo, las desviaciones en el sistema no solo se producen por estas causas. Debe resaltarse que, si bien la Ley N° 32249 ha establecido el principio bajo el cual la responsabilidad de pago debe ser asumida por quien genera la inestabilidad, esta regla aún se encuentra pendiente de ser desarrollada en el Reglamento.

En este contexto, aprobar cambios sustanciales al PR-22 antes de la publicación del reglamento podría generar inseguridad jurídica, al imponer costos o reglas que luego resulten inconsistentes. Por ello, se recomienda esperar la emisión del reglamento antes de introducir modificaciones estructurales al PR-22.

Opinión Coes

No procede.

Revisar la opinión al Comentario 4 de Ersur.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

7.2 Comentario 2 de SPR

Comentario General 2

Equipos de almacenamiento y provisión de servicios complementarios

Se aclara que, de acuerdo con el PR-22, los equipos de almacenamiento

actualmente sólo pueden estar vinculados a un grupo o central de generación para participar en la prestación de servicios de RPF y RSF. La participación de terceros independientes sólo será viable cuando se apruebe el Reglamento del Mercado de Servicios Complementarios. Mientras ello no ocurra, el esquema regulatorio genera costos adicionales (peajes y aportes varios) que desincentivan la incorporación de almacenamiento independiente para fines de arbitraje u otros servicios.

Opinión Coes

Revisar la opinión al Comentario 4 de Ersur, y en complemento la opinión al Comentario 5 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

7.3 Comentario 3 de SPR

Comentario General 3

Actualización de pronósticos y rol del COES

El PR-01 ya contempla que la Programación Semanal y Diaria incluya los pronósticos de generación RER, ya sea informados por los agentes o elaborados por el COES. Dada la variabilidad del recurso, se considera fundamental que los titulares de proyectos RER puedan actualizar periódicamente sus pronósticos durante el día operativo.

Se propone que el COES tenga la obligación de monitorear, contrastar y validar los pronósticos de los titulares frente a un pronóstico propio centralizado, utilizando datos meteorológicos, históricos y de terceros. De esta manera, se homogenizan metodologías y se incentiva a los agentes a mejorar sus herramientas de pronóstico, reduciendo así los desvíos.

La implementación de esta medida debería incluir una disposición transitoria, permitiendo que las centrales RER adecúen sus herramientas y procesos de pronóstico.

Opinión Coes

No procede.

Revisar la opinión al Comentario 2 y al Comentario 3 de Ersur.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

7.4 Comentario 4 de SPR

Comentario General 4

Reprogramación de la Operación Diaria y tratamiento de las RER

El PR-06 regula los criterios y causales de Reprogramación de la Operación Diaria (RDO), actualmente aplicables a generación térmica, hidráulica y demanda. Sin embargo, no existe un tratamiento equivalente para las energías renovables no convencionales. Se observa que, en virtud de la neutralidad tecnológica, debería incorporarse un criterio similar que permita que nuevos pronósticos de RER puedan gatillar una reprogramación, de modo que las desviaciones relevantes puedan ser corregidas oportunamente.

En virtud de la neutralidad tecnológica, admitir nuevos pronósticos o reprogramaciones en la operación permite, no solo a las RER, sino a todas las tecnologías entregar información actualizada en tiempo real. Por lo que esta posibilidad debería abrirse a cualquier tecnología, especialmente a las centrales hidroeléctricas de pasada, cuya generación variable también causa desbalances.

Opinión Coes

No procede.

Revisar la opinión al Comentario 1 de Ersur.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

7.5 Comentario 5 de SPR

Comentario General 5

Establecimiento de rangos de tolerancia para RER

Planteamos que se deba incorporar una banda de tolerancia para los desvíos de generación RER, que reconozca la variabilidad natural de estas tecnologías. Los desvíos dentro de esta banda no deberían atribuirse directamente a la unidad generadora, sino ser tratados como un desvío sistémico, de manera análoga a la demanda. Sólo aquellos desvíos que superen la tolerancia deberían ser considerados para efectos de penalización o participación en el pago de la RSF. Esto evita crear barreras de entrada o afectar la rentabilidad de inversiones ya realizadas, y es coherente con el objetivo de incrementar la penetración de energías renovables en el sistema. Se sugiere una disposición transitoria para que las empresas ajusten sus procesos a los nuevos estándares.

Opinión Coes

No procede

Revisar opinión al Comentario 2 de Ersur, y como complemento revisar la opinión al Comentario 1 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

7.6 Comentario 5 de SPR

Numeral 2.3

Prepublicación

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.

Propuesta de modificación

Se calculan los errores de pronóstico de la demanda y de pronóstico de cada tipo de generación RER por cada intervalo de programación, considerando la mayor resolución temporal disponible. Luego, se calculan los errores de pronóstico en resolución horaria, los cuales se obtienen promediando horariamente los errores obtenidos en los intervalos definidos.

Sustento

La metodología actual establece el cálculo de los errores de pronóstico de la demanda y de la generación RER a partir de la diferencia entre los valores ejecutados. Posteriormente, dichos errores se promedian a resolución horaria.

Esta diferencia en la temporalidad de los registros y el uso de promedios horarios genera inconsistencias metodológicas que introducen sesgos estadísticos en la estimación de los errores de pronóstico.

Opinión Coes

No procede.

Si bien la propuesta puede ser válida, considerarlo implicaría dimensionar una RRSF con una granularidad de 15 minutos lo cual aumentaría la carga operativa sin una mejora significativa en la precisión del dimensionamiento. La metodología actual ya ofrece un dimensionamiento razonable y práctico al calcularla con granularidad horaria, que va en línea con el Periodo de asignación RRSF.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

7.7 Comentario 7 de SPR

Numeral 3.2

Prepublicación

Unidad de Regulación Secundaria: Grupo o conjunto de Grupos para RSF, debidamente calificados para prestar el servicio de RSF."

Propuesta de modificación

Unidad de Regulación Secundaria (URS): Unidad o conjunto de unidades de generación que pueden prestar el servicio de RSF."

Sustento

La definición Unidad de Regulación Secundaria (URS) se encuentra definida tanto en el punto 3.2 actual.

Opinión Coes

No procede

La definición de la propuesta reemplaza unidades de generación por Grupos para RSF a efectos de no limitar la participación de brindar RRSF sólo a la generación de tecnología térmica o hidroeléctrica.

Ver como complemento, la opinión al Comentario 1 de Fenix.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

7.8 Comentario 8 de SPR

Numeral 4.1

Prepublicación

$$PagRSF_i = \frac{LiqTot}{DT_RER + DT_Dem} \cdot (DT_RER_i + DT_Dem \cdot \frac{Retiro_i}{\sum_l Retiro_l})$$

Propuesta de modificación

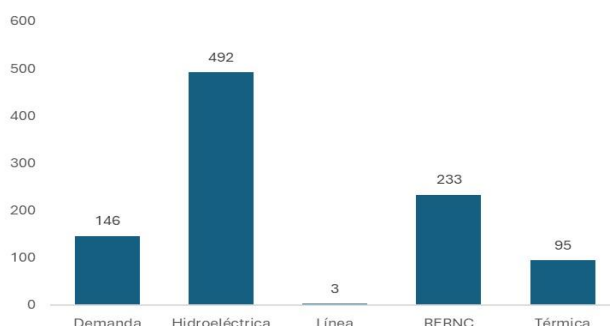
$$PagRSF_i = \frac{LiqTot}{DT_Gen + DT_Dem} \cdot (DT_Gen_i + DT_Dem \cdot \frac{Retiro_i}{\sum_l Retiro_l})$$

DT_Gen_i : Desviaciones totales mensuales de generación, que son de titularidad del Participante "i".

Sustento

El esquema actual limita la fórmula de asignación de liquidaciones principalmente a tecnologías eólica, solar y mareomotriz, bajo el argumento de que sobre ellas se determina la Reserva Rotante para la RSF. Sin embargo, esta exclusión resulta inequitativa: todas las tecnologías y elementos del sistema (hidroeléctricas, termoeléctricas, demanda e incluso líneas) han generado, en la práctica, desviaciones que derivaron en reprogramaciones intradiarias y en el uso de servicios complementarios. Incorporar a todas las tecnologías en el esquema de asignación no sobredimensiona los pagos, sino que asegura un criterio de equidad proporcional al desvío efectivamente causado.

La evidencia del 2025 (figura inferior) muestra que las reprogramaciones diarias tuvieron como origen diversas causas asociadas a todas las tecnologías y componentes del SEIN. Aunque no siempre responden a fallas o restricciones, estas situaciones generan desviaciones transitorias en los primeros minutos que deben ser corregidas de inmediato por la RSF. Por tanto, el diseño regulatorio debe reconocer que los desajustes aparecen en tiempo real y comprometen la operación del sistema. En consecuencia, la asignación de costos debe basarse en la participación de todos los agentes y tecnologías, reflejando su responsabilidad en los desbalances que activan el uso de reservas.



Opinión Coes

No procede

Revisar opinión al Comentario 1 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

7.9 Comentario 9 de SPR

Numeral 4.1

Prepublicación

$$DT_RER_i = \sum_t |Gen_eje_{i,t} - Gen_prog_{i,t}|$$

Propuesta de modificación

$$DT_Gen_i = \sum_t \max(|Gen_eje_{i,t} - Gen_prog_{i,t}| - \tau \cdot Gen_prog_{i,t}, 0)$$

τ : umbral de tolerancia = 5%

Sustento

La RSF existe para cubrir la variabilidad inevitable del sistema eléctrico, que se produce minuto a minuto tanto en la demanda como en todas las tecnologías de generación. Esa variabilidad no es atribuible a un agente específico, es intrínseca y debe tratarse como un riesgo sistémico.

Si no se incorpora un umbral de tolerancia, cualquier desviación se interpreta como “inestabilidad atribuible” y se convierte en pago, lo que distorsiona el diseño, castiga a agentes por el ruido natural del sistema en vez de enfocarse en los errores grandes y sistemáticos que sí son corregibles.

Opinión Coes

No procede.

Revisar opinión al Comentario 2 de Ersur, y como complemento revisar la opinión al Comentario 1 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

7.10 Comentario 10 de SPRNumeral 4Propuesta de modificación

(Nuevo ítem)

4.2 Para efectos del cálculo de las desviaciones definidas en el presente numeral, no se considerarán aquellas originadas en variaciones de ejecución ordenadas por el COES, restricciones de la red, fallas de medición u otras causas no atribuibles a la gestión del Participante.

Sustento

La cuantificación de las desviaciones no debe de incluir desviaciones producto de

variaciones de ejecución ordenadas por el operador, restricciones de la red, fallas de medición y otros.

Opinión Coes

Procede

Revisar opinión al Comentario 3 de Zelestra.

Análisis

Ver opinión al Comentario 3 de Zelestra.

7.11 Comentario II de SPR

Numeral 8.2.3

Prepublicación

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

Propuesta de modificación

El resultado del proceso de Calificación de una URS será comunicado formalmente al solicitante. Contra dicha decisión, los Agentes podrán interponer los recursos que correspondan conforme a lo establecido en el Reglamento y Estatuto del COES, garantizando el derecho de contradicción y debido procedimiento.

Sustento

El numeral 8.2.3 que establece que la decisión sobre la solicitud de calificación no es impugnabile contraviene el derecho de contradicción de los Agentes establecido en el Reglamento del COES, así como en el Estatuto.

Opinión Coes

Procede parcialmente

De acuerdo con la propuesta del Agente. Sin embargo, es menester precisar ciertas reglas adicionales a efectos de dar claridad y evitar un error en la interpretación durante el proceso de calificación de URS.

En la experiencia del COES se ha detectado que durante el proceso de calificación ha habido dificultades, especialmente de tipo técnicas por parte del Agentes incumplándose los plazos establecidos en el procedimiento; y con la finalidad de mitigar posibles controversias que pudieran presentar se requiere adecuar algunos numerales referidos a los plazos. En ese sentido se propone las siguientes modificaciones:

"8.2 Proceso de Calificación de las URS:

8.2.1 La URS que desee participar en el servicio de RSF deberá enviar una solicitud de calificación al COES. Para ello deberá adjuntar toda la información requerida en el numeral 8.1.3.

8.2.2 El COES, dentro de los 5 días hábiles de recibido la solicitud, 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~~ cuarenta y cinco (45) días hábiles de recibida la solicitud de la URS. Dichas pruebas se detallan en el Anexo VII. En caso vencido el plazo, el agente deberá volver a solicitar la realización de las pruebas.

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

8.2.43 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.

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

8.2.65 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 cuarenta y cinco (45) días hábiles de recibida la solicitud de la URS. En caso vencido el plazo, el agente deberá volver a solicitar la realización de las pruebas.

8.2.6 De resultar satisfactorias las pruebas de Calificación de la URS con la unidad adicional, el COES calificará a la URS como apta para realizar el servicio de RSF, asimismo establecerá la nueva Banda de potencia para regular según lo especificado en el Anexo VII e indicará el día a partir del cual deberá presentar su Oferta al COES para prestar el servicio de RSF.

"

"ANEXO VII

(...)

2.9 La empresa que solicita la calificación de la URS tendrá un plazo de diez (10) días hábiles para ~~presentar observaciones~~ efectuar comentarios 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. En un plazo máximo de diez (10) días hábiles de recibidos los comentarios, el COES los atenderá y notificará la calificación final (URS Apta o No Apta).~~

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

"

Como añadidura, es importante señalar que durante la presentación de las Ofertas de RRSF para el Mercado de Cobertura (MC), se garantice que la calificación se mantendrá vigente durante el periodo de adjudicación de dicho mercado, toda vez que se corre el riesgo de que para algunos días del MC se adjudique URS sin calificación.

En ese orden de ideas, durante la presentación de la convocatoria para el MC, el COES deberá publicar también, en conjunto con la demás información necesaria regulada en el numeral 10.1 de la propuesta, la lista de las URS que mantendrían la calificación durante el periodo de adjudicación. Se debe precisar claramente que las URS que no estarían presentes en dicha lista, no podrán participar de la convocatoria.

Por lo tanto, se propone la inclusión de lo anterior en el numeral 10.1 de la propuesta, tal como sigue:

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

10.1

(...)

10.1.5 Fecha y hora límite del envío de resultados definitivos de la adjudicación. Luego de esta instancia, las magnitudes adjudicadas quedan como definitivas sin posibilidad de ser impugnadas.

10.1.6 Listado de las URS que mantendrían su calificación durante todo el periodo de adjudicación. Solo dichas URS podrán participar de la convocatoria.

(...)

"

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 8.2, y el numeral 2.9 del Anexo VII del proyecto de modificación del PR-22, de acuerdo con la siguiente redacción:

"8.2 Proceso de Calificación de las URS:

8.2.1 La URS que desee participar en el servicio de RSF deberá enviar una solicitud de calificación al COES. Para ello deberá adjuntar toda la información requerida en el numeral 8.1.3.

8.2.2 El COES, dentro de los 5 días hábiles de recibido la solicitud, 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 cuarenta y cinco (45) días hábiles de recibida la solicitud de la URS. Dichas pruebas se detallan en el Anexo VII. En caso vencido el plazo, el agente deberá volver a solicitar la realización de las pruebas.

8.2.3 La calificación de una URS ante el COES deberá renovarse, cuando se produzca alguna de las siguientes circunstancias:

- a. Modificación de los parámetros asociados al control de la URS, sin importar el motivo de dicha modificación.
- b. Cuando se observe un comportamiento que no se ajusta a los requerimientos establecidos en el presente Procedimiento, en un periodo de tiempo de un mes.
- c. Las pruebas posean una antigüedad mayor de cuatro (4) años.

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

8.2.5 El COES analizará si la URS con el Grupo para RSF adicional cumple con los requisitos establecidos en el numeral 8.1 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 cuarenta y cinco (45) días hábiles de recibida la solicitud de la URS. En caso vencido el plazo, el agente deberá volver a solicitar la realización de las pruebas.

8.2.6 De resultar satisfactorias las pruebas de Calificación de la URS con la unidad adicional, el COES calificará a la URS como apta para realizar el servicio de RSF, asimismo establecerá la nueva Banda de potencia para regular según lo especificado en el Anexo VII e indicará el día a partir del cual deberá presentar su Oferta al COES para prestar el servicio de RSF."

"Anexo VII

(...)

- 2.9 empresa que solicita la calificación de la URS tendrá un plazo de diez (10) días hábiles para efectuar comentarios al informe del COES. En un plazo máximo de diez (10) días hábiles de recibidos los comentarios, el COES los atenderá y notificará la calificación final (URS Apta o No Apta).

Asimismo, corresponde incorporar los numerales 10.15 y 10.16 al proyecto de modificación del PR-22, de acuerdo con la siguiente redacción:

"10.1.5 Fecha y hora límite del envío de resultados definitivos de la adjudicación. Luego de esta instancia, las magnitudes adjudicadas quedan como definitivas sin posibilidad de ser impugnadas.

10.1.6 Listado de las URS que mantendrían su calificación durante todo el periodo de adjudicación. Solo dichas URS podrán participar de la convocatoria."

8. Comentarios de Celepsa

8.1 Comentario 1 de Celepsa

Incorporación de Términos

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

Comentarios

Considerando que el numeral 6.2.3 de la NTCORSI indica que la RSF es un servicio voluntario, la definición de "Grupo para RSF" no debería mencionar que tienen la obligación de brindar el servicio, sino la disposición voluntaria para hacerlo.

Opinión COES

Procede.

Revisar opinión al Comentario 1 de Fenix.

Análisis

Ver análisis al Comentario 1 de Fenix.

8.2 Comentario 2 de Celepsa

Modificación de Términos

"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.”

Comentarios

La modificación propuesta implica ampliar el alcance de las definiciones de “Barra de Transferencia”, “Entrega” y “Retiro”, actualmente reguladas en el artículo 1 del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (DS 026-2016-EM, modificado por DS 005-2018-EM).

En ese sentido, cualquier cambio orientado a contabilizar la energía activa de los equipos para RPF y RSF como Entrega o Retiro en las Barras de Transferencia debe realizarse previamente mediante un Decreto Supremo del MINEM que modifique el Reglamento del MME, y posteriormente adecuar el Glosario de Términos del COES, garantizando coherencia normativa y respeto a la jerarquía de normas aplicables.

Sin perjuicio a lo antes mencionado. Aclarar que los Generadores RER que no están asociados a los contratos de adjudicación con el estado, su Barra de Transferencia será la Barra de Entrega del Generador.

Asimismo, sin perjuicio de lo anterior, considerar la siguiente redacción:

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

i) (...)

ii) Energía activa neta en cada Intervalo de Mercado 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) (...)

ii) (...)

iii) (...)

iv) (...)

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”. Dicho contrato será parte de las Liquidaciones de energía y potencia, siendo que en energía solo se contabilizará la energía retirada y en la potencia, será la potencia promedio del periodo de Demanda Coincidente del mes correspondiente.

Opinión COES

No procede

No se considera necesario precisar que las Entregas correspondientes a los Equipos sean contabilizadas en cada Intervalo de Mercado, toda vez que las valorizaciones en el Mercado de energía (Retiros y Entregas) se realizan por Intervalos de Mercado (que son de 15 minutos).

Por otro lado, respecto a precisar de que el contrato sea liquidado en el mercado de energía y potencia, y precisar respecto al cálculo de los Retiros y Demanda Coincidente no se considera necesario, toda vez que el consumo del Equipo al ser respaldado mediante contrato de suministro (cuando no está vinculado), es un cliente cuyo tratamiento para el cálculo de la Demanda Coincidente ya viene establecido en su definición en el Glosario del COES.

Análisis

De acuerdo con el COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

8.3 Comentario 3 de Celepsa

Numeral 7.3

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.

Comentarios

Se sugiere definir en el Glosario de abreviaturas y definiciones de COES sobre la "Capacidad del Equipo para RPF y RSF", debido a que si es declarativo puede no estar configurándose que toda la capacidad no sea puesta para el servicio complementario. Además, en cada oportunidad de actualización de la capacidad, éste debe ser reportado al COES.

Opinión Coes

No procede

Al ser el mercado de provisión de RRSF un mercado de carácter voluntario, la capacidad del Equipo RegFrec disponible para brindar el servicio de RSF también debe seguir dicho principio, por lo que no puede exigírsele que disponga toda su capacidad física para la provisión en mención.

Análisis

De acuerdo con el COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

8.4 Comentario 4 de Celepsa

Numeral 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.

Comentarios

Se sugiere que la culminación de la Vinculación para RSF, sea cuando el Grupo para RSF no haya sido asignada en el Mercado de Cobertura y de Ajuste.

Opinión Coes

Procede parcialmente

Primero, hay que indicar que la Vinculación para RSF se materializa en el Mercado de Ajuste y siempre que algún Grupo para RSF vinculada a dicho Equipo RegFrec se encuentre despachada, tal como lo indica el numeral 7.6 de la propuesta.

