

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 227-2019-OS/CD

Lima, 17 de diciembre de 2019

VISTA:

La propuesta presentada por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional ("COES") remitida mediante carta COES/D-412-2019; asimismo, la respuesta del COES a las observaciones de Osinergmin presentada mediante carta COES/D-968-2019 y los Informes Ns° XXX y XXX-2019-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas.

CONSIDERANDO:

Que, en el literal c) del numeral 3.1 del artículo 3, de la Ley N° 27332, Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, se señala que la función normativa de los Organismos Reguladores comprende la facultad de dictar, en el ámbito y materia de sus respectivas competencias, entre otros, reglamentos y normas técnicas. En tal sentido, conforme a lo establecido en el artículo 21 de su Reglamento General, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, corresponde a Osinergmin dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos, aplicables a todas las entidades y usuarios que se encuentren en las mismas condiciones. Estos reglamentos y normas podrán definir los derechos y obligaciones de las entidades y de éstas con sus usuarios;

Que, de conformidad con el artículo 14 del Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 001-2009-JUS y con el artículo 25 del Reglamento General de Osinergmin, constituye requisito previo para la aprobación de los reglamentos dictados por el ente Regulador, que sus respectivos proyectos hayan sido publicados en el diario oficial, con el fin de recibir los comentarios de los interesados, los mismos que no tendrán carácter vinculante ni darán lugar al inicio de un procedimiento administrativo;

Que, habiéndose recibido la propuesta del COES y efectuado el respectivo análisis por parte de Osinergmin, corresponde publicar el proyecto de resolución que modifica el Procedimiento Técnico del COES N° 21 "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia" (PR-21), aprobado con Resolución N° 195-2016-OS/CD, al amparo de lo dispuesto en la Ley N° 28832, el Reglamento del COES y la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos, aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD y modificatorias, para la recepción de opiniones y sugerencias por parte de los interesados;

Que, sobre la base de una evaluación a la aplicación del PR-21 en los últimos años, mediante carta COES/D-412-2018, el COES remitió a Osinergmin una propuesta de modificación del PR-21, con la finalidad de perfeccionar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) en el SEIN con relación a los siguientes aspectos: (i) mejorar el mecanismo de delegación del servicio de RPF en el SEIN, (ii) permitir la delegación del servicio de la RPF de manera parcial, (iii) establecer un límite al periodo de delegación del servicio de la RPF, (iv) agregar las nuevas tecnologías para brindar el servicio de la RPF, y (v) prohibir la asignación del servicio de RPF a las URS (Unidades de Regulación Secundaria) asignadas para el servicio de RSF, aspectos que han sido sometidos al análisis de Osinergmin para la formulación de su propuesta;

Que, atendiendo a que se han presentado adicionalmente diversas modificaciones menores, propuestas por el COES en el contenido del PR-21, resulta conveniente aprobar un nuevo texto de dicho procedimiento y dejar sin efecto el aprobado con Resolución N° 195-2016-OS/CD, para facilitar

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 227-2019-OS/CD**

el manejo del mismo por parte de los administrados; no obstante, solamente los cambios respecto al PR-21 vigente son los que se someten a comentarios de los interesados;

Que, finalmente se han emitido el [Informe Técnico N° 596-2019-GRT](#) y el [Informe Legal N° 597-2019-GRT](#) de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin;

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

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 36-2019.

SE RESUELVE

Artículo 1°.- Disponer la publicación, en el portal de internet de Osinergmin <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2019.aspx> del proyecto de resolución mediante el cual se aprueba el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” (PR-21), conjuntamente con su exposición de motivos, el [Informe Técnico N° 596-2019-GRT](#) y el [Informe Legal N° 597-2019-GRT](#) de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los mismos que forman parte integrante de la presente resolución.

Artículo 2°.- Definir un plazo de treinta (30) días calendario contados desde el día siguiente de la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano, a fin de que los interesados remitan por escrito sus opiniones y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin, ubicada en la Avenida Canadá N° 1460, San Borja, Lima. Las opiniones y sugerencias también podrán ser remitidas vía Internet a la siguiente dirección de correo electrónico: PRCOES@osinergmin.gob.pe. La recepción de los comentarios en medio físico o electrónico, estará a cargo de la Sra. Carmen Ruby Gushiken Teruya. En el último día del plazo, sólo se analizarán los comentarios recibidos hasta las 05:30 p.m., en cualquiera de los medios antes indicados.