En ese orden de ideas, la precisión de su representada no es correcta.

Análisis

De acuerdo con el COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

8.5 Comentario 5 de Celepsa

Numeral 8.3

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.

Comentarios

Se sugiere aclarar que, la vinculación de un Equipo para RSF puede ser en cualquier Barra de Transferencia del SEIN, en la que no necesariamente coincidan como Barra de Transferencia el Equipo para RSF y la Central de Generación.

Opinión Coes

Procede parcialmente

De acuerdo con la idea subyacente; sin embargo, señalamos que la propuesta no prohíbe en ningún extremo el hecho de que el Equipo RegFrec esté asociado a una barra de transferencia distinto al Grupo para RSF; por el contrario, al existir la Vinculación para RSF alienta a ello. El numeral 8.3 de la propuesta ya es claro al indicar que esta vinculación se puede realizar con cualquier Grupo para RSF.

Revisa como complemento, la opinión al Comentario 5 de Engie.

Análisis

De acuerdo con el COES. Ver análisis al Comentario 5 de Engie.

8.6 Comentario 6 de Celepsa

Numeral 13

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.”

Comentarios

En el seguimiento en tiempo real, se utilizaba la “Reserva Asignada” y con la modificación se propone utilizar como referencia la “Reserva Programada”.

La “programada” es solo un valor previsto en el PDO/RDO que puede diferir de lo que realmente se haya asignado y esté disponible en operación. Evaluar el cumplimiento en base a este valor ex ante podría generar penalizaciones a la URS que sí dispusieron de su reserva asignada pero no exactamente la programada.

Opinión COES

No procede

Lo indicado no es exacto. Si bien es cierto que la propuesta ha creado el término de Reserva Programada y la ha diferenciado de la Reserva Asignada (que es lo que efectivamente se liquida), por defecto ambos son iguales (tal como lo indica el numeral 12.2 de la propuesta).

Sin embargo, ambos valores podrían diferir entre sí, sólo bajo 2 casuísticas claramente identificadas en dicho numeral 12.2, a efectos de generar los incentivos al Agente de no apartarse de lo programado de manera unilateral.

Análisis

De acuerdo con el COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

8.7 Comentario 7 de Celepsa

Numeral 2 del ANEXO IV

Modificado. Ver pág. 33-34.

Comentarios

Para el caso que no se llegue a cubrir el requerimiento mínimo, el COES hará uso de las URS que no ofertaron y que se encuentran disponibles cuyo precio será diferenciado, el cual subirá un 5% con respecto al precio máximo asignado para el bloque que esté dando el servicio. Sin embargo, se sugiere que el precio sea el mayor entre el precio límite y el 1.05 del CMGCP. Esto con el objeto de guardar

proporcionalidad entre la penalidad de la URS que incumple y la URS que sale asignada.

Opinión Coes

No procede

Aceptar la sugerencia de su representada, implicaría que, ante escenarios de insuficiencia de oferta, podrían darse múltiples situaciones (p.e. cuando el precio del Mercado de Ajuste esté por debajo del Precio Límite) en que a dichas URS convocadas se les valorizaría su RRSF por encima del precio del Mercado de Ajuste, lo que daría incentivos no deseados de que las URS no oferten en las instancias del PDO y/o RDO y esperen ser convocados cuando se presenten situaciones de insuficiencia de oferta.

Como se comentó en el Informe COES y en algunos de las respuestas a los distintos comentarios en el presente informe, el concepto subyacente es que las URS tengan los incentivos correctos para ofertar desde el PDO inclusive, y así el COES disponga de más ofertas, logrando así mayor competencia, y así garantizar la seguridad del SEIN a precios competitivos.

Análisis

De acuerdo con el COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

9. Comentarios de Inland Energy S.A.C. (Inland)

9.1 Comentario 1 de Inland

Comentario General

Comentario general a las propuestas de modificación de los Procedimientos Técnicos del COES N° 22 Reserva Rotante para la Regulación Secundaria de Frecuencia ("PR-22") y N° 21 Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia ("PR-21")

En enero de 2025 se promulgó la Ley N° 32249, que introdujo modificaciones sustanciales al marco legal de la generación eléctrica, incluyendo cambios en el esquema de prestación de los servicios complementarios, entre los cuales se encuentran los servicios de reserva rotante que abarcan la regulación primaria y secundaria de frecuencia. Esta Ley establece que la reglamentación y administración de dichos servicios estará a cargo del Ministerio de Energía y Minas, el cual deberá adecuar la normativa vigente para su implementación en un plazo no mayor a ciento veinte (120) días calendario. Asimismo, dispone que el nuevo capítulo referido a los servicios complementarios entrará en vigor a partir del 1 de enero de 2026.

En ese contexto, considerando que nos encontramos en el mes de septiembre y que la entrada en vigencia del nuevo esquema regulatorio es inminente, resulta contrario a lo establecido en la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos, aprobada mediante Resolución N° 476-2008-OS-CD, que se pretenda aprobar procedimientos que introduzcan conceptos que podrían ser modificados por la normativa que está próxima a definirse.

En efecto, el numeral 6.1 de dicha Guía señala que, para sustentar una modificación de un procedimiento técnico, se debe analizar cómo evolucionaría el problema público en el tiempo si no se aprueba la modificación. Asimismo, si se propone una alternativa de solución, debe evaluarse si los efectos de su implementación podrían variar en el futuro. En el caso de las propuestas PR-21 y PR-22, se observa que ni el COES ni Osinergrmin han considerado si los problemas identificados podrían resolverse con la aprobación del nuevo reglamento de servicios complementarios. Tampoco se ha reconocido que la normativa en proceso de definición podría requerir ajustes posteriores que interfieran con la estabilidad regulatoria y las señales que el mercado brinda a los agentes.

Debemos recordar que, entre las medidas planteadas en los proyectos PR-21 y PR-22 se incluyen modificaciones relevantes en el diseño del mercado, tales como la redefinición de conceptos –como el “costo de oportunidad” en el PR-22 y el “cargo por incumplimiento” en el PR-21–, la variación del esquema de delegación del servicio de regulación primaria de frecuencia (“RPF”), y la inclusión de Equipos para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia (“RSF”). Estas propuestas, si bien responden a objetivos legítimos como incentivar un mayor cumplimiento de RPF y reducir el déficit de ofertas en el mercado de ajuste de RSF, también constituyen señales que generan expectativas de inversión entre los agentes del mercado. Por ese motivo, si se implementan en un contexto normativo aún en transición, corren el riesgo de perder vigencia en el corto plazo. Esto podría traducirse en decisiones de inversión no recuperables, distorsiones en el mercado y un uso ineficiente de los recursos institucionales por parte de Osinergrmin.

Sobre este último punto, es importante recordar que el artículo 14 del Reglamento General de Osinergrmin establece que las decisiones del regulador deben orientarse a lograr una asignación eficiente de recursos y alcanzar los objetivos regulatorios al menor costo posible para la sociedad. Desde esta perspectiva, aprobar un procedimiento técnico que introduce cambios sustanciales en la regulación de los servicios de RPF y RSF sin contar aún con la reglamentación definitiva que definirá su marco operativo, representa un riesgo regulatorio innecesario que podría comprometer la coherencia normativa, y generar confusión entre los agentes del mercado sobre las señales que este brinda.

A modo de ejemplo, actualmente la regulación establece que los servicios de regulación primaria de frecuencia –como la inercia sintética– son obligatorios y no remunerados. No obstante, el nuevo numeral 33.2 de la Ley N° 28832, introducido por la Ley N° 32249, prevé un esquema de oferta y demanda de los servicios

complementarios en un entorno competitivo y remunerado. En ese sentido, surge la interrogante de si estos servicios podrían migrar hacia un esquema competitivo y remunerado, en línea con las disposiciones introducidas por la nueva normativa.

En la misma línea, el proyecto de PR-22 establece que los Equipos para RSF (por ejemplo, baterías) solo podrán brindar el servicio si están vinculados a una Unidad de Generación. Sin embargo, considerando que el numeral 33.2 de la Ley N° 28832 prevé un entorno competitivo para la prestación de servicios complementarios, sin restricciones sobre el tipo de agente, aún es debatible si el nuevo reglamento permitirá que los Equipos para RSF puedan operar de forma independiente, sin estar asociados a una Unidad de Generación.

Como se evidencia en los ejemplos mencionados, el marco conceptual y operativo de los servicios complementarios está en proceso de cambio. Esto refuerza la necesidad de esperar a la reglamentación definitiva antes de introducir modificaciones en los procedimientos técnicos. Por ello, consideramos que no corresponde aprobar las modificaciones propuestas a los PR-21 y PR-22 hasta que se cuente con la reglamentación final del nuevo esquema de servicios complementarios. Postergar su aprobación permitirá asegurar la coherencia normativa y garantizar que las decisiones regulatorias se alineen con los principios de eficiencia y efectividad que deben regir la actuación de Osinergrmin.

Opinión Coes

No procede

Al respecto, revisar la opinión al Comentario 4 de Ersur.

Sin perjuicio de lo anterior, consideramos que la propuesta de la modificación del PR-22 y PR-21 tienen ciertas deficiencias que comprometen el despacho económico, generan incentivos perversos y encarecen el costo de operación del sistema, los cuales se abordarán en los comentarios específicos de a continuación.

Análisis

Ver análisis al Comentario General de Kallpa.

Por lo tanto, no corresponde modificar la fecha de publicación de la de la modificación del PR-22 debido al presente comentario.

9.2 Comentario 2 de Inland

La propuesta hace que se trasgreda el numeral 32.1 de la Ley N° 28832, al no garantizar la operación al mínimo costo ni el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Sustento

En el numeral 1.8 del Anexo IV de la Propuesta, la propuesta establece que, *"...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 compensará a las URS en función del Costo Marginal. Esta disposición podría incentivar estrategias de oferta no eficientes por parte de los generadores, quienes podrían declarar precios bajos o nulos en el Mercado de Ajuste con el objetivo de ser programados, sabiendo que recibirán una compensación al costo marginal.

Esta práctica desvirtúa el principio de eficiencia económica del despacho y no considera adecuadamente las compensaciones adicionales que se ejecutarán durante la Liquidación del Servicio en el modelo de optimización. El modelo de despacho debe incorporar explícitamente estas compensaciones, y que los agentes sean responsables de ofertar precios que reflejen su costo de oportunidad, considerando su posición en el Mercado Spot y en el Mercado de Contratos. En ese sentido, se sugiere eliminar el numeral 1.8 para que en el modelo de despacho económico se reflejen correctamente la optimización multiobjetivo del Despacho Hidrotérmico y el Mercado de Servicios Complementarios.

Por otro lado, respecto a la granularidad temporal en la Asignación y Liquidación de RSF, la propuesta plantea la asignación y liquidación de bandas de Reserva Secundaria de Frecuencia (RSF) en periodos horarios, lo cual no es consistente con la granularidad de los PDO y RDO, que tienen una granularidad en periodos de 30 minutos. Este desacople temporal puede generar despachos que no reflejan el mínimo costo y limitan la emisión oportuna de reprogramas, los cuales son insumos fundamentales para la determinación del Valor Agua, que, a su vez, es un insumo fundamental para la determinación de Costos Marginales conforme al PR-07.

Opinión Coes

Procede parcialmente

Respecto a la sugerencia de la eliminación del numeral 1.8 de la propuesta, se sugiere revisar la opinión al Comentario 7 de Engie.

Respecto a la desalineación entre la granularidad temporal del Periodo de RRSF y Periodo de PDO/RDO, efectivamente se requiere ajustar algunos textos a efectos de llenar vacíos y evitar posibles errores de interpretación. Al respecto, se sugiere revisar la opinión al Comentario 10 de Orizon B&T.

Análisis

De acuerdo con el COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

9.3 Comentario 3 de Inland

La propuesta hace que se trasgreda el numeral 33.2 de la Ley N° 28832, en cuanto a la asignación de responsabilidad de pago del servicio de RSF a los agentes que causan inestabilidad del sistema eléctrico.

Sustento

Se ha identificado que la propuesta asigna la responsabilidad del pago del servicio de RSF a los generadores, ya sea en función de sus desviaciones y/o de sus retiros, cuando en realidad estos agentes no son necesariamente responsables de las desviaciones.

A fin de cumplir con lo dispuesto por la Ley, consideramos que los lineamientos de determinación de desviaciones requieren un desarrollo normativo específico, el cual debe estar respaldado por el reglamento del mercado de servicios complementarios que hoy en día se encuentra en desarrollo.

Opinión Coes

No procede

Al respecto, se sugiere revisar la opinión al Comentario 9 de Kallpa, y en complemento, la opinión al Comentario 4 de Eursur.

Análisis

De acuerdo con el COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

9.4 Comentario 4 de Inland

Encarecimiento del servicio para RSF:

Sustento

Es sabido que la energía producida por el generador puede ser vendida en el mercado de contratos (contratos de suministro), mercado de corto plazo o mercado de servicios complementarios, pero no se puede vender la misma energía en dos o más mercados a la vez. En ese sentido, consideramos que los Derechos de Cobro definidos en el numeral 1.1 del Anexo IV generan duplicidad de pago o de precio, ya que solo debe existir un precio o pago para este servicio.

Vale precisar que el precio para el servicio de RSF es definido por el ofertante de RSF, la misma que debe considerar sus riesgos y/o sus costos de oportunidad.

Por otro lado, la reserva a pagar siempre tiene que ser respecto a la reserva asignada, ya que con un alto nivel de certeza es la que efectivamente se podría utilizar, dado que el AGC toma como un valor máximo dicha cantidad.

Opinión Coes

Procede parcialmente

Sobre la sugerencia del Agente de eliminar del numeral 1.1 del Anexo IV, opinamos que es un error conceptual, toda vez que está confundiendo dos productos diferentes, uno es la energía (MWh) que se vende en el Mercado de Corto Plazo y el otro producto es la RRSF (reserva rotante que el COES dispondrá para corregir situaciones de desbalances de frecuencia) que se vende en el Mercado de

Servicios Complementarios. Vale precisar que ambos mercados son parte del MME, el cual es administrado por el COES según las funciones encomendadas desde la Ley N° 28832. Luego, el producto energía tiene sus reglas de liquidación (a CMgCP), mientras que el producto RRSF tiene sus reglas de liquidación (que están expuestos en el numeral 1.1 del Anexo IV de la propuesta). No considerar el referido numeral 1.1 desnaturaliza el servicio de RRSF al eliminar completamente los incentivos para que algún generador se interese en prestar reserva de generación (reserva rotante), en desmedro de la seguridad del SEIN.

Por otro lado, en caso el agente haya malinterpretado el hecho de que exista tres ítems de derecho de pago como una duplicidad, se debe aclarar que el procedimiento establece en qué casos corresponde la determinación de esos derechos de pago y en conjunto forman parte del diseño del mercado de RSF. Por lo tanto, podemos afirmar que no se trata de elementos que generen pagos duplicados.

Finalmente, respecto al último comentario, estamos de acuerdo. La liquidación por el servicio de RSF se realiza a la Reserva Asignada en el Mercado de Ajuste, tal como se señala en el numeral 14 de la propuesta, y se puede verificar también en las fórmulas de liquidación desarrolladas en el Anexo IV de la propuesta.

Análisis

De acuerdo con el COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

10. Comentarios de Orygen Perú S.A.A. (Orygen)

Comentario General de Orygen

Solicita que la discusión actualmente en curso sobre eventuales modificaciones a la regulación de frecuencia (tanto primaria como secundaria) sea suspendida hasta que se conozcan los alcances del futuro Reglamento del Mercado de Servicios Complementarios (MSC).

Como es de conocimiento del regulador, de conformidad con la Ley N° 32249, a partir del 1° de enero de 2026 entrará en operación el nuevo MSC, cuyo diseño introduce un marco de reglas específico y representa un cambio sustancial respecto de la regulación vigente de los servicios complementarios. En tal sentido, y a fin de preservar la coherencia normativa entre dicho dispositivo legal y las modificaciones que se evalúan en los procedimientos técnicos, solicitamos respetuosamente que OSINERGMIN postergue el debate y la eventual modificación de estos procedimientos hasta que se aprueben las reglas que regirán el nuevo MSC.

Análisis

Ver análisis al Comentario General de Kallpa.

Por lo tanto, no corresponde postergar la aprobación de la modificación del PR-22 debido al presente comentario.

10.1 Comentario 1 de Orygen

Artículo 2 del Proyecto de Res. 2025OS/CD

En relación con el Grupo para RSF se debería definir conforme al siguiente detalle:

“Generador de energía eléctrica de cualquier tipo de tecnología con **capacidad** de brindar el servicio de RSF que se encuentre habilitado”.

Sustento

Se tiene que tomar en cuenta que el servicio de RSF no tiene carácter obligatorio, sino voluntario. En ese sentido, a efectos de ser precisos se tiene que señalar “capacidad” y no “obligación”

Opinión Coes

Procede parcialmente

Revisar la opinión al Comentario 1 de Fenix.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

10.2 Comentario 2 de Orygen

Numeral 5.1.9

Se debe especificar los motivos de la Nota Técnica.

Sustento

Se debe evaluar qué indicadores habilitan la necesidad de la emisión de una Nota Técnica, además ésta debe ser compartida con los agentes para comentarios.

Opinión Coes

Procede parcialmente

En aras de transparencia, se considera importante que el COES señale en cada actualización de su Nota Técnica, los motivos que originaron dicha actualización (que pueden provenir de causales específicas o indicadores). Por tanto, se propone la modificación del numeral 5.1.9 de la propuesta que debe quedar así:

“5.1.9 El COES revisará la necesidad de actualización de su Nota Técnica, según lo detallado en el Anexo VI. En cada actualización se debe explicitar los motivos que originaron dicha actualización.”

Respecto a la sugerencia de que la Nota Técnica sea compartida con los Agentes para comentarios, reconocemos que los aportes de los Agentes siempre resultan valiosos y contribuyen a mejorar los productos finales. Sin embargo, debe considerarse que la Nota Técnica constituye un compendio de reglas de detalle, cuya base conceptual ya se encuentra definida en el PR-22. Por tanto, someterla nuevamente a comentarios podría devenir en lentitud del establecimiento de las reglas, lo cual retrasaría la operativización necesaria para su implementación oportuna. Por tanto, sugerimos no acoger esta observación.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 5.1.9 del proyecto de modificación del PR-22, de acuerdo con la siguiente redacción:

"5.1.9 El COES revisará la necesidad de actualización de su Nota Técnica, según lo detallado en el Anexo VI. En cada actualización se debe explicitar los motivos que originaron dicha actualización."

10.3 Comentario 3 de Orygen

Numeral 6.1

Se solicita modificar la redacción y que quede como sigue:

*"Las URS deberán estar **disponibles** de forma permanente al AGC durante todo el periodo que se consignó en la Oferta presentada".*

Sustento

Las URS podrían estar conectadas, pero no disponibles. Por lo que se sugiere la modificación de la palabra conectadas a disponibles para los criterios de evaluación del servicio de RSF.

Adicionalmente, cuando la URS está conectada al AGC, la Empresa de Generación no tiene control sobre el Grupo para RSF.

Opinión Coes

Procede parcialmente

De acuerdo con incluir la precisión de estar "disponibles"; sin embargo, también consideramos importante mantener el término de "conectadas", toda vez que la exigencia debe ser en ambas direcciones. Por tanto, el numeral 6.1 quedaría así:

"6.1 Las URS deberán estar conectadas y disponibles de forma permanente al AGC durante todo el periodo que se consignó en la Oferta presentada".

En ese orden de ideas, se sugiere aceptar la propuesta de cambio.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 6.1 del proyecto de modificación del PR-22, de acuerdo con la siguiente redacción:

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

10.4 Comentario 4 de Orygen

Numeral 7.7

Solicitamos se modifique la redacción de la siguiente manera:

*"(...) y que el Grupo para RSF que brinden el servicio de RSF a través del Equipo para RSF vinculado se encuentre **conectada al SEIN**."*

Sustento

Se sugiere modificar el texto utilizando la expresión "conectada al SEIN", dado que este término figura en los demás procedimientos técnicos del COES.

Opinión Coes

No procede

Acoger la observación de su representada, limitaría la posibilidad de la vinculación sólo cuando el Equipo y el Grupo para RSF se encuentren conectados al SEIN; sin embargo, la propuesta busca ampliar la posibilidad, en el extremo de que la vinculación sea posible también en subsistemas eléctricos que se podrían conformar en algunas situaciones.

Por tanto, sugerimos no acogernos al comentario y mantener la redacción original.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

10.5 Comentario 5 de Orygen

Numeral 8.1.4

Las URS en control centralizado deberán declarar una Banda de potencia mínima, con valores iguales o mayores a 10 MW. En el caso de URS en control individual, deberán declarar una Banda de potencia mínima con valores iguales o mayores a 10 MW por Grupo para RSF.

Sustento

Reducir la banda mínima de 12 a 10 MW permitirá aumentar la participación de más agentes en la prestación de este servicio.

Opinión Coes

No procede

No se acepta la sugerencia de reducir la banda mínima a 10 MW, toda vez que igualaría al error de control del URS (ESR_MAX = 10 MW), lo que podría devenir en la no actuación de una URS debido a la creación de una región de insensibilidad (o banda muerta).

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

10.6 Comentario 6 de Orygen

Numeral 8.2.4 c)

Solicitamos modificar el texto de la siguiente forma:

“c) Las pruebas posean una antigüedad mayor de ocho (8) años.”

Sustento

El numeral 8.2.4, literal c), establece que la calificación de una URS deberá renovarse cuando las pruebas posean una antigüedad mayor a cuatro (4) años. Este plazo resulta excesivamente restrictivo.

Si bien es necesario contar con pruebas actualizadas que garanticen la confiabilidad de la prestación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, el plazo de cuatro (4) años no refleja de manera adecuada la vida útil y estabilidad operativa de los equipos y sistemas de control involucrados.

Los sistemas de regulación, control y comunicaciones mantienen sus condiciones técnicas de manera estable por horizontes de tiempo superiores, siendo razonable que la vigencia de las pruebas se extienda a un periodo de ocho (8) años. Este plazo se encuentra en mayor consonancia con la vida útil de los equipos, reduce cargas administrativas y costos innecesarios para los agentes, y mantiene el mismo nivel de confiabilidad del servicio.

Adicionalmente, la exigencia de renovaciones frecuentes resulta redundante, considerando que el procedimiento ya contempla:

- La obligación de renovar la calificación ante cualquier modificación de parámetros asociados al control de la URS.
- La renovación en caso de observarse un comportamiento no ajustado a los requerimientos del procedimiento.
- El monitoreo continuo de desempeño mediante informes mensuales y seguimiento en tiempo real del servicio por parte del COES.

En consecuencia, se propone que el literal c) del numeral 8.2.4 se modifique para que las pruebas posean una antigüedad no mayor a ocho (8) años, lo que asegura el cumplimiento de los principios de eficiencia y proporcionalidad regulatoria, manteniendo la confiabilidad del SEIN y reduciendo cargas innecesarias para los agentes.

Opinión Coes

No procede

Primero, hay que señalar que es importante mantener una periodicidad en la actualización de la calificación de las Unidades de Reserva Secundaria (URS) para garantizar un servicio adecuado de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF). Luego, con base en la experiencia del COES, el periodo vigente de cuatro años se considera apropiado y no se sugiere incrementarlo.

Esta conclusión se respalda en el hecho de que, durante las revisiones cuatrienales, el COES siempre ha identificado en múltiples ocasiones, observaciones y oportunidades de mejora, lo cual evidencia que el periodo actual no resulta excesivamente corto y permite un proceso de evaluación y ajuste continuo de las URS sin que, a la fecha, se haya identificado que el proceso de calificación es oneroso o complejo que requiera extender su validez a 8 años.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de modificación.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

10.7 Comentario 7 de Orygen

Numeral 8.2.4

Se recomienda agregar el siguiente numeral:

"d) el equipo debe estar exceptuado de la banda total"

Sustento

A diferencia de las unidades generadoras convencionales, los equipos que participan en la prestación del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (como BESS u otros) no presentan mínimos técnicos de operación ni restricciones operativas vinculadas a rampas de carga, o límites de seguridad hidráulica/mecánica.

En consecuencia, no resulta técnicamente justificado imponer a estos equipos restricciones de banda equivalentes a las aplicables a unidades de generación tradicionales. Por el contrario, deben contar con la flexibilidad de ofertar libremente

en toda su capacidad disponible, sin limitaciones artificiales que reduzcan su aporte al sistema.

Esta excepción garantiza una mayor eficiencia en la asignación de la RSF, reconoce adecuadamente las características propias de cada tecnología y contribuye al principio de neutralidad tecnológica, permitiendo que los recursos más flexibles y rápidos en su respuesta puedan participar plenamente en beneficio de la confiabilidad y seguridad operativa del SEIN.

Opinión Coes

Procede parcialmente

Lo indicado por el Agente es válido; y la propuesta no colisiona en su totalidad con ello, toda vez que durante la calificación del Equipo RegFrec (especificada en el numeral 8.3 de la propuesta), el titular deberá demostrar mediante las pruebas de calificación, las capacidades de regulación del mismo. Sin embargo, si es preciso sostener que deberá someterse a la exigencia de una banda mínima de 12 MW (al respecto, revisar la opinión del COES al Comentario 5 de Orygen).

Adicionalmente, y en línea a lo expuesto, no debería incluirse la propuesta de literal d).

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

10.8 Comentario 8 de Orygen

Numeral 10.2 y 11.2

Solicitamos que los valores se publiquen con anterioridad al proceso de adjudicación.

Sustento

La publicación anticipada de los Precios Limite permitirá un mercado de oferta y cobertura más competitivo.

Opinión Coes

No procede

Revisar la opinión al Comentario 5 de Kallpa.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

10.9 Comentario 9 de Orygen

Numeral 11.8.2

Solicitamos que la presentación de ofertas se permita para todas las URS.

Sustento

Durante el día operativo se presentan variaciones de recurso que podrían permitir re ofertar en algún periodo, por lo que la actualización debe ser permitida para toda URS.

Opinión Coes

Procede

Lo indicado por su representada es correcto y coherente; además que ya ha sido recogido en el numeral 11.8 de la propuesta. Sin embargo, si se consideran ciertas precisiones de forma.

Al respecto, se sugiere revisar la opinión al Comentario 4 de Orizon B&T.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis al Comentario 4 de Orizon B&T.

10.10 Comentario 10 de Orygen

Numeral 1.1 (Anexo II)

El párrafo indica que la magnitud de la reserva destinada a la RSF solo considerará las desviaciones de demanda y de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionables. Sin embargo, no se incluyen explícitamente las fallas de generadores convencionales, a pesar de que estas representan uno de los principales eventos que activan la RSF en la operación real.

Por tanto, solicitamos que el cálculo de la RSF también incorpore escenarios representativos de fallas de unidades de generación convencional, en tanto dichas contingencias requieren del soporte de la RSF para restablecer la frecuencia luego de la acción inicial de la RPF.

Sustento

Limitar el dimensionamiento de la RSF únicamente a la variabilidad de la demanda y de los RER no gestionables, excluyendo los periodos con fallas de generación convencional, no resulta coherente con el PR-22 vigente (cap. 12) ni con la propuesta (cap. 15), que establecen que la RSF debe evaluarse también frente a grandes perturbaciones, incluyendo la desconexión de unidades convencionales.

Esta omisión genera una inconsistencia normativa, ya que en la operación real la RSF es indispensable para estabilizar la frecuencia después de la actuación de la RPF ante fallas de generadores convencionales.

Se configura además una inconsistencia regulatoria respecto al principio de causalidad, dado que se reconoce el uso de la RSF frente a fallas convencionales en la evaluación operativa, pero se las excluye en el cálculo y la asignación de costos. Esto genera un tratamiento discriminatorio hacia los RER, contraviniendo el principio de neutralidad tecnológica y desalineando la asignación de costos de la RSF con su verdadera utilización en el SEIN.

Opinión Coes

No procede

Lo expuesto por el Agente no es exacto. Primero, hay que señalar que tanto el PR-22 vigente como la propuesta de PR-22 mantienen como insumo para el dimensionamiento de la RRSF el error de pronóstico.

Respecto al PR-22 vigente puede evidenciarse en las premisas expuestas en el Anexo 3 del Informe vigente COES: "DETERMINACIÓN DE LA MAGNITUD DE RESERVA TOTAL REQUERIDA PARA LA REGULACIÓN SECUNDARIA" - COES/D/DO/SEV-INF-030-2024, que la magnitud de reserva destinada a la RS utiliza como base para su dimensionamiento el error estadístico horario de la previsión de la demanda y de la proyección de la generación de Recursos Energéticos Renovables (RER) del tipo no gestionable (eólico, solar, mareomotriz o similar).

Respecto a la propuesta, en el Informe COES se sostiene que el dimensionamiento propuesto mantenga la consideración como insumo de los errores de pronóstico de demanda y generación ERNC (inclusive se añade el concepto de variación inter-horaria), pero se indica explícitamente que se excluye las desconexiones por falla de generación o carga, toda vez que estos eventos están cubiertos por la magnitud de RRPf.

Ahora, en la operación si bien la RPF y la RSF actúan de acuerdo a sus tiempos para afrontar distintas eventualidades (desconexiones imprevistas, reducciones lentas de generación ERNC, nubosidades imprevistas, reemplazo de reserva anterior), se ratifica que su dimensionamiento es claramente diferenciado (criterios, premisas y metodologías) ya que se enfocan a superar problemas operativos diferentes. Por tanto, se ratifica que es inexacto lo expresado por el Agente.

Finalmente, el Agente sostiene que en el cap. 12 del PR-22 vigente y en el cap. 15 de la propuesta, se establece que la RSF debe evaluarse también frente a grandes perturbaciones, incluyendo la desconexión de unidades convencionales. Primero, interpretamos que se refiere a los numerales 12 y 15 respectivamente. Luego, hay que señalar que lo indicado por el Agente es incompleta y puede traer a confusión, toda vez que si bien el numeral 12.1 del PR-22 vigente (numeral 15.1 en la propuesta) se señala que la evaluación del servicio de RSF será en periodos de operación ante grandes perturbaciones, el numeral 12.2 del PR-22 vigente (numeral 15.2 en la propuesta) precisa que se considerará como período de operación ante una gran perturbación, recién a los 10 minutos posteriores al evento de fallas por desconexión de generación, o a conexiones/desconexiones de carga mayores al 50% de la RRSF.

Entonces el servicio de RRSF no se evalúa en el momento del evento como tal, sino 10 minutos después, que es el tiempo que corresponde a la actuación de la RRSF. Evaluarlo en el momento del inicio del evento si correspondería una contradicción con el dimensionamiento, tema que no es así.

Por lo tanto, la exclusión de periodos con fallas de generadores/carga si guarda coherencia con la propuesta conceptual del dimensionamiento de RRSF.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

10.11 Comentario 11 de Orygen

Numeral 1.2 (Anexo II)

La actualización de la magnitud de la RRSF deberá actualizarse únicamente para los periodos de avenida y estiaje.

Sustento

La continua actualización de las magnitudes genera mayor carga administrativa, se debe evidenciar el costo-beneficio de los ajustes mensuales. Se sugiere que en forma similar con el PR-21, la actualización debería ser para los periodos de avenida y estiaje.

Opinión Coes

No procede.

De acuerdo a lo expuesto en el Informe COES, el constante dinamismo del SEIN (p.e. ingreso masivo de ERNC asociado con sus externalidades negativas, tales como su alta variabilidad; o características como la superposición de la reducción de generación solar con el incremento de demanda en horas de máxima demanda) sugieren también un cálculo más dinámico (en periodicidad mensual, granularidad horaria, distinción de días típicos/feriados, etc.) de la RRSF a fin de disponer de un valor que brinde la seguridad requerida al SEIN pero a la vez sea un valor que no esté ni sobre-dimensionado ni sub-dimensionado. Esto también va en línea con las prácticas internacionales.

Si bien esto podría aumentar la carga operativa, previo a la propuesta se desarrollaron simulaciones varias para ver el impacto beneficio-costos resultando que una periodicidad mensual de actualización es idónea y no compromete la practicidad ni la operatividad regular al interior del COES quien es el que debe hacer estos ajustes mensuales.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

10.12 Comentario 12 de Orygen

Numeral 2.4 y 2.6 (Anexo II)

Se debe uniformizar los términos de Generador RER y Generador RER no gestionable.

Sustento

Se tienen dos términos diferentes que generan confusión en el análisis del cálculo.

Opinión Coes

Procede

Se sugiere acoger la sugerencia, por lo que debería uniformizarse en la propuesta del PR-22 al término Generador RER no gestionable.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22, de acuerdo con lo solicitado de uniformizar con el término Generador RER no gestionable.

10.13 Comentario 13 de Orygen

Numeral 2.8 (Anexo II)

El párrafo señala que la magnitud de la reserva para RSF se determina con un nivel de confianza no inferior al 90%, considerando el percentil 95 (p95) para la reserva a subir y el percentil 5 (p05) para la reserva a bajar, en base a la distribución estadística de las desviaciones de demanda y generación RER. Sin embargo, este criterio no contempla explícitamente la ocurrencia de fallas de generadores convencionales, que junto con las desviaciones de RER y demanda constituyen los principales eventos que activan la RSF en la operación real.

Por tanto, se propone que el dimensionamiento de la RRSF incorpore, además del análisis estadístico de desviaciones de demanda y RER, escenarios representativos de contingencias por desconexión de unidades de generación convencional, de modo que la reserva asignada sea coherente con el rol real de la RSF en el restablecimiento de la frecuencia del SEIN.

Sustento

Limitar el cálculo de la RRSF a percentiles estadísticos (p95/p05) de demanda y RER no gestionables ignora que la RSF también se activa frente a grandes perturbaciones, como la desconexión de generadores convencionales, tal como lo reconoce el PR-22 vigente (cap. 12) y la propuesta de modificación (cap. 15).

Esta exclusión genera una inconsistencia normativa, ya que la RSF es indispensable en la operación para sostener la frecuencia después de la acción inicial de la RPF ante fallas de unidades convencionales.

Al no considerar estas contingencias en el dimensionamiento, se desalinean los criterios de cálculo respecto a la función real de la RSF, generando un tratamiento desigual hacia los RER y contraviniendo el principio de causalidad en la asignación de costos.

Opinión Coes

No procede.

Primero, hay que señalar que limitar el cálculo de la RRSF a los percentiles p95 y p05 de demanda y generación RER reflejan las variaciones más comunes y previsibles.

Luego, respecto a la inclusión de las fallas de generadores convencionales en el dimensionamiento, se sugiere revisar la opinión al Comentario 10 de Orygen.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

10.14 Comentario 14 de Orygen

Numeral 4 (Anexo IV)

La propuesta de asignar el 100% del pago de la RSF únicamente a los desvíos en los pronósticos de los generadores RER y de la generación en función de sus retiros es inconsistente con el principio de causalidad. El propio procedimiento (PR-22 vigente, cap. 12; propuesta, cap. 15) reconoce que la RSF debe responder no solo a desviaciones en los pronósticos de demanda y generación RER; sin embargo, la demanda directamente no paga por el servicio de RSF al no existir un cargo en su Tarifa.

Así mismo, las fallas de generadores convencionales también constituyen uno de los principales eventos que activan el servicio en la operación real.

Sustento

La exclusión de la demanda y de la generación convencional en la asignación de costos crea un subsidio cruzado, pues se benefician de la cobertura de la RSF, en perjuicio de los generadores RER que financian tanto sus propios desvíos como la reserva que respalda fallas ajenas.

Esta situación repite la inconsistencia normativa ya señalada en el cálculo de la RRSF: se evidencia la necesidad de minimizar las desviaciones de demanda y se

reconocen las fallas de convencionales en la evaluación operativa, pero se las excluye tanto en el dimensionamiento como en la liquidación económica.

La experiencia internacional demuestra que es posible aplicar criterios más equilibrados: en el Reino Unido se aplicó históricamente un esquema 50/50 entre demanda y generación, mientras que en Australia se implementó el modelo “causer pays”, donde los agentes que originan la necesidad del servicio asumen el costo correspondiente.

Opinión COES

No procede.

Al respecto revisar la opinión al Comentario 10 de Orygen y al Comentario 1 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

10.15 Comentario 15 de Orygen

Numeral 4.1 (ANEXO IV)

Asignación de liquidaciones.

Se solicita modificar la asignación de tal manera que exista una “desviación objetivo” de la Generación RER, de tal forma que si los generadores con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable tienen una desviación menor a la “desviación objetivo”, este no sea considerado en la asignación de liquidaciones.

Sustento

Debería definirse un valor objetivo para las desviaciones de los pronósticos de la generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable para no generar sobrecostos a esta tecnología. Así mismo consideramos el implementar desviaciones objetivo incentiva de mejor manera los pronósticos por parte de los Agentes.

Opinión Coes

No procede

Revisar opinión al Comentario 2 de Ersur.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

11. Comentarios de Empresa de Generación Huallaga S.A. (Ege-Huallaga)

11.1 Comentario 1 de Ege-Huallaga

Artículo 2 – Equipo para RSF

“Grupo para RSF: Generador de energía eléctrica de cualquier tipo de tecnología con obligación de brindar el servicio de RSF.

[...]”

Sugerencia

La obligación de brindar RSF recae sobre la URS, solo cuando el COES asigne la RRSF a través del PDO o RDO vigente, por lo cual se recomienda sustituir el termino de obligación y asociarlo a la calificación.

Opinión Coes

Procede parcialmente

Revisar opinión al Comentario 1 de Fenix.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis al Comentario 1 de Fenix.

11.2 Comentario 2 de Ege-Huallaga

Artículo 2 – Vinculación para RSF

“[...]

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.”

Sugerencia

Se recomienda modificar el término “titular de un Grupo o Central”, por el término “titular de un Grupo para RSF”, debido a que la primera expresión da a entender que cualquier central de generación inclusive las que no puedan proveer el servicio de RSF pueden brindar dicho servicio a través del Equipo de RSF. En caso, sea negativa especificar si cualquier central de generación puede brindar RSF vinculado a un equipo de RSF, pese a que dicha central no esté calificada para brindar dicho servicio.

Opinión Coes

Procede parcialmente

Primero, es importante señalar la necesidad de armonizar todo el texto de la propuesta con Grupo para RSF, a efectos de guardar coherencia normativa. Revisar como complemento, la respuesta al comentario N° 1 de Fenix.

Sobre la consulta si cualquier Grupo para RSF (esté o no calificada) una vez vinculada a un Equipo RegFreg puede brindar el servicio de RSF es correcto. Tener en cuenta que la definición de Grupo de RSF aplica a cualquier grupo de generación, y no lo limita sólo a los grupos de generación calificados. Como complemento, revisar la respuesta al comentario N° 3 de Fenix.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

11.3 Comentario 3 de Ege-Huallaga

Anexo 1 – Numeral 8

“[...]

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”

Sugerencia

Se sugiere que el Grupo para RSF, vinculado al Equipo para RSF, cuenta con calificación para brindar RSF, de tal manera en caso el Equipo para RSF se encuentre indisponible, dicho Grupo para RSF pueda brindar el servicio por si mismo sin comprometer la seguridad del sistema ni perjudicar a los demás participantes.

Opinión Coes

No procede

Se entiende la preocupación del Agente; sin embargo, esa situación no se configuraría toda vez que el Grupo para RSF cuando no esté vinculado y desee brindar el servicio de RSF, primero debe seguir el curso normal de la calificación cómo URS.

Revisar la opinión al Comentario 3 de Fenix.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

11.4 Comentario 4 de Ege-Huallaga

Artículo 3 – Retiro

“[...]

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.*

Sugerencia

Se propone que el PR-22 especifique el procedimiento de respaldo contractual y requisitos, para el caso cuando el Generador suministrador y Generador titular del Equipo para RSF tienen la misma razón social y no están vinculados, debido que se asumiría que para este caso no sería necesario tener un contrato de suministro y bastaría con la declaración de la información de retiros asociado a un código solicitado por el Generador al COES.

Asimismo, se solicita si pudiese dar un ejemplo ilustrativo de liquidación para casos de inyección/retirada entre barras distintas.

Opinión COES

Procede parcialmente

Revisar la opinión al Comentario 5 de Engie.

Finalmente, se adiciona un ejemplo ilustrativo:

“En caso el Equipo esté vinculado (prestando RSF) a un Grupo para RSF para un Intervalo de Mercado “t”, la liquidación sería así:

Entrega del Grupo para RSF en Barra de Transferencia X, en el Intervalo de Mercado “t”: 50 MWh

CMgCP en de Transferencia X, en el Intervalo de Mercado “t”: 100 S/. / MWh

Entrega del Equipo en Barra de Transferencia Y, en el Intervalo de Mercado “t”: - 20MWh (periodo de carga)

CMgCP en de Transferencia Y, en el Intervalo de Mercado “t”: 80 S/. / MWh

Entonces la liquidación de las Entregas para el Grupo para RSF sería: $(50 \times 100) + (-20 \times 80) = S/ 3400$.

”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

Asimismo, sobre el ejemplo solicitado se cumple con lo dispuesto en el COES en su opinión al presente comentario.