Artículo 3°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano.

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

Lima, ... de de 2020

CONSIDERANDO

Que, mediante Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se estableció en el literal b) de su artículo 13 como una de las funciones de interés público a cargo del COES, elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por Osinergmin. Anteriormente, de conformidad con lo previsto en el artículo 40 del Decreto Ley N° 25844 y en el artículo 86 de su Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM, la competencia para la aprobación de los procedimientos técnicos del COES (que incluye su Glosario de Abreviaturas y Definiciones), recaía en el Ministerio de Energía y Minas;

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

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

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

Que, en el marco de lo anterior, mediante Resolución N° 194-2013-OS/CD del 04 de octubre de 2013, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 21 “Reserva rotante para la regulación primaria de frecuencia” (en adelante “PR-21”). Sin embargo, en el año 2016, se tuvo la necesidad de actualizarlo con la finalidad de modificar la metodología de evaluación de cumplimiento de la prestación del servicio de Regulación Primaria de frecuencia (RPF), ajuste de los requerimientos técnicos exigidos para la prestación de la RPF, entre otros temas. Por lo que, mediante Resolución N° 195-2016-OS/CD se aprobó un nuevo PR-21, el cual entró en vigencia el 04 de agosto de 2016, y modificado mediante Resolución N° 269-2016-OS/CD;

Que, sobre la base de una evaluación a la aplicación del PR-21 en los últimos años, mediante carta COES/D-412-2019, el COES remitió a Osinergmin una propuesta de modificación del PR-21, con la finalidad de perfeccionar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) en el SEIN con relación a los siguientes aspectos: (i) mejorar el mecanismo de delegación del servicio de RPF en el SEIN, (ii) permitir la delegación del servicio de la RPF de manera parcial, (iii) establecer un límite al periodo de delegación del servicio de la RPF, (iv) agregar las nuevas tecnologías para brindar el servicio de la RPF, y (v) prohibir la asignación del servicio de RPF a las URS (Unidades de Regulación Secundaria)

asignadas para el servicio de RSF, aspectos que han sido sometidos al análisis de Osinergmin para la formulación del proyecto del nuevo PR-21;

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 699-2019-GRT del 16 de julio de 2019 se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-21, otorgándosele un plazo de veinte (20) días hábiles, ampliados en veinte (20) días adicionales a solicitud del COES, para subsanar las mismas. Con fecha 16 de setiembre de 2019, mediante la carta COES/D-968-2019, el COES remitió a Osinergmin la subsanación de dichas observaciones;

Que, con Resolución N° ...-2019-OS/CD, se publicó el proyecto de resolución con el cual se aprueba el nuevo PR-21, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía y en el artículo 14 del Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, y en el artículo 25 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, en la citada Resolución N° ...-2019-OS/CD se otorgó un plazo de treinta (30) días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación en el diario oficial, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas;

Que, los comentarios y sugerencias presentados oportunamente han sido analizados en el Informe Técnico N° ...-2020-GRT, previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5.3 del Reglamento del COES, habiéndose acogido aquellos que contribuyen con el objetivo del procedimiento técnico, correspondiendo la aprobación final del procedimiento;

Que, atendiendo a que, adicionalmente se han presentado diversas modificaciones menores, propuestas por el COES en el extenso del PR-21, resulta conveniente aprobar un nuevo texto de dicho procedimiento y dejar sin efecto el aprobado con Resolución N° 195-2016-OS/CD, para facilitar el manejo del mismo por parte de los administrados;

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

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

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

SE RESUELVE

Artículo 1°.- Aprobar el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 21 "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia" (PR-21) contenido en el Anexo de la presente Resolución.

Artículo 2°.- Derogar el Procedimiento Técnico del COES N° 21 "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia" aprobado con Resolución N° 195-2016-OS/CD y modificatorias.

Artículo 3°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla, conjuntamente con el Informe Técnico N° ...-2020-GRT y el Informe Legal N° ...-2020-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas, en el portal de internet de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2019.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente Resolución

Anexo

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-21
RESERVA ROTANTE PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA		
▪ Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° XXX-2020 -OS/CD, publicada XX de XXXX de 2020.		