11.5 Comentario 5 de Ege-Huallaga

Artículo 3 – 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.

[...]"

Sugerencia

Se sugiere incluir en la definición de barras de transferencia la barra a utilizar cuando el equipo de RSF no se encuentre vinculado y realice retiros en el sistema, debido a que se entiende que el titular del equipo para RSF, de acuerdo con la ley 32249 que especifica que la provisión de los servicios complementarios se realice en un entorno competitivo que no excluye a ningún agente, en ese sentido el titular del equipo para RSF puede ser un generador, distribuidor u otro usuario.

Opinión Coes

Procede parcialmente

Primero, hay que señalar que tal como se expone en el Informe COES y en el numeral 7.8 de la propuesta, cuando el Equipo no se encuentre vinculado, sus consumos serán un Retiro del titular del Equipo. Al ser calificado como un Retiro se somete a las reglas del RMME y los Procedimientos Técnicos COES respectivos. Revisar la opinión al Comentario 5 de Engie.

Respecto a la Ley N° 33249, se aclara que aún no existe su reglamentación, por lo que lo expresado en dicha ley no se considera en la propuesta. Sin embargo, para complementar, se sugiere revisar la opinión al Comentario 4 de Ersur.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

11.6 Comentario 6 de Ege-Huallaga

Artículo 3 – Entrega

“[...]

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.”*

Sugerencia

Se sugiere especificar el tratamiento de la energía inyectada por el equipo de RSF en caso dicho equipo no se encuentre vinculado. Así mismo, especificar el tratamiento de los valores negativos con la finalidad de su valorización, cuando el equipo para RSF esté vinculado y modo de carga.

Opinión Coes

En línea a lo señalado en el numeral 7.8 de la propuesta, se comenta:

- Cuando el Equipo esté vinculado (brindando el servicio de RSF) y en modo de carga (consumo neto desde el SEIN), dichos consumos serán tratados como Entregas negativas y se asociarán al Grupo para RSF vinculado en las liquidaciones de energía.
- Cuando el Equipo no está vinculado (no está brindando el servicio de RSF), debería desconectar del SEIN porque no se les valorizará su energía, salvo que esté en modo de carga, para lo cual se considerarán sus consumos netos desde el SEIN en cada Intervalo de Mercado como un Retiro del titular del Equipo.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

11.7 Comentario 7 de Ege-Huallaga

Numeral 11.7 – Programación de RRSF en los PDO

“[...]

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.”

Sugerencia

Se recomienda que la cantidad adicional de RRSF, respecto a la magnitud adjudicada en el Mercado de Cobertura, pueda ofertarse libremente en el Mercado de Ajuste, sin que esté condicionada a ser obligatoriamente a un precio menor al adjudicado y a un número de bloques de 24 horas.

La restricción actual limita la flexibilidad competitiva y puede distorsionar la señal de precios en el Mercado de Ajuste, al impedir que los participantes reflejen de manera adecuada sus costos de oportunidad en función de las condiciones de operación vigentes. Permitir la libre determinación del precio para la RRSF adicional fomentará una mayor eficiencia económica y una asignación más competitiva de los recursos.

Opinión Coes

Procede parcialmente

Lo indicado por el Agente es inexacto, toda vez que las cantidades adicionales de RRSF que no han sido adjudicadas en el Mercado de Cobertura sí pueden ofertarse libremente de acuerdo a las reglas normales del Mercado de Ajuste.

Lo anterior ya viene recogido en el numeral 10.7 de la propuesta, que señala textualmente:

“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.”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

11.8 Comentario 7 de Ege-Huallaga

Numeral 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:

- 11. 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.

[...]

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.

[...]"

Sugerencia

Se recomienda especificar que en caso se quisiera brindar el servicio de RSF mediante el empleo de un Equipo para RSF que tenía vinculado a otros grupos para RSF, se pueda actualizar la vinculación, ya que podría no cumplir con brindar el servicio de RSF o se presentaran mejores oportunidades en el mercado con vinculación de otros grupos para RSF.

Así mismo, especificar si en la misma elaboración del RDO, todas las URS no programadas, incluidas las que no ofertaron en el PDO o RDO anterior, pueden presentar sus ofertas para brindar RSF.

Finalmente, referente al inciso i) debería sustituirse la frase "A las URS que no prevean que no puedan cumplir ..." con "A las URS que prevean que no puedan cumplir ...", con esta modificación se da claridad, en el sentido de que las URS que prevean no puedan cumplir con sus requerimientos, puedan reducir su cantidad y/o número máximo de bloques.

Opinión Coes

Procede parcialmente

Respecto a la primera sugerencia, el numeral 7.6 de la propuesta brinda la oportunidad de informar múltiples vinculaciones (asociado con una prelación) en los plazos del Mercado de Ajuste (para el PDO y/o RDO); sin embargo, tener en cuenta que se considerará a lo más, una única vinculación por cada Periodo de RRSF, además que requiere como mínimo que el Grupo para RSF vinculado esté despachado.

Entonces, respecto a lo indicado por el Agente respecto a la actualización de las vinculaciones, si es posible, pero teniendo en cuenta los plazos para el Mercado de Ajuste.

Respecto a la segunda sugerencia, es correcto lo indicado por el Agente. Sin perjuicio de ello, se precisó la redacción del numeral 11.8 de la propuesta. Al respecto, se sugiere revisar la opinión al Comentario 4 de Orizon B&T.

Revisar a la tercera sugerencia, estamos de acuerdo. Al respecto, revisar la opinión al Comentario 4 de Orizon B&T.

Análisis

Ver análisis al Comentario 4 de Orizon B&T.

11.9 Comentario 9 de Ege-Huallaga

Anexo IV Numeral 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: [...]”

Sugerencia

De acuerdo con el presente criterio no se puede asegurar la recuperación de los costos incurridos por brindar RSF en vez de haber vendido la energía en el mercado spot, debido a que no se asegura una compensación durante las 4 horas, en el cual el CMgCP promedio horario en la barra de entrega de una determinada URS supere el precio límite de oferta del mercado de ajuste. Es así, que se propone que las compensaciones adicionales, se realicen en cada periodo de RRSF, cuando el CMgCP supere al precio límite del mercado de ajuste.

Opinión Coes

No procede.

Revisar la opinión al Comentario 7 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

11.10 Comentario 11 de Ege-Huallaga

Anexo IV Numeral 3

“[...]”

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.

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

[...]"

Sugerencia

La presente formulación trata de emular el costo de oportunidad que un generador incurre al brindar RSF en un sistema aislado, sin embargo es importante detallar que se debería añadir el costo variable a la formulación, debido a que este es el costo de operación que el generador hubiera incurrido tanto si brindara RSF como si no brindara RSF, por lo cual se propone que el costo de oportunidad se formule como la diferencia entre la provisión de energía calculada sin tener en cuenta la provisión de RSF y la calculada teniendo en cuenta la provisión de RSF, dicha diferencia será multiplicada por la diferencia entre el $CMgCP$ y costo variable de la respectiva URS. Finalmente, se sugiere en la medida de lo posible aplicar factores de utilización en la presente formulación para evitar subcompensaciones o sobrecompensaciones al momento de realizar la valorización.

Opinión Coes

Procede

De acuerdo con la propuesta y el argumento. En ese orden de ideas, se propone la siguiente modificación:

" ANEXO IV

(...)

3. COMPENSACIONES A LAS UNIDADES DE GENERACIÓN QUE NO CONFORMAN UNA URS

(...)

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

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

(...)

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

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

"

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 3 del ANEXO IV del proyecto de modificación del PR-22 de acuerdo con lo siguiente:

"Anexo IV

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

(...)

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

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

(...)

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

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

(...)"

11.11 Comentario 11 de Ege-Huallaga

Anexo IV numeral 4 - Asignación de las liquidaciones

"[...]"

DT_RER; Desviaciones totales mensuales de los generadores con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable (eólico, solar o mareomotriz), que son de titularidad del Participante "i"

[...]"

Sugerencia

De acuerdo con la presente definición los generadores con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionables son el eólico, solar o mareomotriz. En esa misma línea, siguiendo el fundamento de recursos no gestionables, se debe incluir las

centrales hidroeléctricas de pasada, cuyo recurso es no gestionable y depende de la disponibilidad de dicho recurso en todo momento para producir.

Opinión Coes

No procede

El efecto del error de incertidumbre de las centrales hidroeléctricas de pasada no es relevante respecto a la referida a los generadores ERNC y a la demanda.

Revisar como complemento la opinión al Comentario 1 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

11.12 Comentario 12 de Ege-Huallaga

Anexo VIII - Lineamientos para la Adjudicación del Mercado de Cobertura para la Regulación Secundaria de Frecuencia

"[...]"

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:

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

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

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

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

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

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

$PotOfup_{urs,t}$: Potencia ofertada por la URS para la RSF a subir en la etapa t

$PotOfdown_{urs,t}$: 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.

"[...]"

Sugerencia

Se sugiere especificar que las variables de activación son variables binarias que pueden tomar valores de 0 (inactivo) o 1 (activo).

Opinión Coes

Procede

De acuerdo con la sugerencia; por tanto, la redacción de los referidos textos en el Anexo VIII de la propuesta quedaría así:

$uup_{urs,t}$: Variable binaria de activación de la potencia adjudicada de la RSF a subir en la etapa t

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

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar las definiciones de las fórmulas del anexo VIII del proyecto de modificación del PR-22, de acuerdo con la siguiente redacción:

$uup_{urs,t}$: Variable binaria de activación de la potencia adjudicada de la RSF a subir en la etapa t.

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

11.13 Comentario 13 de Ege-Huallaga**Anexo X - Numeral 1.2, 1.3 y 1.4**

"[...]

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.

[...]"

Sugerencia

En el presente numeral no se detallan los criterios, condiciones, restricciones del SEIN; y, tratamiento de las URS para la proyección del CMgCP. La ausencia de este

detalle puede generar resultados distintos dependiendo de los supuestos adoptados por el COES en la elaboración de los despachos previstos, lo que afecta directamente la determinación del Precio Límite de la Oferta y, en consecuencia, la señal económica hacia los agentes.

Se sugiere que el procedimiento especifique explícitamente los criterios de proyección, tratamiento de restricciones, tratamiento de las reservas, entre otros. De no especificarse estos puntos, el cálculo del CMgCP previsto puede ser subjetivo, afectando las señales de precios y el correcto incentivo brindar el servicio de la RSF.

Finalmente, detallar el criterio para la actualización de los factores de incentivos, en la medida que impacta al incentivo que tienen los agentes para brindar RSF.

Opinión Coes

No procede

Revisar la opinión al Comentario 5 de Kallpa.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

11.14 Comentario 14 de Ege-Huallaga

Anexo X numerales 2.2, 2.3 y 2.4

"[...]

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.

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."

Sugerencia

n el presente numeral no se detallan los criterios, condiciones, restricciones del SEIN; y, tratamiento de las URS para la proyección del CMgCP. La ausencia de este detalle puede generar resultados distintos dependiendo de los supuestos adoptados por el COES en la elaboración de los despachos previstos, lo que afecta directamente la

determinación del Precio Límite de la Oferta y, en consecuencia, la señal económica hacia los agentes.

Se sugiere que el procedimiento especifique explícitamente los criterios de proyección, tratamiento de restricciones, tratamiento de las reservas, entre otros. De no especificarse estos puntos, el cálculo del CMgCP previsto puede ser subjetivo, afectando las señales de precios y el correcto incentivo brindar el servicio de la RSF.

Finalmente, detallar el criterio para la actualización de los factores de incentivos, en la medida que impacta al incentivo que tienen los agentes para brindar RSF.

Opinión Coes

No procede

Revisar la opinión al Comentario 5 de Kallpa.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

11.15 Comentario 15 de Ege-Huallaga

Anexo II - numeral 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.

[...]”

Sugerencia

De acuerdo con el presente numeral, los generadores con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionables son el eólico, solar o mareomotriz. En esa misma línea, siguiendo el fundamento de recursos no gestionables, se debe incluir las centrales hidroeléctricas de pasada, cuyo recurso es no gestionable y depende de la disponibilidad de dicho recurso en todo momento para producir.

Opinión Coes

No procede

El efecto del error de incertidumbre de las centrales hidroeléctricas de pasada no es relevante respecto a la referida a los generadores ERNC y a la demanda.

Revisar como complemento la opinión al Comentario 1 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

11.16 Comentario 16 de Ege-Huallaga

Anexo II - numeral 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.

[...]"

Sugerencia

De acuerdo con el presente numeral, en los periodos que no haya operado un generador RER ya sea debido a que aún no ingresaba en operación comercial o debido a que estuvo indisponible de manera continua por más de 1 mes, se empleará los errores de pronósticos existentes del generador RER. En base a ello, se sugiere especificar de la información histórica disponible como se realizará la selección de los periodos históricos a usar para completar los periodos faltantes, de tal manera de evitar cualquier ambigüedad.

Opinión Coes

No Procede

Es importante que, para esos casos puntuales, el COES disponga de la flexibilidad de usar la mejor información disponible de error de pronóstico esperado, los cuales pueden ir evolucionando a medida que mejoren los métodos de pronóstico (en el extremo inicial pueden empezar con históricos, y luego con métodos de *forecasting* de desviaciones esperadas, etc.).

Al respecto, se sugiere revisar como complemento la opinión al Comentario 3 de Orizon B&T.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

11.17 Comentario 17 de Ege-Huallaga

Anexo 4 - numeral 4

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

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

Sugerencia

De acuerdo con la presente formulación, el monto de liquidación correspondiente a la demanda se distribuye en proporción a los retiros de cada participante. Este enfoque puede generar un perjuicio para aquellos participantes cuyos clientes presentan consumos más estables y con menores desviaciones respecto a lo programado, al no diferenciar entre quienes efectivamente originan las variaciones y quienes operan de manera más eficiente.

En ese sentido, se propone que el COES implemente un mecanismo de seguimiento y análisis específico, priorizando a los clientes con mayor capacidad contratada y/o con consumos representativos dentro del sistema, para así hacer un plan escalonado basado en la potencia contratada o energía consumida de cada cliente; a fin de identificar si dichos usuarios son responsables de variaciones significativas de la demanda durante el día. Con base en este análisis, se debería evaluar la posibilidad de introducir un esquema más equitativo de asignación de los costos asociados a las desviaciones, donde los participantes que generan mayores desbalances asuman proporcionalmente un mayor costo, promoviendo así eficiencia y señales correctas de responsabilidad operativa.

Opinión Coes

No procede

Primero, hay que señalar que lo indicado por el Agente es válido conceptualmente; sin embargo, la identificación del COES de cada usuario aún no podría ser viable operativamente, toda vez que se dispone esa información con alta trazabilidad sólo para algunos usuarios (los más representativos). En el extremo de realizar esa identificación (y por ende, la individualización en la aplicación de la asignación de costos) a dichos usuarios, podría sugerir un trato diferenciado y sesgado a los Participantes suministradores de dicho usuarios respecto a los demás.

Finalmente, hay que tener en cuenta que la propuesta inicial del COES que fue enviada a los Agentes, con la carta COES/D/DO-560-2024 del 29.11.2024, contenía un intento de individualización por cada usuario en la fórmula de asignación de pagos del servicio de RSF; sin embargo, fue objetado por los Agentes en su mayoría, sosteniendo que si bien podría brindar señales de mejora de incentivos para cada usuario, en esta primera etapa de implementación de la propuesta, aún sería complejo que los Participantes suministradores dispongan de todas las herramientas administrativas, regulatorias y técnicas, para realizar las acciones necesarias para incentivar a sus clientes a menores desvíos respecto a lo programado.

En ese orden de ideas, sugerimos que en esta primera etapa de inclusión de criterio de causalidad en la asignación de pagos en el PR-22, se mantenga lo señalado en la propuesta.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

12. Comentarios de Zelestra

12.1 Comentario 1 de Zelestra

Comentario General

Observaciones al proyecto de modificación del Procedimiento Técnico PR-22 “Reserva Rotante para la Regulación Secundaria de Frecuencia”

Estimados señores,

El presente documento contiene comentarios a la propuesta de modificación del PR-22, puesta en consulta por Osinergrmin mediante Resolución de Presidencia N° 103-2025-OS/PRES. De acuerdo con los documentos publicados, los principales objetivos de la propuesta de cambio regulatorio son la mejora en la asignación del servicio para incrementar la confiabilidad del SEIN, la corrección de incentivos en la valorización del servicio, la optimización de la metodología para dimensionar la reserva, la adopción del principio de causalidad para la asignación de costos y la habilitación de nuevas tecnologías como los sistemas de almacenamiento.

En conjunto, consideramos que estos objetivos son relevantes en el contexto actual del SEIN, y apuntan a un mercado de servicios complementarios más desarrollado. Sin embargo, algunos de los elementos de la propuesta deben ser perfeccionados a nivel técnico para asegurar un marco tecnológicamente neutro, coherente y previsible.

Adicionalmente, nos permitimos señalar la importancia de la armonización de esta propuesta de modificación del Procedimiento Técnico, con la implementación del artículo 33 de la Ley 32249 y los respectivos reglamentos que se desarrollen en virtud de lo señalado. Esto, bajo el marco de la relevancia para la inversión que representa poder contar con un marco regulatorio estable y predecible.

Sin perjuicio de lo anterior, a continuación, se presentan comentarios específicos sobre estos aspectos centrales de la propuesta.

Opinión COES

Respecto a lo señalado sobre la Ley N° 32249, sugerimos revisar la opinión al Comentario 4 de Ersur.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis al Comentario 4 de Ersur.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22, debido al presente comentario.

12.2 Comentario 2 de Zelestra

Comentario Específico N°1

Sobre el principio de causalidad en la asignación de costos

La propuesta de modificación del PR-22 tiene como uno de sus objetivos fundamentales "*establecer un mecanismo de asignación de pagos basado en la*

causalidad". Este objetivo se materializa en el Anexo IV, numeral 4, donde se plantea que la liquidación total del servicio de RSF sea asignada entre los generadores con RER no gestionable y la demanda, en función de sus desviaciones respecto a su programa.

Consideramos que la adopción del principio de "asignar los costos a los agentes que los generen" es una modificación estructural en la lógica del mercado, alejándose de la visión de estabilidad del sistema como bien público que es pagado por todos los agentes del sistema. El nuevo enfoque está alineado con algunas prácticas internacionales, como la española, que internaliza las externalidades que las desviaciones de pronóstico imponen al sistema. Al hacerlo, teóricamente se generan incentivos económicos para que los agentes (tanto generadores como consumidores) inviertan en mejorar la precisión de sus pronósticos y en herramientas de flexibilidad, contribuyendo a una operación más segura, eficiente y económica para el sistema en su conjunto.

A pesar del avance que significa adoptar el principio de causalidad, la propuesta lo aplica de manera selectiva sin una adecuada justificación técnica. El Anexo IV, numeral 4.1, al definir la fórmula de asignación de pagos, limita explícitamente su alcance a la "generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable (eólico, solar o mareomotriz)". La exposición de motivos y el sustento técnico de la propuesta no ofrecen una justificación robusta para esta exclusión, omitiendo otras tecnologías cuya generación real puede alejarse de lo programado a pesar de ser venir de ser de naturaleza flexible. Esta falta de neutralidad tecnológica es una debilidad conceptual que debería ser corregida.

El análisis del marco regulatorio aplicable en otros países comparables demuestra que un enfoque tecnológicamente neutro es la práctica estándar:

- España y Chile: En mercados con alta penetración de RER como España y Chile, los mecanismos de asignación de costos por desvíos se aplican a todos los participantes del mercado sin distinción de su tecnología. Se reconoce que cualquier agente puede generar un desvío y, por tanto, debe ser responsable de su impacto.
- Colombia: La regulación colombiana define explícitamente una categoría de "plantas de generación variable" que agrupa a las centrales solares, eólicas y a las hidroeléctricas de filo de agua (de pasada), aplicándoles el mismo régimen de tratamiento de desvíos.

Estamos de acuerdo con el principio planteado de que la regulación debe dar incentivos para que todos los agentes hagan un esfuerzo equitativo a nivel de pronóstico y que tengan su mejor desempeño operativo para que su generación real coincida con lo programado. En este sentido, la propuesta de COES a ser publicada por Osinergrmin debería apuntar a un enfoque de neutralidad tecnológica, incluyendo a todas las tecnologías.

Ejemplo de lo anterior, es que el día de máxima demanda coincidente del 2025, información del COES muestra que la generación hidroeléctrica de pasada tuvo una participación de cerca de 16% en la producción total, mientras que la solar y eólica representaron sólo 5.5%. Lo que muestra que esta tecnología tiene una relevancia significativamente mayor a la solar y eólica como para quedar descartada sin una justificación sustentada técnicamente de la propuesta.

La experiencia colombiana es un claro referente de que esta tecnología debe ser incluida en el mismo grupo que la generación eólica y solar para asegurar un tratamiento equitativo y coherente. Por lo tanto, se recomienda al regulador ampliar el alcance de la asignación de costos por causalidad a toda la generación no gestionable, incluyendo explícitamente a las centrales hidroeléctricas de pasada, para garantizar la neutralidad tecnológica y evitar distorsiones en el mercado.

Opinión Coes

No procede

Se sugiere revisar la opinión al Comentario 1 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

12.3 Comentario 3 de Zelestra

Comentario Específico N°2

Sobre la metodología de cálculo de desvíos

Por otro lado, el Anexo II, numeral 2.2, que establece la metodología para dimensionar el requerimiento total de RSF, indica que se deben excluir del análisis los períodos afectados por eventos fortuitos, tales como "fallas de generación o transmisión". Este criterio se explica en que el costo de estos eventos sería cubierto por otros servicios complementarios, como la reserva primaria de frecuencia (RPF).

Sin embargo, el Anexo IV, numeral 4.1, que detalla la metodología para el cálculo de los costos atribuidos a cada agente, no menciona ni hace referencia a esta exclusión. La fórmula se basa en la diferencia absoluta entre la energía ejecutada y la programada, sin especificar que los datos deben ser previamente filtrados para excluir dichos eventos fortuitos.

Esta omisión puede llevar a situaciones donde a un generador se le impute el costo de una desviación que no fue causada por un error de pronóstico, sino por una restricción operativa dada por el sistema. Es fundamental que los criterios para el tratamiento de la información estén homologados de forma explícita en toda la normativa.

Por lo tanto, se solicita al regulador que en el Anexo IV se incluya una referencia explícita a los criterios de exclusión de datos detallados en el Anexo II, asegurando que un generador solo sea responsable por las desviaciones directamente atribuibles a su propia gestión y no por eventos exógenos del sistema.

Opinión Coes

Procede

De acuerdo con el Agente, en el extremo de que debe existir una coherencia entre las exclusiones consideradas para el dimensionamiento de la RRSF (que ahora se actualizará en periodicidad mensual) y las exclusiones que deberían considerarse para el cálculo de desvíos durante el proceso de asignación de pagos por el servicio de RSF (en periodicidad mensual).

Adicionalmente, se considera importante también excluir eventos de cambio de consiga, eventos que modificaron la demanda y/o la generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionables (eólico, solar o mareomotriz) por consigna del COES, toda vez que esto responde a situaciones de otra índole, y no a "errores de pronósticos" o a la incertidumbre propia de la generación/demanda, que como se ha venido comentando en el presente informe y en el Informe COES es la naturaleza del dimensionamiento de la RRSF.

Finalmente, es importante indicar que estos periodos excluidos identificados no deberían reemplazarse con valor = 0 (como indica la propuesta), sino más bien deberían excluirse de la información de entrada para el dimensionamiento. El considerarlo traería un sesgo erróneo en las funciones de distribución ya que el valor cero representa exactitud entre el pronóstico y la ejecución (periodos con desviación 0).

En ese orden de ideas, se propone modificar algunos textos en el Anexo II y IV de la propuesta:

“Anexo II

(...)

1.2 La magnitud de RRSF para un determinado año, será calculado de manera previa al inicio de este y formará parte de los entregables del Informe Anual señalado en el Anexo V. Dicha magnitud de RRSF se actualizará mensualmente, y se publicará a más tardar el séptimo día calendario de cada mes, 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. En dichas publicaciones mensuales se identificarán los Intervalos de Mercado excluidos, a la cual se hace referencia en el numeral 4.2 del Anexo IV del presente procedimiento.

(...)

2.2 Se identifican los siguientes periodos:

(...)

(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 y (vi) eventos que modificaron la demanda y/o la generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionables (eólico, solar o mareomotriz) por consigna del COES. Luego, dichos periodos se excluirán del para el cálculo de los errores de pronóstico que señala el numeral siguiente los valores de generación RER no gestionable ejecutada o demanda ejecutada en dichos periodos y sus correspondientes valores programados se reemplazarán con 0.

(...)

”

“Anexo IV

(...)

4. ASIGNACIÓN DE LAS LIQUIDACIONES

(...)

4.2 Para el cálculo de las desviaciones totales mensuales de los generadores con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionables (eólico, solar o mareomotriz) y de la Demanda a Nivel de Generación, que se hace referencia en el numeral anterior, se excluirán los Intervalos de Mercado identificados en el numeral 2.2 del Anexo II del presente procedimiento.

“

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el Anexo II y Anexo IV del proyecto de modificación del PR-22, de acuerdo con lo propuesto por el COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el Anexo II y Anexo IV del proyecto de modificación del PR-22, de acuerdo con lo propuesto por el COES, quedando redactado de la siguiente forma:

“Anexo II

(...)

1.2 La magnitud de RRSF para un determinado año, será calculado de manera previa al inicio de este y formará parte de los entregables del Informe Anual señalado en el Anexo V. Dicha magnitud de RRSF se actualizará mensualmente, y se publicará a más tardar el séptimo día calendario de cada mes, para su entrada en vigor el día calendario inmediato siguiente. En dichas publicaciones mensuales se identificarán los Intervalos de Mercado excluidos, a la cual se hace referencia en el numeral 4.2 del Anexo IV del presente procedimiento.

(...)

2.2 Se identifican los siguientes periodos: (i) eventos que dieron origen a condiciones de sub-frecuencia y/o operación del ERACMF o ERACMT, (ii) eventos que dieron origen a condiciones de sobre-frecuencia y/o operación del EDAGSF, (iii) eventos de rechazo manual de carga, (iv) otros eventos de desconexión de carga y/o generación debido a fallas de generación o transmisión, (v) conexión intempestiva de grandes bloques de demanda (magnitudes iguales o mayores a 2% de la demanda), que toman completamente dicha carga en 1 minuto y (vi) eventos que modificaron la demanda y/o la generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionables (eólico, solar o mareomotriz) por consigna del COES. Luego, dichos periodos se

excluirán del cálculo de los errores de pronóstico que señala el numeral siguiente.

(...)

"

"Anexo IV

(...)

4. ASIGNACIÓN DE LAS LIQUIDACIONES

(...)

4.2 Para el cálculo de las desviaciones totales mensuales de los generadores con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionables (eólico, solar o mareomotriz) y de la Demanda a Nivel de Generación, que se hace referencia en el numeral anterior, se excluirán los Intervalos de Mercado identificados en el numeral 2.2 del Anexo II del presente procedimiento.

"

12.4 Comentario 4 de Zelestra

Comentario Específico N°3

Sobre equipos RSF - Baterías

Se debe considerar la forma de operación intrínseca de la tecnología que preste el servicio de RSF, a fin de preservar su vida útil y optimizar su despacho. En particular, al evaluar el Costo de Oportunidad de una batería bajo la metodología propuesta, basada en 4 periodos del mercado (1 hora), no se generan incentivos adecuados para su participación, dado que esta tecnología opera en ciclos de carga y descarga más amplios. Por ello, la evaluación del Costo de Oportunidad debería realizarse en un horizonte de 24 horas, lo que reflejaría de manera más realista su operación y contribuiría a una mayor eficiencia en la prestación del servicio.

Opinión Coes

No procede

Como ya se ha expuesto en algunas respuestas de algunos comentarios en el presente informe, así como se expuso en el Informe COES, la compensación adicional luego de 4 periodos de RRSF a los titulares de las URS, sólo es una herramienta para cubrir los riesgos al Agente en escenarios excepcionales y muy críticos. El concepto no ha sido, ni debe ser, incentivar la inversión en algún tipo específico de tecnologías, ni tampoco compensar todas las oportunidades perdidas de vender en el mercado de energía del Agente por sus URS, toda vez que la propuesta parte del concepto subyacente de migrar a un mercado de provisión

de RRSF más liberalizado, en el cual el Agente internalice el costo de oportunidad en su oferta.

Revisar como complemento, la opinión al Comentario 7 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22 debido al presente comentario.

12.5 Comentario 5 de Zelestra

Comentario Específico N°4

Período de adaptación y umbrales de tolerancia

La implementación del nuevo esquema de causalidad representa un cambio estructural para los agentes del mercado, quienes necesitarán un tiempo razonable para adaptar sus herramientas de pronóstico y estrategias de operación. Aplicar el cobro a toda desviación, por mínima que sea, desde el primer día, puede resultar en una penalización excesiva por variaciones que son inherentes a la operación y estadísticamente inevitables.

Para facilitar una transición ordenada y promover la eficiencia sin imponer cargas desproporcionadas, es crucial brindar a los agentes un periodo de adaptación e inversión en tecnología. Tomando como referencia la experiencia internacional, se podría establecer, al menos de forma transitoria, umbrales de tolerancia para la medición de las desviaciones.

Por ejemplo, la regulación en Chile establece una "banda muerta" (típicamente $\pm 3\%$ de la potencia programada o ± 5 MW), dentro de la cual los desvíos no activan la necesidad del servicio ni generan consecuencias económicas directas. La implementación de un mecanismo similar en el Perú permitiría a los agentes enfocarse en corregir las desviaciones más significativas mientras ajustan sus procesos a la nueva regulación.

Se recomienda a Osinergmin incorporar gradualmente los principios del nuevo marco regulatorio en el tiempo en el que estas tecnologías puedan invertir en tecnología necesaria para adecuarse al nuevo esquema propuesto, estimamos un periodo de transición de dos años, y con ello establecer además bandas de tolerancia para los desvíos, la cual podría ser más amplia al inicio de la vigencia de la norma y ajustarse progresivamente en el tiempo, brindando así predictibilidad y un periodo de adaptación razonable al mercado. Asimismo, se pueden establecer ventanas más frecuentes de reporte de pronósticos actualizados por parte de los agentes de modo que estos sean incorporados en la reprogramación del COES.

Opinión Coes

No procede

Revisar la opinión al Comentario 2 de Ersur.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-22, debido al presente comentario.

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **ww2oV8Nmp8**.
No aplica a notificaciones electrónicas.

Anexo 2

COES	PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-22
RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA		
Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° XXX-2026 -OS/CD, publicada el .. de enero de 2026.		

1. Objetivo

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

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

2. Base legal

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

- 2.1 Decreto Ley N° 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.2 Ley N° 28832 – Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la generación Eléctrica.
- 2.3 Decreto Supremo N° 009-93-EM – Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.4 Decreto Supremo N° 020-97-EM – Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).
- 2.5 Decreto Supremo N° 027-2008-EM – Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES).
- 2.6 Decreto Supremo N° 026-2016-EM – Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad.
- 2.7 Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE – Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTOTR).

- 2.8 Resolución Directoral N° 243-2012-EM/DGE – Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (NTIITR).

3. Abreviaturas y definiciones

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

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

AGC: Control Automático de Generación, por sus siglas en inglés (*Automatic Generation Control*).

DRB: Déficit de Reserva a Bajar.

DRS: Déficit de Reserva a Subir.

RM: Regulador Maestro.

RRSF: Reserva para Regulación de Secundaria de Frecuencia.

RS: Regulación Secundaria.

RAB: Reserva asignada a Bajar.

RAS: Reserva asignada a Subir.

RCB: Reserva en Control a Bajar.

RCS: Reserva en Control a Subir.

URS: Unidad de Regulación Secundaria.

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

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

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

Banda de potencia: Rango de potencia de un Grupo para RSF o URS definido por un límite superior y un límite inferior.

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

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

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

Déficit de Reserva: Reserva de RSF que una URS no proporciona y que debería haber proporcionado según la programación que le correspondió en el despacho. Se compone de un Déficit de Reserva a subir, y un Déficit de Reserva a bajar. Se calcula según lo especificado en el Anexo III.

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

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

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

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

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

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

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

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

Precio Límite: Precio máximo del Mercado de Ajuste o del Mercado de Cobertura, los cuales serán calculados por el COES. Para cualquiera de los casos, el precio será un valor único por día y estará dado en S/ /MW-h.

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

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

Reserva Mínima requerida para la RSF: Magnitud que representa el uso histórico de la RRSF en la operación tiempo real, considerando el parque de generación y demanda histórica.

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

Reserva Regulante: Reserva útil disponible en un Grupo para RSF para la Regulación Secundaria, calculada como se especifica en el Anexo III.

Unidad de Regulación Secundaria: Grupo o conjunto de Grupos para RSF, debidamente calificados para prestar el servicio de RSF.

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

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

4. Productos

- 4.1 Estudio anual (Anexo V) presentado al OSINERGMIN a más tardar el 31 de octubre de cada año. Este estudio considerará, sin carácter vinculante, las observaciones y comentarios de los Agentes del SEIN. Este estudio anual determina lo siguiente:
- 4.1.1 Los parámetros necesarios para los programas AGC
 - 4.1.2 Los desvíos de frecuencia admisibles y la evaluación del desempeño de la Regulación Secundaria, conforme a lo establecido en el Anexo V.

- 4.1.3 La magnitud de reserva total para la RSF requerida por el SEIN.
- 4.2 Informe mensual de evaluación del cumplimiento de las URS asignadas para brindar el servicio de Regulación Secundaria, que será presentado a OSINERGMIN hasta el día 10 del mes siguiente al mes de evaluación.
- 4.3 Listado de URS calificadas para Regulación Secundaria y los Grupos para RSF que las componen según se especifica en el numeral 8 del presente Procedimiento; así como, sus respectivas fechas de ingreso (modificación y bandas de regulación); dicha información será publicada en la página web del COES y se notificará a los integrantes cada vez que se modifiquen las características de las URS calificadas o califique una nueva URS.

5. Obligaciones

5.1 Del COES:

- 5.1.1 Tener implementado el Regulador Maestro según lo establecido en el Anexo I.
- 5.1.2 Realizar un estudio anual en el que se detalle lo establecido en el Anexo V.
- 5.1.3 Realizar el informe mensual de evaluación del cumplimiento de las URS asignadas al servicio de Regulación Secundaria, mencionado en el numeral 4.2.
- 5.1.4 Calificar a las URS para la prestación del servicio de RSF.
- 5.1.5 Elaborar y mantener actualizado el listado de las URS calificadas para efectuar la RSF y los Grupos para RSF que las conforman.
- 5.1.6 Realizar la adjudicación, programación y asignación del servicio de RSF según lo establecido en los numeral 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.
- 5.1.8 Determinar las liquidaciones económicas asociadas al servicio de RSF (Anexo IV) y publicar la información complementaria utilizada en su elaboración.
- 5.1.9 El COES revisará la necesidad de actualización de su Nota Técnica, según lo detallado en el Anexo VI. En cada actualización se debe explicitar los motivos que originaron dicha actualización.
- 5.1.10 El COES realizará el proceso de adjudicar una cantidad de RS mediante el mecanismo de Mercado de Cobertura.

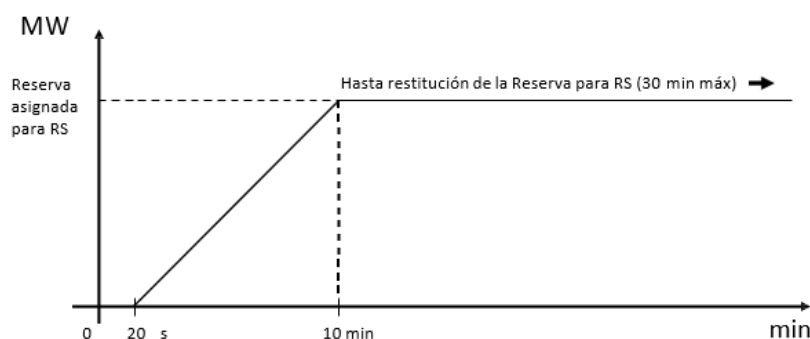
- 5.1.11 El COES publicará en el Portal de Internet del COES. un reporte preliminar quincenal, un reporte preliminar mensual y un informe mensual que contendrán la evaluación de la prestación del servicio de RSF y la identificación de los eventos que originaron RNS y RNDI.

5.2 De los titulares de las URS:

- 5.2.1 Mantener actualizados los datos técnicos de todas los Grupos para RSF, señalados en el presente Procedimiento.
- 5.2.2 Comunicar al COES todo evento ocurrido o acción efectuada en sus instalaciones que afecte el servicio de RSF.
- 5.2.3 El Generador representante de la URS será el responsable de los ingresos o egresos resultantes de la adjudicación y/o asignación de dicha URS en el MME.
- 5.2.4 Realizar en calidad de único responsable, la reliquidación de los importes económicos percibidos por el servicio de RSF a los Grupos para RSF que las conforman, conforme a los acuerdos de partes establecidos entre los titulares de generación.
- 5.2.5 Monitorear la normal operación de sus URS cuando esté conectada al AGC y alertar al COES si es que ocurriera alguna operación anormal, ya sea por eventualidades operativas imprevistas (ejemplo: situaciones imprevistas de vertimiento, limitación de potencias máximas por temperatura, etc.) u otros motivos.

6. Criterios para la prestación de servicio

- 6.1 Las URS deberán estar conectadas y disponibles de forma permanente al AGC durante todo el periodo que se consignó en la Oferta presentada. Asimismo, su estado (según el numeral 2.10 del Anexo I) y su Reserva programada, será la que corresponda en el PDO o el RDO que lo reemplace.
- 6.2 El ajuste de los parámetros del Regulador Maestro y las condiciones de Calificación para las URS, tendrán en cuenta los siguientes requisitos mínimos exigidos a la RSF en el SEIN:
- 6.2.1 Los valores vigentes de Delta y Delta Máxima
- 6.2.2 La característica mínima de respuesta exigida en el SEIN, que será tal que ante un evento que ocasione un déficit/superávit de generación igual o mayor a la magnitud de RRSF programada, la respuesta para la RSF se iniciará en los siguientes 20 segundos después de ocurrido el evento, estará completamente disponible en los siguientes 10 minutos y a partir de este momento, deberá sostenerse hasta por 30 minutos adicionales.



- 6.3 Cuando en el SEIN se formen Sistemas Aislados Temporales se tendrá en cuenta lo siguiente:
- 6.3.1 El AGC deberá reconfigurarse automáticamente para controlar los Sistemas Aislados Temporales donde esté presente al menos una URS.
 - 6.3.2 Se programará o reprogramará la RRSF entre las URS de cada Sistema Aislado Temporales según lo detallado en el numeral II.
 - 6.3.3 El ACE será calculado de manera separada para cada Sistema Aislado Temporal, según lo detallado en el Anexo I.
 - 6.3.4 En caso se conforme un Sistema Aislado Temporal en el cual no se disponga de alguna URS, excepcionalmente el servicio de RSF podrá ser prestado por algún Grupo para RSF, previa coordinación con el COES. En estos casos, la responsabilidad del control de la frecuencia en dicho Sistema Aislado Temporal será atribuida a dicho Grupo para RSF.
- 6.4 Las URS podrán elegir el modo de control de sus Grupos para RSF, entre el control individual o control conjunto (centralizado). En el caso de control conjunto, las URS tendrán la libertad de repartir la consigna recibida del AGC del COES entre sus Grupos para RSF.

7. Equipo RegFrec

Especificaciones sobre los equipos para RSF

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

Vinculación para RSF

- 7.3 En caso un Grupo para RSF se vincule a un Equipo RegFrec, conforma una URS cuya banda de regulación está determinada por suma de la capacidad del Equipo RegFrec vinculado y la banda de regulación del Grupo para RSF.
- 7.4 La Vinculación para RSF debe ser comunicada al COES previamente por el titular del Equipo RegFrec y confirmada por los titulares de los Grupos para RSF involucradas, de acuerdo con los medios y formas que el COES establezca. El plazo de envío de dicha comunicación será el mismo que el plazo de envío de las Ofertas de RRSF para el Mercado de Ajuste.
- 7.5 Dicha comunicación debe contener el siguiente detalle como mínimo:
- a) Equipo RegFrec, Grupo para RSF vinculada y Grupos para RSF alternas para la Vinculación para RSF.
 - b) Periodo de vigencia de la vinculación, el cual equivale a un número de Periodos de RRSF. El periodo de Vinculación para RSF mínima es el de un Periodo de RRSF.
 - c) Orden de prelación de los Grupos para RSF alternas para la Vinculación para RSF, el cual indica la secuencia de preferencia de la Vinculación para RSF de un determinado Grupo para RSF con el Equipo RegFrec, para ser tenido en consideración por parte del COES.
- 7.6 Un Equipo RegFrec puede tener múltiples opciones de Vinculación para RSF; sin embargo, se considerará una única Vinculación para RSF, para cada Periodo de RRSF. Para ello, se considerará la programación de la RRSF y el orden de prelación declarado. En caso ningún Grupo para RSF sindicada resulte despachada, no se conformará la Vinculación para RSF.
- 7.7 El Equipo RegFrec sólo podrá prestar el servicio de RSF siempre que exista una Vinculación para RSF, y que el Grupo para RSF que brinden el servicio de RSF a través del Equipo RegFrec vinculado se encuentre conectada al sistema eléctrico donde se encuentre conectado el Equipo en mención.
- 7.8 La inyección de energía en el proceso de descarga, y el consumo de energía en el proceso de carga y el consumo propio del Equipo RegFrec se considerará en las transferencias de energía activa de la siguiente forma:
- a) Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo RegFrec esté vinculado a algún Grupo para RSF, las inyecciones y los consumos del Equipo serán considerados como una Entrega del Grupo para RSF a la cual se encuentre vinculado.
 - b) Para los Intervalos de Mercado en los que un Equipo RegFrec no esté vinculado a algún Grupo para RSF, el consumo de energía asociado al proceso de carga y consumos propios serán considerados como un Retiro.