1. OBJETIVO

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 Primaria de Frecuencia (RPF).

2. BASE LEGAL

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

- 2.1 Ley N° 28832 – Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.2 Decreto Ley N° 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas;
- 2.3 Decreto Supremo N° 027-2008-EM – Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES);
- 2.4 Decreto Supremo N° 009-93-EM – Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;
- 2.5 Decreto Supremo N° 037-2006 – Reglamento de Cogeneración
- 2.6 Decreto Supremo N° 020-97-EM – Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE);
- 2.7 Resolución Directoral N° 014-2005–EM/DGE – Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI).

3. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

- 3.1 Para la aplicación del presente procedimiento, los términos en singular o plural que estén contenidos en éste e inicien con mayúscula, se encuentran definidos en el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC”, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001- EM/VME o la norma que lo sustituya; y en su defecto, serán aquellas definiciones contenidas en las normas citadas en la Base Legal.
- 3.2 En todos los casos, cuando se citen Procedimientos Técnicos o cualquier otro dispositivo legal en el presente procedimiento, se entenderá que incluyen sus normas modificatorias y sustitutorias.
- 3.3 Para la aplicación del presente procedimiento, los siguientes términos en singular o plural que se inicien con mayúscula tienen el significado que se indica a continuación:
Delegante: Aquella central y/o unidad de generación que brinda el servicio de RPF a través de otra central y/o unidad de generación; siempre que la causa sea una imposibilidad técnica debidamente sustentada.

Encargada: Aquella central y/o unidad de generación que brinda el servicio de RPF por otra(s) unidad(es) y/o centrales de generación.

Equipo para RPF: Equipo para RPF: Equipo que pertenece a una central y/o unidad de generación, y que es utilizado para brindar el servicio de RPF según lo establecido en el presente procedimiento. Este equipo no podrá exceder al margen de reserva para RPF asignada a la central y/o unidad de generación más un margen de $\pm 5\%$ (variación anual de la reserva asignada para la RPF), debiendo encontrarse obligatoriamente dentro de las instalaciones de la central.

4. ALCANCE

Este procedimiento es de cumplimiento para todas las unidades de generación según la Base Legal del numeral 2 del presente procedimiento.

5. PRODUCTOS

- 5.1 Reporte semanal del cumplimiento del servicio de RPF de las unidades de generación. Incluye la evaluación de consistencia de datos.
- 5.2 Reporte preliminar del cumplimiento del servicio de RPF de las unidades de generación.
- 5.3 Informe mensual de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF de las unidades de generación.
- 5.4 Informe anual que determine la magnitud de RRPF a ser asignada en la programación de mediano y corto plazo.
- 5.5 Estudio anual donde determina, cuando corresponda:
 - a) La magnitud máxima de potencia de RPF que podría ser cedida por las Delegantes o asumida por las Encargadas en cada área representativa del SEIN definida por el COES.
 - b) La actualización del Costo Unitario de Reserva Rotante para RPF (CUR) según los considerandos establecidos en el Anexo 4.
 - c) La actualización del Factor de Cumplimiento (FaC) según los considerandos establecidos en el numeral 13.1 del presente procedimiento.
 - d) El tiempo de respuesta (TR) exigido para la entrega de la reserva asignada.

6. HORIZONTE, PERIODICIDAD Y PLAZOS

- 6.1 El informe anual que determina la magnitud de la RRPF, se presentará de acuerdo con los plazos establecidos en el numeral 6.2.1 de la NTCOTRSI y será remitido a OSINERGMIN para su aprobación.
- 6.2 La versión preliminar del reporte de cumplimiento del servicio de RPF de las unidades de generación, deberá ser emitido el tercer día calendario de haber culminado el mes de valorización.
- 6.3 Asimismo, la publicación final del informe mensual de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF, será publicado en la página web del COES al quinto día calendario de haber culminado el mes de valorización.