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

8.1 Requisitos para la calificación de las URS:

- 8.1.1 Una URS puede ser conformada por una o más Grupos para RSF. El número de empresas que pueden conformar una URS no podrá exceder a dos (2) y en ese caso, deberán designar a una de las empresas para que los represente ante el COES.
- 8.1.2 Los Grupos para RSF que pertenezcan a una central de generación no podrán pertenecer a más de una URS.
- 8.1.3 Disponer de al menos un (1) Grupo para RSF que cumpla como mínimo los siguientes requisitos:
 - a. Tener capacidad para recibir consignas mediante un mando remoto.
 - b. Contar con una Banda de potencia en la que pueda responder a consignas tanto a subir como a bajar generación.
 - c. Tener capacidad de iniciar su respuesta a las consignas enviadas en menos de diez (10) segundos.
 - d. Los gradientes de toma de carga y descarga por Grupo para RSF superiores a 8 MW/min. En el caso de ciclos combinados o URS en control centralizado, la suma de las gradientes de las tomas de carga y descargas de las unidades que lo conforman superiores a 16 MW/min.
- 8.1.4 Las URS en control centralizado deberán declarar una Banda de potencia mínima, con valores iguales o mayores a 12 MW de los cuales 6 MW podrán ser para subir generación y 6 MW para bajar generación. En el caso de URS en control individual, deberán declarar una Banda de potencia mínima con valores iguales o mayores a 12 MW por Grupo para RSF.
- 8.1.5 La URS debe contar con una respuesta suficiente, tal que cumpla con el requisito especificada en el numeral 6.2.2.
- 8.1.6 Disponer de la infraestructura de comunicaciones necesaria para enviar y recibir en cada Ciclo de Operación la información a intercambiar con el COES que se especifica en el numeral 5 de Anexo I. Los requisitos técnicos para esta infraestructura serán establecidos por el COES y asegurarán una disponibilidad mínima igual a la establecida en la NTIITR.
- 8.1.7 Proporcionar la información técnica necesaria de cada Grupo para RSF que incluirá, al menos:
 - a. Bandas de potencia

b. Limitaciones de la Banda de potencia en caso corresponda.

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

8.1.8 Las URS cuya Banda de potencia a habilitar sea mayor o igual a un valor de Banda de potencia mínimo que será calculado como parte del Informe Anual señalado en el Anexo V del presente procedimiento, deberán tener capacidad de regulación propia. Esta capacidad de la URS deberá poder activarse en caso el COES lo requiera ante cualquier eventualidad que indisponga al AGC.

8.2 Proceso de Calificación de las URS:

8.2.1 La URS que desee participar en el servicio de RSF deberá enviar una solicitud de calificación al COES. Para ello deberá adjuntar toda la información requerida en el numeral 8.1.3.

8.2.2 El COES, dentro de los 5 días hábiles de recibido la solicitud, 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 cuarenta y cinco (45) días hábiles de recibida la solicitud de la URS. Dichas pruebas se detallan en el Anexo VII. En caso vencido el plazo, el agente deberá volver a solicitar la realización de las pruebas.

8.2.3 La calificación de una URS ante el COES deberá renovarse, cuando se produzca alguna de las siguientes circunstancias:

- a. Modificación de los parámetros asociados al control de la URS, sin importar el motivo de dicha modificación.
- b. Cuando se observe un comportamiento que no se ajusta a los requerimientos establecidos en el presente Procedimiento, en un periodo de tiempo de un mes.
- c. Las pruebas posean una antigüedad mayor de cuatro (4) años.

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

8.2.5 El COES analizará si la URS con el Grupo para RSF adicional cumple con los requisitos establecidos en el numeral 8.1 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 cuarenta y cinco (45) días hábiles de recibida la solicitud de la URS. En caso vencido el plazo, el agente deberá volver a solicitar la realización de las pruebas.

8.2.6 De resultar satisfactorias las pruebas de Calificación de la URS con la unidad adicional, el COES calificará a la URS como apta para realizar el servicio de RSF, asimismo establecerá la nueva Banda de potencia para regular según lo especificado en el Anexo VII e indicará el día a partir del cual deberá presentar su Oferta al COES para prestar el servicio de RSF.

8.3 El Equipo RegFrec que se vinculará a un Grupo para RSF, deberá seguir el proceso de calificación de URS contenido en los numerales 8.1 y 8.2 anteriores. Luego de ello, dicho Equipo RegFrec podrá vincularse a cualquier Grupo para RSF, conformando de esa manera una nueva URS y así poder prestar el servicio de RSF conforme a las disposiciones establecidas en el numeral 7.

9. Determinación de la RRSF total

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

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

- 10.1 El COES realizará el proceso de convocatoria para adjudicar RRSF mediante el Mercado de Cobertura de al menos el 50% de RRSF proyectada para el periodo de adjudicación. Asimismo, la convocatoria para el proceso de adjudicación mínimamente debe contener lo siguiente:
 - 10.1.1 Magnitud de Reserva para adjudicar y periodo de adjudicación.
 - 10.1.2 Fecha y hora límite de envío de Ofertas.
 - 10.1.3 Fecha y hora límite de envío de resultados de la adjudicación.
 - 10.1.4 Fecha y hora límite de recepción de observación por parte de los Participantes.
 - 10.1.5 Fecha y hora límite del envío de resultados definitivos de la adjudicación. Luego de esta instancia, las magnitudes adjudicadas quedan como definitivas sin posibilidad de ser impugnadas.

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

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

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

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

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

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

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

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

11.9 Programación de RRSF en caso de insuficiencia de oferta:

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

- Se reducirá la magnitud de la RRSF requerida hasta que se iguale a la suma de las reservas de las URS programadas, siempre que sea un valor mayor o igual a la Reserva Mínima requerida para la RSF.

- En caso no se cumpla con la Reserva Mínima requerida para la RSF, el COES podrá hacer uso de la magnitud de RRSF que no fue ofertada en el Mercado de Ajuste y que se encuentra disponible, así como de las URS programadas que tengan una banda de regulación disponible mayor a 0 (diferencia de la Reserva habilitada disponible y la Reserva programada). Las liquidaciones de estas magnitudes de reserva se realizarán según lo establecido en el numeral 2 del Anexo IV.
- Únicamente, a efectos de la convergencia del modelo matemático del despacho económico, el COES podrá disminuir la magnitud de reserva para RSF requerida inclusive por debajo de la RRSF Mínima, durante la elaboración del PDO o RDO.

11.10 Reparto de RRSF por Déficit de Reserva:

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

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

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

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

11.11 Precio del Mercado de Ajuste

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

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

12. Asignación de servicio de RSF

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

12.2 La Reserva asignada corresponderá a la magnitud de reserva programada en el PDO o RDO que lo reemplace. Sin embargo; en caso la magnitud de reserva ejecutada en la operación fuera mayor a la reserva programada por

disposición del COES, o magnitud de la reserva ejecutada fuera menor que la reserva programada debido a causas imputables al Agente, entonces la Reserva asignada corresponderá con la reserva ejecutada.

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

13. Seguimiento del servicio en tiempo real

- 13.1 El COES realizará un seguimiento en tiempo real del servicio brindado por las URS con objeto de comprobar la prestación adecuada de dicho servicio, salvo en caso de que el AGC del COES esté indisponible (estado OFF del AGC del COES, según lo especificado en el numeral 5.1 del Anexo I).
- 13.2 En cada Ciclo de Operación, el seguimiento comprobará lo siguiente:
- 13.2.1 La Reserva en Control total en cada URS es igual o superior a la Reserva programada total para esa URS. En caso de no cumplirse esta condición se le asignará un DRS o DRB, conforme a los numerales 1.6 y 1.7 del Anexo III.
- 13.2.2 La respuesta dinámica de la URS en su conjunto es Aceptable según los criterios y metodología detallados en el Anexo III. En caso de no cumplirse esta condición se le asignará un DRS y DRB igual al total de su Reserva programada, y se declarará el estado de la URS como INACTIVO conforme a lo detallado en el Anexo I.

14. Liquidación del servicio

- 14.1 El servicio prestado para la RSF por parte de la RSF adjudicada y asignada, será liquidado por el COES conforme al detalle indicado en el Anexo IV de este Procedimiento, y los resultados se incluirán en el informe mensual LSCIO en cumplimiento del Procedimiento Técnico del COES N° 10 "Liquidación de la Valorización de las Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas" o el que lo reemplace, considerando para estos efectos como acreedores del servicio al Generador titular o aquel que represente a la URS ante el COES.
- 14.2 El COES 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 Grupos para RSF que no conforman una URS; la liquidación económica seguirá lo indicado en el numeral 3 del Anexo IV.
- 14.5 La asignación de las liquidaciones a cada Participante de los pagos asociados a los Grupos para RSF para prestar el servicio de RSF, será asignado conforme al detalle indicado en el numeral 4 del Anexo IV del presente Procedimiento.

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 numerales 15.4 y 15.5, el COES propondrá a OSINERGMIN las medidas correctoras necesarias en el estudio indicado en el Anexo V.

DISPOSICIONES TRANSITORIA

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.

ANEXOS

Anexo	Descripción
I	Metodología de prestación del servicio mediante el AGC
II	Metodología para determinar la reserva total requerida para la RSF
III	Metodología para el seguimiento de la reserva
IV	Metodología para el cálculo de las liquidaciones económicas del servicio de RSF
V	Estudio anual
VI	Contenido de la Nota Técnica
VII	Pruebas de calificación de las URS
VIII	Lineamientos para la asignación del Mercado de Cobertura para la RSF
IX	Metodología para la determinación de la reserva mínima requerida para la RSF
X	Metodología para la determinación del Precio Límite de la oferta para el Mercado de Ajuste y para el Mercado de Cobertura

ANEXO I**Metodología de prestación del servicio mediante el AGC****1. Criterios Generales**

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

- 1.9.2 Los equipos de medida de frecuencia y potencia neta por las interconexiones serán redundantes, permitirán la conmutación automática ante fallo de la fuente primaria y asegurarán en conjunto una disponibilidad, incluyendo las comunicaciones, de al menos igual a la establecida en la NTIITR.

2. Cálculo del requerimiento total

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

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

Donde:

- P_{med} : Potencia neta que fluye por las interconexiones del bloque de control con bloques adyacentes (MW).
- P_{prog} : Potencia neta programada por las interconexiones del bloque de control con bloques adyacentes (MW).
- K_{BC} : Factor K que estima la Característica de Frecuencia del bloque de control (MW/Hz).
- f_{med} : Frecuencia del sistema medida (Hz).
- f_0 : Frecuencia de referencia (Hz).
- 2.3 En la expresión del numeral 2.2 el signo de K_{BC} será positivo, y se considerará sentido positivo de las potencias netas por las interconexiones cuando el intercambio sea exportador.
- 2.4 Eventualmente el ACE del SEIN podrá controlar únicamente la frecuencia mientras no exista o estén fuera de servicio interconexiones internacionales síncronas con otros sistemas.
- 2.5 El factor K_{BC} será calculado mediante una estimación por exceso de la Característica de Frecuencia media del sistema.
- 2.6 En operación normal el bloque de Control será el conjunto del SEIN. En operación por áreas habrá un Bloque de Control por cada área. La operación por áreas geográficas se detalla en el numeral 4 del presente Anexo.
- 2.7 En caso de pérdida de comunicación entre el COES y una URS que opera en un Sistema Aislado Temporal la URS constituirá un Bloque de Control y calculará su propio ACE teniendo en cuenta solo el desvío de frecuencia
- 2.8 El ACE podrá ser filtrado antes de pasar al regulador PI para establecer bandas muertas, límites, suavizados, etc. La definición precisa de este proceso de filtrado

se basará en estudios realizado por el COES, y se especificará en la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI.

- 2.9 Las constantes de ganancia (β) y constante de tiempo (τ) del regulador PI serán calculadas por el COES anualmente en el estudio indicado en el Anexo V manteniéndose dentro de los intervalos $\beta \in [0; 0,75]$ y $\tau \in [20 \text{ s}; 200 \text{ s}]$.
- 2.10 El requerimiento total a las URS depende de calificación en tiempo real del estado de las mismas. Los posibles estados para cada URS son los siguientes:

Estado	Descripción
ACTIVO	Es el estado normal de operación. La URS participa en el control y el seguimiento que hace el COES es satisfactorio.
INACTIVO	La URS está conectada al sistema de control del COES, pero el AGC no cuenta con ella para la regulación, debido a: a. Un seguimiento no satisfactorio. Los criterios para declarar el seguimiento no satisfactorio se detallan en el numeral 13 y el Anexo III del presente procedimiento Técnico. b. Calidad deficiente de las comunicaciones entre la URS y el COES. Los criterios para declarar las comunicaciones como deficientes serán establecidos por el COES. c. La Reserva asignada a la URS es nula por no haber
DESCONECTADO	La URS ha enviado una señal de desconexión al COES.
DESCONECTADO_COES	EL COES ha desconectado manualmente a la URS, por razones ajenas al comportamiento de la URS.

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

3. Cálculo del requerimiento para cada URS

- 3.1 Se calcula Potencia Actual en cada URS i ($P_{act,i}$) como la suma de las potencias actuales de cada una de los Grupos para RSF que forman parte de la URS.
- 3.2 Se calcula Potencia Sostenida en cada URS i ($P_{sos,i}$) como la suma de los valores del PDO o RDO programados a cada uno de los Grupos para RSF que forman parte de la URS.

- 3.3 Se calcula la Potencia Sostenida en el SEIN (P_{sos}) como la suma de la Potencia Sostenida en todas las URS en estado ACTIVO.
- 3.4 Se calcula la Potencia Temporal para el SEIN (P_{tem}) como la diferencia entre la Potencia Total Requerida para el SEIN (P_{req}) y la Potencia Sostenida en el SEIN (P_{sos}).
- 3.5 Se calcula la Reserva Reconocida de cada URS (RR_i), igual a la Reserva Reconocida a Subir de la URS si $P_{tem} > 0$ o igual a la Reserva Reconocida a Bajar de la URS si $P_{tem} < 0$.
- 3.6 Se calcula RR_{SEIN} la suma de las Reservas Reconocidas de todas las URS.
- 3.7 Se limita el valor absoluto de Potencia Temporal para el SEIN a RR_{SEIN} .

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

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

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

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

Donde:

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

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

4. Operación por áreas geográficas

- 4.1 En caso de que haya URS con sus Grupos para RSF distribuidos en varias áreas geográficas, el AGC las reconfigurará adecuadamente para que cada nueva URS esté ubicada únicamente en un área.
- 4.2 El AGC controlará el desvío de las interconexiones internacionales, calculando una señal de Error de Control Adicional (ECA).
- 4.3 El ECA se repartirá entre los Bloques de Control de modo proporcional a la Reserva disponible en cada URS.
- 4.4 El cálculo del requerimiento total para cada bloque de control y para cada URS dentro del bloque se hará con los mismos criterios generales detallados en los numerales 2 y 3 del presente Anexo.

5. Información para intercambiar en tiempo real

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

Variables con origen el COES	Variables con Origen las URS
Estado declarado del AGC del COES (ON/OFF)	Estado declarado de las URS (ON/OFF)
P_{req} para cada URS	Estado de control del Grupo para RSF
La calificación de estado de cada URS	Potencia actual generada en tiempo real por cada Grupo para RSF
	Límite superior declarado en tiempo real del Grupo para RSF
	Límite inferior declarado en tiempo real de cada Grupo para RSF

Anexo II

Metodología para determinar la reserva total requerida para la RSF

1. Criterios generales

- 1.1 La magnitud de la reserva destinada a la regulación secundaria de frecuencia considerará las desviaciones de demanda y de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable (eólico, solar o mareomotriz), y se calculará en base a sus variaciones inter-horarias acumuladas en una determinada ventana móvil.
- 1.2 La magnitud de RRSF para un determinado año, será calculado de manera previa al inicio de este y formará parte de los entregables del Informe Anual señalado en el Anexo V. Dicha magnitud de RRSF se actualizará mensualmente, y se publicará a más tardar el séptimo día calendario de cada mes, para su entrada en vigor el día calendario inmediato siguiente. En dichas publicaciones mensuales se identificarán los Intervalos de Mercado excluidos, a la cual se hace referencia en el numeral 4.2 del Anexo IV del presente procedimiento.
- 1.3 Para efectos de los cálculos señalados en el numeral previo, el tiempo requerido de acumulación de variaciones inter-horarias señalada en el numeral 1.1 del presente anexo, se actualizará en caso el PR-06: Procedimiento Técnico de la Reprogramación Diaria o aquel que lo sustituya, modifique los tiempos totales de elaboración de un RDO, o el Informe Anual señalado en el Anexo V señale la necesidad de una actualización.
- 1.4 El cálculo de la Reserva tendrá resolución horaria y se determinará de manera diferenciada para un día típico y para un día feriado; tanto para la época de avenida como para estiaje.
- 1.5 En ningún caso el valor de Reserva total requerida para la RSF podrá ser menor a la Reserva Mínima para la RSF, de resultar un cálculo con esa condición se procederá a reemplazar dicho valor por la Reserva Mínima para la RSF.
- 1.6 Para el caso de Sistemas Aislados Temporales formados en el SEIN, el valor de la RRSF será igual al 5% de la mayor demanda pronosticada para dicha área durante el periodo que ésta se encuentre aislada.

2. Metodología

- 2.1 Se utiliza información histórica de los últimos doce meses anteriores al mes de la publicación de la magnitud de reserva para RS, correspondiente a la generación RER no gestionable ejecutada y a la demanda ejecutada. Con la información de generación en bornes con resolución de 15 minutos utilizada en el cálculo de la Máxima Demanda Mensual, se obtendrá la generación RER no gestionable ejecutada y la demanda ejecutada.

- 2.2 Se identifican los siguientes periodos: (i) eventos que dieron origen a condiciones de sub-frecuencia y/o operación del ERACMF o ERACMT, (ii) eventos que dieron origen a condiciones de sobre-frecuencia y/o operación del EDAGSF, (iii) eventos de rechazo manual de carga, (iv) otros eventos de desconexión de carga y/o generación debido a fallas de generación o transmisión, (v) conexión intempestiva de grandes bloques de demanda (magnitudes iguales o mayores a 2% de la demanda), que toman completamente dicha carga en 1 minuto y (vi) eventos que modificaron la demanda y/o la generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionables (eólico, solar o mareomotriz) por consigna del COES. Luego, dichos periodos se excluirán del cálculo de los errores de pronóstico que señala el numeral siguiente.
- 2.3 Se calculan los errores de pronóstico de la demanda y de pronóstico de cada tipo de generación RER no gestionable por cada 15 minutos, los cuales consisten en la diferencia entre el valor ejecutado (obtenido del valor promedio ejecutado cada 15 minutos) y el valor programado (obtenido del PDO y/o último RDO vigente). Luego, se calculan los errores de pronóstico en resolución horaria, los cuales se obtienen promediando horariamente los errores obtenidos cada 15 minutos.
- 2.4 Si en la base histórica de los últimos 12 meses, se identifican periodos en los cuales no haya operado algún generador RER no gestionable ya sea porque aún no ingresaba en Operación Comercial o porque estuvo indisponible de manera continua más de 1 mes, entonces los errores de pronóstico para dichos periodos se completarán con la mejor información disponible de dichos errores de pronóstico.
- 2.5 Luego de calculados los errores de pronóstico, se procede a calcular la variación inter-horaria como la diferencia entre la desviación en un periodo horario y el periodo horario inmediato anterior. Posteriormente, las variaciones se acumularán en una ventana móvil del tiempo señalado en el numeral 1.3 del presente Anexo. En caso el COES disponga de una mejor información de dichos errores de pronósticos, lo justificará técnicamente para su respectiva consideración. En dicho caso, ya no se considerará la acumulación de variación inter-horaria.
- 2.6 Dichas variaciones se ajustan a una distribución estadística del tipo normal, tanto para la demanda como para cada tipo de generación RER no gestionable.
- 2.7 Luego, se suma las funciones de distribución normal de la demanda y de cada tipo de generación RER no gestionable, usando la técnica de la convolución matemática, a efectos de obtener una única función de distribución normal.
- 2.8 La magnitud de reserva para RS se determina como la potencia necesaria para cubrir una variabilidad correspondiente a un determinado nivel de confianza p, el cual no deberá ser inferior al 90%. Por tanto, la magnitud de reserva para RS a

subir será el p95 y la magnitud para RS a bajar será el p05 de la función de distribución normal determinada en el numeral anterior.