- 6.4 El reporte semanal de cumplimiento diario del servicio de RPF, tendrá el mismo horizonte de tiempo del Programa Semanal de Operación, y será emitido el miércoles inmediato posterior a la semana operativa evaluada. En caso este no sea un día hábil, la emisión se realizará el día hábil siguiente.
- 6.5 Cada Generador Integrante deberá remitir diariamente al COES los registros de frecuencia y potencia según lo establecido en el literal f) del numeral 7.2 del presente procedimiento, así mismo, las URS que hayan brindado el servicio de RSF, deberán remitir los registros de la señal de potencia consigna del AGC (set point) al segundo y/o las señales individualizadas y procesadas internamente en planta para cada unidad de generación (en aquellos casos en los que una URS esté conformada por más de una (01) unidad de generación), según lo establecido en el literal g) del numeral 7.2 del presente procedimiento. La información mencionada deberá ser remitida hasta las 08:00 horas del día siguiente, en el formato y medio establecido por el COES. Esta información no es exigible a aquellas unidades de generación que no operaron durante el día de evaluación.
- 6.6 El estudio anual señalado en el numeral 5.5 será publicado antes del 30 de noviembre del año correspondiente.

7. OBLIGACIONES

7.1 Del COES

- a) Proponer anualmente al Osinergmin la magnitud de RRPF requerida por el SEIN, mediante un informe que considere criterios técnicos y económicos, de acuerdo con la metodología contenida en el Anexo 1.
- b) Asignar la magnitud de RRPF aprobada por el Osinergmin en la programación de mediano y corto plazo de la operación del SEIN.
- c) Publicar en su portal de Internet el reporte semanal del cumplimiento diario del servicio de RPF.
- d) Publicar en su portal de Internet el reporte preliminar del cumplimiento del servicio de RPF.
- e) Publicar en su portal de Internet el informe mensual de evaluación del cumplimiento del servicio de RPF (este informe debe incluir las evaluaciones del cumplimiento de la RPF de las centrales y/o unidades de generación, Equipos para RPF, áreas representativas, entre otros).
- f) Mantener el registro histórico de las mediciones de potencia, frecuencia y consignas de potencia (para el caso de URS) asociados a la evaluación de cumplimiento de la RPF por un plazo mínimo de un (01) año. Los agentes podrán solicitar la información de sus registros históricos en caso sea requerido.
- g) Cuando se formen temporalmente áreas aisladas en el SEIN por mantenimientos o contingencias, el COES podrá definir nuevos porcentajes de RRPF a las unidades de generación en cada área aislada.
- h) Calcular anualmente la magnitud máxima de potencia de RPF que podría ser cedida por las Delegantes o asumida por las Encargadas en cada área representativa del SEIN definidas por el COES.

Los resultados serán comunicados a los integrantes, los cuales tendrán un plazo de 5 días hábiles para hacer de conocimiento de COES sus observaciones. Asimismo, estos resultados serán publicados en la página web del COES y considerados para la programación de la operación del mediano y corto plazo del SEIN.

- i) Determinación del CUR de acuerdo a lo detallado en el Anexo 4 del presente procedimiento.

7.2 De los Integrantes del COES

- a) Brindar el servicio de RPF que corresponde a cada una de sus unidades de generación mediante las mismas o a través de una Encargada.
- b) Mantener el estatismo, banda muerta y otros parámetros del regulador de velocidad en los valores necesarios para cumplir en todos sus extremos el presente procedimiento.
- c) Garantizar la correcta operación y desempeño estable y seguro para el SEIN de sus unidades de generación durante la prestación del servicio de RPF, según lo establecido en el presente procedimiento.
- d) Entregar al COES oportunamente la información técnica actualizada de sus unidades de generación, de acuerdo con lo establecido en el presente procedimiento.
- e) En caso el Integrante tenga la necesidad de modificar los parámetros del regulador de velocidad de su unidad de generación, deberá solicitar dicha actividad en los plazos establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 12 “Programación de Intervenciones por Mantenimiento y por Otras Actividades en Equipos del SEIN”. Asimismo, deberá informar al COES la nueva configuración en un plazo no mayor a 48 horas luego de haber finalizado los trabajos. El COES en caso considere necesario podrá solicitar la actualización del estudio técnico al que se refiere el literal c) del presente numeral.
- f) Disponer de un sistema de medición debidamente calibrado según lo detallado en el numeral 8.4 del presente documento.
- g) Para el caso de aquellas unidades de generación que formen parte de una URS¹ y no se encuentren evaluadas como Central según el literal precedente, deberán disponer de un sistema de registro de las consignas de potencia directas del AGC o de las consignas de potencia internas correspondiente a cada una de las unidades de generación que compongan la URS, con capacidad de almacenamiento de treinta y un (31) días.
- h) Comunicar al COES en caso una unidad de generación de su propiedad quedara imposibilitada parcial o totalmente para realizar la RPF en tiempo real, indicando la causa y tiempo estimado para superar la deficiencia.

8. REQUISITOS E INFORMACION TÉCNICA PARA EL SERVICIO DE RPF

- 8.1 Los requisitos técnicos que deberán cumplir las unidades de generación para brindar el servicio de RPF son los siguientes:

¹ El concepto de URS se encuentra dispuesto en el Procedimiento Técnico COES N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia”

- a) Operar con el regulador de velocidad en modo estatismo (“Droop mode”), con el limitador del regulador de velocidad al 100% de su apertura y no tener ningún tipo de bloqueo ni limitación por lo menos dentro de la banda de frecuencia de referencia en operación normal.

$$f_{\min \rightarrow \text{gen}} < f < f_{\max \rightarrow \text{gen}}$$

$$f_{\min \rightarrow \text{gen}} \text{ y } f_{\max \rightarrow \text{gen}} :$$

Donde:

$f_{\max \rightarrow \text{gen}}$: Límite superior de la frecuencia que aseguran la respuesta de las unidades de generación.

$f_{\min \rightarrow \text{gen}}$: Límite inferior de la frecuencia que aseguran la respuesta de las unidades de generación.

f_n : Frecuencia nominal, para el SEIN es 60Hz.

- b) Su estatismo permanente deberá ser ajustable al menos dentro de un rango de 2% a 7%. Las unidades podrán ser ajustadas con estatismos diferentes siempre y cuando cumplan con lo establecido en el literal c) del numeral 7.2 del presente procedimiento.
- c) La Banda muerta deberá ser ajustada en una magnitud igual o inferior a $\pm 0,05\%$ de la frecuencia de referencia ($\pm 0,030$ Hz).

8.2 La información técnica de las centrales y/o unidades de generación que los Integrantes deben remitir al COES es la siguiente.

- a) Banda muerta (rango de ajuste y calibración actual).
- b) Estatismo transitorio y permanente (rango de ajuste y calibración actual).
- c) Tiempo de establecimiento (tiempo que transcurre desde la ocurrencia de una perturbación hasta que el valor de potencia de generación entra al rango del $\pm 10\%$ del valor final).
- d) Modelos matemáticos y parámetros ajustados luego de la puesta en servicio en diagrama de bloques, así como la documentación técnica que permita verificar y/o efectuar simulaciones dinámicas del desempeño de los sistemas de control de velocidad en concordancia con lo dispuesto en el numeral 1.4.5 de la NTCOTRSI.
- e) Cualquier otra información que a criterio de COES sea necesaria, tales como planos, protocolos de ensayo, manuales del fabricante e información técnica adicional.

La información mencionada en los literales anteriores deberá ser actualizada cada vez que se efectúe una modificación y/o ampliación de equipos y/o instalaciones que afecten los parámetros de ajuste de los controladores de las unidades de generación.

8.3 Las unidades de generación que realicen la función de Encargadas podrán asumir como máximo una reserva delegada que sumada a la reserva propia les permita cumplir con lo especificado en el numeral 8.1.

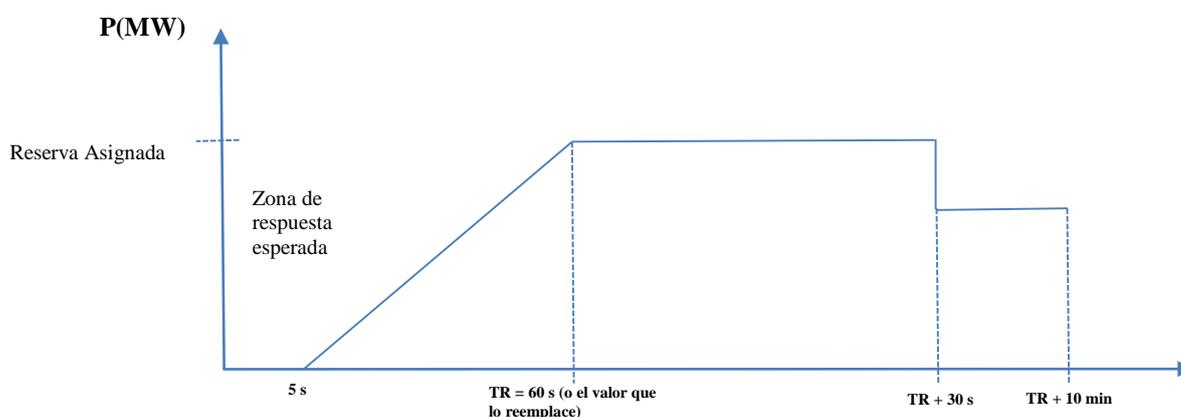
8.4 Las unidades de generación que realicen la función de Encargadas y que utilicen los Equipos para RPF para brindar el servicio de RPF, tendrán la condición de Encargadas únicamente durante los periodos que se encuentren operando conectadas al SEIN, caso