Anexo III**Metodología para el seguimiento de la reserva en Tiempo Real****1. Cálculo del déficit de reserva**

- 1.1 Se calculará el total de Déficit de Reserva de cada URS como la suma de los DRS y DRB según la siguiente metodología:
- 1.2 Se calcula la Reserva programada de la URS como la suma de las Reservas programadas a sus Grupos para RSF en el despacho de Regulación Secundaria, distinguiendo entre Reserva a Subir y Reserva a Bajar:

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

Donde:

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

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

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

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

- 1.3 Se calcula la Reserva Regulante de cada Grupo para RSF perteneciente a la URS como la Reserva útil para regulación, que se certifica en las pruebas de Calificación, minorada por los límites más restrictivos que la URS pueda presentar para cada Grupo para RSF (LSD, LID), distinguiendo entre Reserva Regulante a Subir y Reserva Regulante a Bajar.

- a. Se corrigen los Límites Declarados, si no son coherentes:

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

- b. Se calculan las Reservas Regulantes:

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

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

Donde:

RRS_j : Reserva Regulante a Subir del Grupo para RSF j.

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

PO_j : Programa de Operación del Grupo para RSF j.

LSD_j : Límite superior declarado del Grupo para RSF j.

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

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:

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

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

2. Seguimiento de la respuesta

2.1 En cada Ciclo de Operación se declarará la respuesta dinámica de la URS como Aceptable o No Aceptable, según la siguiente metodología:

2.2 Se calcula la respuesta dinámica teórica de la URS, como la potencia que debería estar generando la URS ($P_{mod,i}$) en respuesta a los requerimientos del COES ($P_{req,i}$)

- 2.3 La respuesta dinámica teórica de la URS ($P_{mod,i}$) en un ciclo n se calculará como incremento de generación teórica respecto al valor de la respuesta dinámica teórica en el ciclo anterior $n-1$, salvo que se cumplan la condición para inicializar de valor, en cuyo caso será igual a la potencia actual de la URS según lo detallado en el numeral 3.1 del Anexo I.
- 2.4 La condición para inicializar el valor de la respuesta dinámica teórica de la URS en un ciclo n será que haya un cambio en el estado de la URS entre el ciclo $n-1$ y el ciclo n salvo en el cambio de ACTIVO a INACTIVO.
- 2.5 Si la URS está en estado INACTIVO no se calculará $P_{req,i}$, de modo que, a efectos de cálculo de la respuesta dinámica teórica de la URS, se tomará como $P_{req,i}$ el último valor calculado mientras la URS estuvo en estado ACTIVO.
- 2.6 La metodología para calcular el incremento de generación que determina la respuesta dinámica teórica de la URS en un ciclo de operación será especificada por el COES en la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI.
- 2.7 Se calculará el error de respuesta (ER_i) como la desviación entre la potencia que debería estar generando y la potencia actual de la URS:

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

Donde:

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

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

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

- 2.8 Si el error de respuesta es mayor al valor ER_MAX , se declara la condición de respuesta No Aceptable y el control de ésta es suspendido, hasta que regrese al umbral predefinido. En caso contrario, se declara la condición de respuesta Aceptable.
- 2.9 Los valores de $T1$ y ER_MAX serán especificados por el COES en la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI.

Anexo IV

Metodología para el cálculo de las liquidaciones económicas del servicio de RSF

1. Estructura general de la liquidación a las URS

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

Derechos de cobro

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

Obligaciones de pago

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

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

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

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

- 1.4 Reserva Adjudicada

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

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

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

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

Donde:

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

$PRS_{t_{M.A.}}, PRB_{t_{M.A.}}$: Precios a subir y a bajar del Mercado de Ajuste para el Periodo de RRSF "t".

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

t : Periodos de RRSF del mes en evaluación.

1.5 Asignación de Reserva

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

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

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

Donde:

$RAS_{u,t_{M.A.}}, RAB_{u,t_{M.A.}}$: 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".

$PRS_{t_{M.A.}}, PRB_{t_{M.A.}}$: 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:

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

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

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

Donde:

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

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

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

T : Tiempo de duración de un Periodo de RRSF.

1.6 Pago por Reserva no suministrada

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

Se evalúa cada Periodo de RRSF para identificar si la reserva no suministrada es por causas imputables al Agente, lo cual es registrado en los reportes indicados en el numeral 5.11 del presente procedimiento. 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:

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

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

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

Donde:

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

- tS_i tB_j : Tiempo de duración de un intervalo de déficit de Reserva a subir y a bajar dentro del Periodo de RRSF evaluado, respectivamente.
- i, j : cantidad de intervalos de déficit de Reserva a subir y a bajar identificada, respectivamente.
- T : Tiempo de duración de un Periodo de RRSF.

1.7 Pago por Reserva no disponible

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

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

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

Donde:

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

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

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

T : Tiempo de duración de un Periodo de RRSF.

1.8 Compensaciones adicionales a las URS

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

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

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

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:

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

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

Donde:

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

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

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

Para las URS "u" que fueron requeridas a brindar RRSF según lo dispuesto en el numeral 11.9 del presente procedimiento, 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:

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

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

- $E_{s,t}$: Producción de energía del Grupo para RSF "u" en el Periodo de RRSF "t", prevista en el PDO o RDO que lo reemplace, calculada sin tener en cuenta la previsión de RS en el Sistema Aislado Temporal.
- $E_{c,t}$: Producción de energía del Grupo para RSF "u" en el Periodo de RRSF "t", prevista en el PDO o RDO que lo reemplace, calculada teniendo en cuenta la previsión de RS en el Sistema Aislado Temporal.
- $CMgCP_{u,t}$: CMgCP promedio en el Periodo de RRSF "t", en la Barra de Entrega del Grupo para RSF "u".
- t : Periodos de RRSF del mes en evaluación.
- $CO_{u,t}$: Costo de Oportunidad del Grupo para RSF "u", en el Periodo de RRSF "t".
- $CV_{u,t}$: Costo Variable de la URS "u", en el Periodo de RRSF "t".

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

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

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

Donde:

- $E_{idi_{s,u,t}}$ $E_{idi_{c,u,t}}$: Producción de energía identificadas.
- tSA : Tiempo de duración del Sistema Aislado Temporal
- T : Tiempo de duración de un Periodo de RRSF.

4. Asignación de las liquidaciones

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

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

Donde:

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

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

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

- PagRSF_i* : Asignación de pago del Participante “i” por el servicio de RSF
- LiqTot* : Liquidación total mensual por el servicio de RSF, que resulta de la suma de las liquidaciones calculadas en aplicación de los numerales 1, 2 y 3 del presente anexo.
- GenRER_Sol_eje_t* : Producción de energía en el Intervalo “t” utilizadas en el cálculo de la Máxima Demanda mensual a Nivel de Generación correspondiente a la generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable solar. Si algún generador tiene la titularidad de un Equipo RegFreg pero éste no se encuentre vinculado para algún Intervalo “t”, entonces el consumo de dicho Equipo se netea en la producción del generador.
- GenRER_Sol_prog_t* : Inyección prevista en el Intervalo “t”, a nivel de bornes de generación de los generadores con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable solar, enviado para el PDO y/o RDO que lo reemplazó. Si algún generador tiene la titularidad de un Equipo RegFreg pero éste no se encuentre vinculado para algún Intervalo “t”, entonces el consumo de dicho Equipo se netea en la producción del generador.
- GenRER_Eol_eje_t* : Producción de energía en el Intervalo “t” utilizadas en el cálculo de la Máxima Demanda mensual a Nivel de Generación correspondiente a la generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable eólica. Si algún generador tiene la titularidad de un Equipo RegFreg pero éste no se encuentre vinculado para algún Intervalo “t”, entonces el consumo de dicho Equipo se netea en la producción del generador.
- GenRER_Eol_prog_t* : Inyección prevista en el Intervalo “t”, a nivel de bornes de generación de los generadores con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionable eólica, enviado para el PDO y/o RDO que lo reemplazó. Si algún generador tiene la titularidad de un Equipo RegFreg pero éste no se encuentre vinculado para algún Intervalo “t”, entonces el consumo de dicho Equipo se netea en la producción del generador.

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

- 4.2 Para el cálculo de las desviaciones totales mensuales de los generadores con Recursos Energéticos Renovables (RER) no gestionables (eólico, solar o mareomotriz) y de la Demanda a Nivel de Generación, que se hace referencia en el numeral anterior, se excluirán los Intervalos de Mercado identificados en el numeral 2.2 del Anexo II del presente procedimiento.

Anexo V
Informe Anual

1. Realizar un estudio anual en el que se detalle lo siguiente:
 - a. Los resultados de la evaluación general del desempeño de la RSF detallada en el numeral 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. La Reserva total requerida para la RSF, según los criterios detallados en el Anexo II, y la Banda de potencia mínima señalado en el numeral 8.1.8.
 - d. Las constantes de ganancia y de tiempo a utilizar en el Regulador Proporcional-Integral del Regulador Maestro del COES, tanto para la configuración de todo el SEIN como para la configuración por áreas geográficas.
 - e. Las constantes de ganancia y de tiempo a utilizar en los reguladores de las URS que estén obligadas a tener capacidad de regulación propia.
 - f. Los factores K_{BC} que estiman las Características de Frecuencia medias de los Bloques de Control correspondientes al SEIN, las áreas geográficas y las URS que estén obligadas a tener capacidad de regulación propia, tal y como se especifica en el numeral 2 del Anexo I.
 - g. La Característica de Frecuencia mínima en el SEIN, considerando los efectos del comportamiento de la carga y la RPF.
 - h. La definición de las áreas geográficas predeterminadas, según las cuales estará configurado el programa AGC secundario, como se indica en el Anexo I.
 - i. Análisis de los parámetros y consideraciones técnicas usadas en el dimensionamiento de la RRSF y proponer una mejora en caso fuera necesario. Dicho análisis incluirá, como mínimo, lo siguiente: (i) revisión de idoneidad de la función de densidad de probabilidad vigente, (ii) métodos de procesamiento de información, (iii) tiempo de acumulación de las variaciones inter-horarias y (iv) revisión de modificaciones y/o inclusiones de nuevos factores que representen un efecto importante en las variaciones inter-horarias, y que pueda comprometer la seguridad del SEIN.
 - j. Propuesta factor de incentivo para determinar el Precio Límite del Mercado de Ajuste considerando criterios de costos de oportunidad, desempeño, entre otros.
2. Este estudio será remitido a OSINERGMIN, conteniendo la justificación debida, los valores de las magnitudes mencionadas y, eventualmente, las medidas correctivas necesarias para el correcto desempeño de la RSF.

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **ww2oV8Nmp8**
No aplica a notificaciones electrónicas.

Anexo VI**Contenido de la Nota Técnica**

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

Anexo VII**Pruebas de calificación de las URS****1. Pruebas de Calificación de las URS**

- 1.1 Se realizarán pruebas obligatorias a evaluar la capacidad de realizar RSF de las URS, en las siguientes condiciones:
 - a. Cada vez que el titular de la URS solicite la Calificación por primera vez o cuando se solicite la adición de Grupos para RSF a una URS calificada.
 - b. Las URS, cuyas pruebas posean una antigüedad mayor de cuatro (4) años.
 - c. Cuando el COES lo considere necesario, conforme al numeral 8 del presente Procedimiento.
- 1.2 Para todos los casos, el costo de estas pruebas será asumido por el titular de la URS que solicita la Calificación. El incumplimiento de estas pruebas obligatorias originará la pérdida de la Calificación.
- 1.3 La especificación de las pruebas de Calificación de las URS dependiendo del tipo de control de sus Grupos para RSF, será elaborada por el COES conforme la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI. El cual incluirá al menos las siguientes pruebas de los Grupos para RSF:
 - a. Velocidad de toma de carga y descarga de las unidades generación de la URS en control individual o control conjunto (centralizado).
 - b. Pruebas de integración y respuesta al mando remoto.

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

- 2.1 Se tomará como banda(s) de potencia a comprobar, las que fueron declarados en cada Grupo para RSF como útil para regulación secundaria. Para cada una de las bandas se aplicarán los numerales 2.2 y 2.3 siguientes.
- 2.2 Posicionado cada Grupo para RSF en el límite inferior de la banda, se dará orden remota de subir hasta el límite superior, midiendo en cada una el tiempo que el Grupo para RSF tarda en subir potencia, y el tiempo que tarda en alcanzar el límite superior, calculando así, el gradiente de toma de carga a subir.
- 2.3 Posicionando cada Grupo para RSF en el límite superior de la banda, el COES dará orden remota de bajar hasta el límite inferior, midiendo en cada una, el tiempo que el Grupo para RSF tarda en bajar potencia, y el tiempo que tarda en alcanzar el límite inferior, calculando así el gradiente de toma de carga a bajar.
- 2.4 Se comprobará que el tiempo de comienzo de respuesta de los Grupos para RSF de la URS, tanto a subir como a bajar, no sea superior a diez (10) segundos.

- 2.5 Se comprobará que los gradientes de toma de carga tanto a subir como a bajar en los Grupos para RSF de la URS en control individual o control conjunto, superen los mínimos valores establecidos en la Nota Técnica mencionada en el Anexo VI.
- 2.6 Para cada Grupo para RSF, los límites de la Banda de potencia declarada, en la que se cumpla las pruebas de los literales anteriores, constituirán los valores de límite superior regulante y límite inferior regulante.
- 2.7 El registro del resultado de las pruebas será responsabilidad del COES, utilizando la información que reciba desde la URS en el programa AGC durante el desarrollo de las mismas, teniendo en cuenta lo siguiente:
- a. La Banda de potencia establecida para la URS, será la suma de las Bandas de potencia de cada del Grupo para RSF perteneciente a la URS.
 - b. En caso alguna de las Unidades que componen la URS no se encuentre en posibilidad de prestar el servicio de RSF, la Banda de potencia de la URS será la suma de las Bandas de potencia del resto de unidades.
- 2.8 Luego del desarrollo de las pruebas, el COES tendrá un plazo máximo de diez (10) días hábiles para informar el resultado de estas mediante un informe.
- 2.9 La empresa que solicita la calificación de la URS tendrá un plazo de diez (10) días hábiles para efectuar comentarios al informe del COES. En un plazo máximo de diez (10) días hábiles de recibidos los comentarios, el COES los atenderá y notificará la calificación final (URS Apta o No Apta).

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

Anexo VIII**Lineamientos para la adjudicación del Mercado de Cobertura para la RSF**

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

El problema se formula de la siguiente manera:

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

Sujeto a:

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

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

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

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

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

Para ofertas simétricas:

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

Donde:

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

- $uup_{urs,t}$: Variable binaria de activación de la potencia adjudicada de la RSF a subir en la etapa t
- $udown_{urs,tr,t}$: Variable binaria 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 regla de prelación entre las ofertas empatadas que originan dicha condición será la fecha y hora de registro de la oferta, iniciando la adjudicación por las Ofertas con el registro más temprano, teniendo como referencia la fecha y hora de apertura del proceso de adjudicación para el Mercado de Cobertura.

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

Anexo IX**Metodología para la determinación de la reserva mínima requerida para la RSF**

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

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

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

Donde:

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

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

2. Las desviaciones máximas positivas y negativas calculadas, se ajustarán a una única función de densidad de probabilidad normal para cada Periodo de RRSF "t".
3. Con la función de densidad de probabilidad ajustada, se obtendrán las magnitudes de RRSF Mínima requerida a subir y a bajar para cada Periodo de RRSF, considerando los mismos parámetros de intervalos de confianza y la misma tipificación (por día típico y/o feriado), utilizados para el dimensionamiento de la RRSF, tal como se estipula en el Anexo II.

4. La Reserva Mínima requerida para la RSF se publicará y entrará en vigencia, en la misma oportunidad y plazos usados para la actualización mensual de la Reserva total requerida para la RSF (descrito en el Anexo II del presente procedimiento).

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **ww2oV8Nmp8**. No aplica a notificaciones electrónicas.

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 fijado por OSINERGMIN a propuesta del COES, a efectos de obtener el Precio Límite de la Oferta para el día en análisis en Mercado de Cobertura.

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

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

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

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

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

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

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **ww2oV8Nmp8**
No aplica a notificaciones electrónicas.

ANEXO 3

EJEMPLO DE LIQUIDACIONES DE RRSF

A continuación, se muestra un ejemplo de la liquidación del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para los agentes, según lo explicado en el Anexo IV del presente procedimiento.

1. RESERVA ADJUDICADA

Para las URSs con adjudicación en el Mercado de Cobertura RSF Up, la liquidación se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RAD_{up} = RAD_{u, t_{P.B.}} \times (PR_{S_{u, t_{P.B.}}} - PR_{S_{t_{M.A.}}})$$

PERIODO DE RSF	MW ADJUDICADOS EN EL MERCADO DE COBERTURA RUP (RAD _{u,t})			PRECIO OFERTADOS EN EL MERCADO DE COBERTURA RUP (PR _{S_{u,t}})			PRECIO DESPEJE EN EL MA (PR _{S_{u,t}})	APRECIOS DEL PRECIO OFERTADO EN EL MERCADO DE COBERTURA Y MA (PR _{S_{u,t}} - PR _{S_t})			RESERVA ADJUDICADA UP (S _t)		
	URS-EGN-001	URS-ENL-001	URS-CHI-001	URS-EGN-001	URS-ENL-001	URS-CHI-001		URS-EGN-001	URS-ENL-001	URS-CHI-001	URS-EGN-001	URS-ENL-001	URS-CHI-001
1	6	91	29	303	303	303	115	188	188	188	1,127	17,132	5,466
2	6	91	29	303	303	303	115	188	188	188	1,127	17,132	5,466
3	6	91	29	303	303	303	115	188	188	188	1,127	17,132	5,466
4	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
5	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
6	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
7	6	91	29	303	303	303	115	188	188	188	1,127	17,132	5,466
8	6	91	29	303	303	303	115	188	188	188	1,127	17,132	5,466
9	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
10	6	91	29	303	303	303	115	188	188	188	1,127	17,132	5,466
11	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
12	6	91	29	303	303	303	115	188	188	188	1,127	17,132	5,466
13	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
14	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
15	6	91	29	303	303	303	303	-	-	-	-	-	-
16	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
17	6	91	29	303	303	303	115	188	188	188	1,127	17,132	5,466
18	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
19	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
20	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
21	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
22	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
23	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
24	6	91	29	303	303	303	303	-	-	-	-	-	-

Tabla 1. Liquidación de la Reserva Adjudicada de la RSFUp

PERIODO DE RSF	MW ADJUDICADOS EN EL MERCADO DE COBERTURA RUP (RAD _{u,t})			PRECIO OFERTADOS EN EL MERCADO DE COBERTURA RUP (PR _{S_{u,t}})			PRECIO DESPEJE EN EL MA (PR _{S_{u,t}})	APRECIOS DEL PRECIO OFERTADO EN EL MERCADO DE COBERTURA Y MA (PR _{S_{u,t}} - PR _{S_t})			RESERVA ADJUDICADA UP (S _t)		
	URS-EGN-001	URS-ENL-001	URS-CHI-001	URS-EGN-001	URS-ENL-001	URS-CHI-001		URS-EGN-001	URS-ENL-001	URS-CHI-001	URS-EGN-001	URS-ENL-001	URS-CHI-001
1	6	91	29	303	303	303	115	188	188	188	1,127	17,132	5,466
2	6	91	29	303	303	303	115	188	188	188	1,127	17,132	5,466
3	6	91	29	303	303	303	115	188	188	188	1,127	17,132	5,466
4	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
5	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
6	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
7	6	91	29	303	303	303	115	188	188	188	1,127	17,132	5,466
8	6	91	29	303	303	303	115	188	188	188	1,127	17,132	5,466
9	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
10	6	91	29	303	303	303	115	188	188	188	1,127	17,132	5,466
11	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
12	6	91	29	303	303	303	115	188	188	188	1,127	17,132	5,466
13	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
14	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
15	6	91	29	303	303	303	303	-	-	-	-	-	-
16	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
17	6	91	29	303	303	303	115	188	188	188	1,127	17,132	5,466
18	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
19	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
20	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
21	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
22	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
23	6	91	29	303	303	303	231	72	72	72	435	6,606	2,108
24	6	91	29	303	303	303	303	-	-	-	-	-	-

Para la Reserva Adjudicada Down, la liquidación se calcula con la siguiente fórmula:

$$RAD_{down} = RAD_{u, t_{P.B.}} \times (PR_{B_{u, t_{P.B.}}} - PR_{B_{t_{M.A.}}})$$

Tabla 2. Liquidación de la Reserva Adjudicada de la RSFDown

PERIODO DE RSF	MV ADJUDICADOS EN EL MERCADO DE COBERTURA DOWN (RA_{down})			PRECIO OFERTADOS EN EL MERCADO DE COBERTURA DOWN (PRB_{down})			PRECIO DESPEJE EN EL MA (PRB_{MA})	Δ PRECIOS DEL PRECIO OFERTADO EN EL MERCADO DE COBERTURA Y MA ($PRB_{down} - PRB_{MA}$)			RESERVA ADJUDICADA DOWN (S.)		
	URS-EGN-001	URS-KLP-001	URS-FNX-001	URS-EGN-001	URS-KLP-001	URS-FNX-001		URS-EGN-001	URS-KLP-001	URS-FNX-001	URS-EGN-001	URS-KLP-001	URS-FNX-001
1	6	151	6	303	303	303	115	188	188	188	1,127	28,405	1,127
2	6	151	6	303	303	303	231	72	72	72	435	10,954	435
3	6	151	6	303	303	303	231	72	72	72	435	10,954	435
4	6	151	6	303	303	303	231	72	72	72	435	10,954	435
5	6	151	6	303	303	303	115	188	188	188	1,127	28,405	1,127
6	6	151	6	303	303	303	115	188	188	188	1,127	28,405	1,127
7	6	151	6	303	303	303	231	72	72	72	435	10,954	435
8	6	151	6	303	303	303	231	72	72	72	435	10,954	435
9	6	151	6	303	303	303	115	188	188	188	1,127	28,405	1,127
10	6	151	6	303	303	303	115	188	188	188	1,127	28,405	1,127
11	6	151	6	303	303	303	231	72	72	72	435	10,954	435
12	6	151	6	303	303	303	303	-	-	-	-	-	-
13	6	151	6	303	303	303	115	188	188	188	1,127	28,405	1,127
14	6	151	6	303	303	303	231	72	72	72	435	10,954	435
15	6	151	6	303	303	303	231	72	72	72	435	10,954	435
16	6	151	6	303	303	303	115	188	188	188	1,127	28,405	1,127
17	6	151	6	303	303	303	231	72	72	72	435	10,954	435
18	6	151	6	303	303	303	115	188	188	188	1,127	28,405	1,127
19	6	151	6	303	303	303	231	72	72	72	435	10,954	435
20	6	151	6	303	303	303	115	188	188	188	1,127	28,405	1,127
21	6	151	6	303	303	303	303	-	-	-	-	-	-
22	6	151	6	303	303	303	115	188	188	188	1,127	28,405	1,127
23	6	151	6	303	303	303	231	72	72	72	435	10,954	435
24	6	151	6	303	303	303	115	188	188	188	1,127	28,405	1,127

$$RAD_{ut} = RAD_{up} + RAD_{down}$$

Resultando en un valor total que es la suma del Mercado de Cobertura Up y Down.

Tabla 3. Liquidación total de la Reserva Adjudicada

PERIODO DE RSF	RESERVA ADJUDICADA (S.)				
	URS-EGN-001	URS-ENL-001	URS-CHI-001	URS-KLP-001	URS-FNX-001
1	2,254	17,132	5,466	28,405	1,127
2	1,562	17,132	5,466	10,954	435
3	1,562	17,132	5,466	10,954	435
4	869	6,606	2,108	10,954	435
5	1,562	6,606	2,108	28,405	1,127
6	1,562	6,606	2,108	28,405	1,127
7	1,562	17,132	5,466	10,954	435
8	1,562	17,132	5,466	10,954	435
9	1,562	6,606	2,108	28,405	1,127
10	2,254	17,132	5,466	28,405	1,127
11	869	6,606	2,108	10,954	435
12	1,127	17,132	5,466	-	-
13	1,562	6,606	2,108	28,405	1,127
14	869	6,606	2,108	10,954	435
15	435	-	-	10,954	435
16	1,562	6,606	2,108	28,405	1,127
17	1,562	17,132	5,466	10,954	435
18	1,562	6,606	2,108	28,405	1,127
19	869	6,606	2,108	10,954	435
20	1,562	6,606	2,108	28,405	1,127
21	435	6,606	2,108	-	-
22	1,562	6,606	2,108	28,405	1,127
23	869	6,606	2,108	10,954	435
24	1,127	-	-	28,405	1,127

2. RESERVA NO DISPONIBLE

La Reserva no disponible para las URSs con adjudicación en el Mercado de Cobertura, se calcula de la siguiente manera:

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

Tabla 4. Liquidación de la reserva no disponible

RESPONSABILIDAD TOTAL (MORIS + MORIS)					PRECIO UMTEDEL MA	CMOOP					1.1° MAXPRECIO UMTEDEL MA, CMOOP					PRONCI				
UMS-EGN-001	UMS-ENG-001	UMS-CH-001	UMS-ALP-001	UMS-FNK-001		UMS-EGN-001	UMS-ENG-001	UMS-CH-001	UMS-ALP-001	UMS-FNK-001	UMS-EGN-001	UMS-ENG-001	UMS-CH-001	UMS-ALP-001	UMS-FNK-001	UMS-EGN-001	UMS-ENG-001	UMS-CH-001	UMS-ALP-001	UMS-FNK-001
-	-	-	-	-	231	93	95	95	94	96	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	231	92	95	94	94	96	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	231	92	95	94	94	96	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	231	92	95	94	94	95	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	231	92	95	93	93	95	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	231	92	94	95	94	96	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	231	92	95	93	94	96	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	36	231	92	95	93	94	96	254	254	254	254	254	-	-	-	-
-	-	-	-	-	231	93	95	93	94	96	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	231	93	95	93	94	96	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	231	93	95	93	94	96	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	231	93	95	94	94	96	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	231	94	96	94	95	97	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	231	93	96	94	94	96	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	231	93	96	94	94	96	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	231	93	96	94	94	96	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	231	93	96	94	94	96	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-
8	-	-	-	-	231	93	96	93	94	96	254	254	254	254	254	1,993	-	-	-	-
-	-	-	-	-	231	93	96	94	94	96	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	231	103	104	102	103	105	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	231	132	134	131	131	135	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	231	132	133	131	131	134	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-
30	-	-	-	-	231	112	114	112	112	115	254	254	254	254	254	7,617	-	-	-	-
-	20	-	-	-	231	110	112	110	110	113	254	254	254	254	254	-	5,079	-	-	-
-	-	-	-	-	231	107	107	106	108	110	254	254	254	254	254	-	-	-	-	-

3. ASIGNACIÓN DE RESERVA

El cálculo de asignación de la liquidación de Asignación de Reserva se da en base a la siguiente fórmula:

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

Se tiene la siguiente magnitud de RSF colocada en el Mercado de Ajuste:

Tabla 5. Reserva Asignada a Subir en el Mercado de Ajuste

724PL	URS-SIK-001	URS-SIK-002	URS-SIK-003	URS-SIK-004	URS-EN-001	URS-KLP-001	URS-KLP-002	URS-EN-002	URS-EN-001	URS-EN-002	URS-CLP-001	URS-ENG-001	URS-KLP-003	URS-ICH-001	URS-EN-004	URS-CH-001	URS-CH-001	URS-RXK-001	URS-EN-005
1	0	0	0	0	0	0	196	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	150.56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	112.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	64.14	0	0	31.86	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	96	0	0	96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96
6	0	0	0	128.28	0	0	57.72	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	117	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96
8	0	0	0	0	0	0	117	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96
9	0	0	0	0	0	0	207	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	57.88	0	0	149.12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	128.28	0	0	78.72	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	222	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	222	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	11.16	0	0	0	0	0	0	0	165.99	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	165.99	0	0
17	0	0	0	0	0	0	56.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	165.99	0	0
18	0	0	0	0	0	0	139.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	82.99	0	0
19	0	0	0	0	0	0	56.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	165.99	0	0
20	0	0	0	0	0	0	30.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	165.99	0	0
21	0	0	0	0	0	0	196	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	165.99	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	165.99	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	20.01	0	0	0	0	0	0	0	165.99	0	0

Tabla 6. Reserva Asignada a Bajar en el Mercado de Ajuste

EPAU	LRS-STK-001	LRS-STK-002	LRS-STK-003	LRS-SIK-001	LRS-EA-001	LRS-KP-001	LRS-KAP-002	LRS-EEN-002	LRS-ENL-001	LRS-ENL-002	LRS-CJP-001	LRS-ENC-001	LRS-HR-003	LRS-YCH-001	LRS-ENL-004	LRS-CH-001	LRS-CHK-001	LRS-FW-001	LRS-ENL-005
1	0	0	0	0	0	0	189	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	150.56	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	112.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	64.14	0	0	31.86	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96
5	0	0	0	0	0	0	85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96
6	0	0	0	0	128.28	0	57.72	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	117	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96
8	0	0	0	0	0	0	117	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96
9	0	0	0	0	267	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96
10	0	0	0	0	57.88	0	149.12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	128.28	0	78.72	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	222	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	222	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	165.99	0	165.99	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	11.16	0	0	0	0	0	0	0	165.99	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	165.99	0	0
17	0	0	0	0	0	0	56.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	165.99	0	0
18	0	0	0	0	0	0	138.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	82.99	0	0
19	0	0	0	0	0	0	56.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	165.99	0	0
20	0	0	0	0	0	0	30.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	165.99	0	0
21	0	0	0	0	0	0	196	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	165.99	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	165.99	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	20.01	0	0	0	0	0	0	0	165.99	0	0

Producto de las asignaciones del Mercado de Ajuste se provocan los precios de despeje para RU y RDown como siguen:

Tabla 7. Precios de despeje por etapa del Mercado de Ajuste

PERIODO DE RSF	PRECIO DESPEJE RUP EN EL MA	PRECIO DESPEJE RDOWN EN EL MA
1	115.36	115.36
2	115.36	230.75
3	115.36	230.75
4	230.75	230.75
5	230.75	115.36
6	230.75	115.36
7	115.36	230.75
8	115.36	230.75
9	230.75	115.36
10	115.36	115.36
11	230.75	230.75
12	115.36	303.18
13	230.75	115.36
14	230.75	230.75
15	303.18	230.75
16	230.75	115.36
17	115.36	230.75
18	230.75	115.36
19	230.75	230.75
20	230.75	115.36
21	230.75	303.18
22	230.75	115.36
23	230.75	230.75
24	303.18	115.36

Resultando en una liquidación del Mercado de Ajuste como sigue:

Tabla 8. Liquidación de la Reserva Asignada a Subir en el Mercado de Ajuste

ETAPA URS	URS-STK-001	URS-STK-002	URS-STK-003	URS-STK-004	URS-EDN-001	URS-KLP-001	URS-KLP-002	URS-EDN-002	URS-ENL-001	URS-ENL-002	URS-CLP-001	URS-ENG-001	URS-KPL-003	URS-TCH-001	URS-ENL-004	URS-CHI-001	URS-CHG-001	URS-FIX-001	URS-ENL-005
1	-	-	-	-	-	21,456	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	17,368	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	13,018	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	-	-	-	14,800	-	7,352	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20,768
5	-	-	-	-	-	22,152	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20,768
6	-	-	-	29,601	-	13,319	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	-	-	13,497	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,382
8	-	-	-	-	-	13,497	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,382
9	-	-	-	-	-	47,785	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	-	-	-	6,677	-	17,202	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	-	-	-	29,601	-	18,165	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	25,609	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	-	-	-	-	-	51,227	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	-	-	-	-	-	-	-	3,384	-	-	-	-	-	-	-	-	38,302	-	-
16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	50,325	-	-
17	-	-	-	-	-	6,461	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38,302	-	-
18	-	-	-	-	-	32,077	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19,148	-	-
19	-	-	-	-	-	12,924	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19,150	-	-
20	-	-	-	-	-	6,925	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38,302	-	-
21	-	-	-	-	-	45,227	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38,302	-	-
22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38,302	-	-
23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38,302	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-	6,067	-	-	-	-	-	-	-	-	50,325	-	-

Tabla 9. Liquidación de la Reserva Asignada a Bajar en el Mercado de Ajuste

ETAPA URS	URS-STK-001	URS-STK-002	URS-STK-003	URS-STK-004	URS-EDN-001	URS-KLP-001	URS-KLP-002	URS-EDN-002	URS-ENL-001	URS-ENL-002	URS-CLP-001	URS-ENG-001	URS-KPL-003	URS-TCH-001	URS-ENL-004	URS-CHI-001	URS-CHG-001	URS-FIX-001	URS-ENL-005
1	-	-	-	-	-	21,456	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	34,742	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	26,040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	-	-	-	14,800	-	7,352	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20,768
5	-	-	-	-	-	11,074	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,382
6	-	-	-	14,798	-	6,658	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	-	-	26,998	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20,768
8	-	-	-	-	-	26,998	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20,768
9	-	-	-	-	-	23,879	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	-	-	-	6,677	-	17,202	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	-	-	-	29,601	-	18,165	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	67,306	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	-	-	-	-	-	25,609	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38,302	-	-
16	-	-	-	-	-	-	-	2,575	-	-	-	-	-	-	-	-	38,302	-	-
17	-	-	-	-	-	12,924	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19,148	-	-
18	-	-	-	-	-	16,036	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38,302	-	-
19	-	-	-	-	-	12,924	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,573	-	-
20	-	-	-	-	-	3,462	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38,302	-	-
21	-	-	-	-	-	59,424	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19,148	-	-
22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19,148	-	-
23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38,302	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-	2,308	-	-	-	-	-	-	-	-	19,148	-	-

4. RESERVA NO SUMINISTRADA

La Reserva No Suministra se calcula en base a la siguiente fórmula:

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

Tabla 10. Componentes del Pago por Reserva No Suministrada

PERIODO DE RSF	DERECHO DE RESERVA TOTAL (DRS + DRB)									1.1 * MAX(PRECIO LIMITE DEL MA, CMGCP)								
	URS-STK-004	URS-KLP-001	URS-CLP-001	URS-CHG-001	URS-ENL-005	URS-EGN-002	URS-ENL-001	URS-ENL-002	URS-CHI-001	URS-STK-004	URS-KLP-001	URS-CLP-001	URS-CHG-001	URS-ENL-005	URS-EGN-002	URS-ENL-001	URS-ENL-002	URS-CHI-001
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
2	-	-	-	-	90	-	-	-	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
3	-	-	-	73	-	-	-	-	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
5	-	-	-	-	-	-	6	-	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
6	-	-	-	-	90	-	-	-	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
7	-	-	-	-	-	20	-	-	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
8	-	-	-	-	-	-	58	-	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
14	56	-	-	-	-	-	-	36	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
15	-	45	-	-	-	-	-	35	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
16	-	-	56	-	-	-	-	-	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
18	-	-	-	-	-	-	-	-	19	254	254	254	254	254	254	254	254	254
19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
20	-	-	-	-	-	-	-	20	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254
24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	254	254	254	254	254	254	254	254	254

Tabla 11. Pago total por RNS

PRNS								
URS-STK-004	URS-KLP-001	URS-CLP-001	URS-CHG-001	URS-ENL-005	URS-EGN-002	URS-ENL-001	URS-ENL-002	URS-CHI-001
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	22,844	-	-	-	-
-	-	-	18,567	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	1,523	-	-
-	-	-	-	22,844	-	-	-	-
-	-	-	-	-	4,962	-	-	-
-	-	-	-	-	-	14,691	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-
14,217	-	-	-	-	-	-	9,095	-
-	11,384	-	-	-	-	8,884	-	-
-	-	14,217	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	4,856
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	5,023
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-

Con todo lo anterior, el derecho de cobro total para cada URS es lo siguiente:

Tabla 11. Derecho de cobro total por cada URS

TOTAL	URS-STK-001	URS-STK-002	URS-STK-003	URS-STK-004	URS-EGN-001	URS-KLP-001	URS-SALP-002	URS-EGN-002	URS-ENL-001	URS-ENL-002	URS-CLP-001	URS-ENG-001	URS-KLP-003	URS-TCH-001	URS-ENL-004	URS-SCH-001	URS-CHG-001	URS-FNK-001	URS-ENL-005	
1	-	-	-	-	2,254	49,861	-	-	17,132	-	-	-	24,340	-	-	-	5,466	-	1,127	
2	-	-	-	-	1,562	28,322	-	-	17,132	-	-	-	26,569	-	-	-	5,466	9,530	435	22,844
3	-	-	-	-	1,385	1,562	23,972	-	-	17,132	-	-	-	47,304	-	-	5,466	18,567	435	-
4	-	-	-	-	14,800	969	18,305	-	-	25,683	9,957	19,655	-	-	-	-	2,108	-	435	20,768
5	-	-	-	-	14,282	1,562	50,557	-	-	5,083	-	-	-	-	-	-	2,108	9,366	1,127	20,768
6	-	-	-	-	29,601	1,562	41,724	-	-	6,606	8,075	5,883	-	-	-	-	2,108	-	1,127	22,844
7	-	-	-	-	13,497	1,562	10,954	-	4,962	30,344	15,998	-	-	-	-	-	5,466	18,659	435	10,382
8	-	-	-	-	14,583	1,562	24,450	-	-	2,440	16,153	-	-	-	-	-	5,466	-	8,683	10,382
9	-	-	-	-	14,585	1,562	76,170	-	-	6,606	-	5,646	-	-	-	-	2,108	5,956	1,127	-
10	-	-	-	-	14,497	2,254	45,607	-	-	17,132	-	-	-	-	-	-	5,466	18,366	1,127	-
11	-	-	-	-	29,601	969	29,118	-	13,635	6,606	-	15,730	-	-	23,015	-	2,108	-	435	-
12	-	-	-	-	18,928	1,127	25,609	-	-	17,132	-	-	-	-	34,666	-	5,466	-	11,588	-
13	-	-	-	-	-	1,562	79,631	-	-	6,606	7,192	-	-	-	-	-	2,108	17,609	1,127	-
14	-	-	-	-	14,217	969	10,954	-	-	6,606	9,095	-	-	41,344	-	-	2,108	38,302	435	-
15	-	-	-	-	-	435	430	-	-	5,500	-	20,768	-	-	-	-	-	50,325	435	20,768
16	-	-	-	-	-	1,562	28,405	-	-	6,606	4,133	14,217	-	-	20,668	-	2,108	38,302	1,127	-
17	-	-	-	-	29,174	431	17,415	-	13,635	17,132	-	-	-	-	-	-	10,457	19,148	435	-
18	-	-	-	-	13,547	1,562	60,481	-	-	6,606	-	-	-	-	-	-	2,748	28,197	1,127	-
19	-	-	-	-	-	969	23,878	-	-	6,606	8,667	16,849	-	-	24,095	-	2,108	38,302	435	-
20	-	-	-	-	13,899	1,562	35,330	-	-	6,606	5,043	-	-	-	-	-	2,915	38,302	1,127	-
21	-	-	-	-	-	6,771	45,227	-	-	8,425	20,780	26,853	-	-	-	-	2,108	-	-	-
22	-	-	-	-	-	6,056	28,405	-	-	6,606	-	-	-	21,226	-	-	2,108	38,302	1,127	-
23	-	-	-	-	29,174	969	10,954	-	-	21,042	-	-	-	-	-	-	2,108	38,302	435	-
24	-	-	-	-	-	1,127	28,405	-	-	6,067	-	-	-	-	-	-	-	50,325	1,127	-
TOTAL	2,380,125																			

Considerando los siguientes datos de un agente, los pagos se realizarán de la siguiente manera:

Dato	Valor	Unidad	Definición
DT_RER	100	MWh	Desviación total de la generación renovable
DT_DEM	100	MWh	Desviación total de la demanda
DT_RERi	10	MWh	Desviación de los generadores renovables del participante i
$\sum_i \text{Retiros}_i$	30	MWh	Retiros de todos los participantes
Retiroi	15	MWh	Retiros del participante i
LiqTotal	2,380,125	S/.	Derecho de cobro total de las URS calculado en el ítem anterior

$$\text{PagoRSF}_i = \frac{\text{LiqTot}}{\text{DT_RER} + \text{DT_Dem}} \times \text{DT_RER}_i + \frac{\frac{\text{LiqTot}}{\text{DT_RER} + \text{DT_Dem}} \times \text{DT_Dem}}{\sum_i \text{Retiro}_i} \times \text{Retiro}_i$$

$$\text{PagoRSF}_i = \frac{2,380,125}{200} * 10 + \frac{\frac{2,380,125}{200} * 100}{30} * 15 = S/ 714,037$$