contrario, se aplicará lo estipulado en el literal h) del numeral 4 del Anexo 3 del presente procedimiento.

- 8.5 El sistema de medición que registre continuamente la frecuencia y potencia en bornes de la unidad de generación deberá encontrarse debidamente calibrado, y poseer una resolución mínima de una muestra (01) por segundo con estampado de tiempo, una precisión de 0,5% para la medición de potencia activa y una precisión de 0,01 Hz para la frecuencia. Esta información de potencia y frecuencia deberá mantenerse almacenada como mínimo para una ventana móvil de treinta y un (31) días. La sincronización de tiempo deberá realizarse a través de un GPS.
- 8.6 En caso un Generador Integrante decida que todas las unidades de una Central o URS de su titularidad, sean evaluadas como si fuese una sola unidad de generación, deberá comunicar al COES por escrito dicha decisión, indicando las unidades que deben ser consideradas bajo este supuesto. La reserva asignada para RPF será igual a la sumatoria de las reservas individuales asignadas, pudiendo contar con un solo equipo de medición que cumpla con las condiciones mencionadas en el párrafo precedente.

9. SERVICIO DE REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA

- 9.1 El tiempo de respuesta (TR) exigido para la entrega de la reserva asignada será el que defina el COES, bajo su responsabilidad, en el Estudio anual mencionado en el numeral 5.5 del presente Procedimiento.
- 9.2 La respuesta de las unidades de generación ante una disminución de frecuencia debe ser la siguiente:
- Tomando la frecuencia de referencia de 60,0 Hz, ante un Evento que ocasione un déficit de generación (tiempo = cero) igual o mayor a la RPPF del SEIN, la potencia asignada a una unidad de generación para RPF debe comenzar a ser aportada en los 5 primeros segundos de ocurrido el Evento y llegar a su valor de aporte antes del tiempo de respuesta TR. Durante la operación del sistema, esta potencia asignada para RPF debe ser sostenida hasta por 30 segundos adicionales cuando se trate de una falla que provoque un déficit de generación igual al margen asignado para RPF.
 - A partir del tiempo de respuesta TR más treinta (30) segundos, el aporte de RPPF podrá descender en 15%. Esta potencia debe ser sostenible por 10 minutos.
 - La siguiente figura resume lo expresado en los literales a) y b) previos.



10. SOBRE LA DELEGACIÓN DEL SERVICIO

- 10.1 La delegación deberá realizarse por día calendario completo y por un periodo mínimo de un día. Para ello, el titular de la unidad de generación Delegante deberá comunicar su solicitud al COES, conforme a los medios y formas establecidos por éste, hasta las nueve (09:00) horas del día previo a que se ejecute la delegación, detallando la vigencia de la delegación, no se considerarán solicitudes fuera de plazo.
- 10.2 En caso la Encargada y Delegante sean de diferentes titulares, las partes deberán expresar su conformidad según los medios y formas establecidos por el COES, considerando el mismo plazo indicado en el numeral precedente. El COES podrá rechazar la solicitud de delegación cuando detecte algún incumplimiento a lo establecido en el presente procedimiento.
- 10.3 Aquellas unidades de generación que formen temporalmente un área aislada con solo una unidad de generación no podrán delegar el servicio durante el periodo de duración.

11. PROGRAMACIÓN DE LA RESERVA PARA RPF EN EL DESPACHO ECONÓMICO

En las restricciones del despacho económico, para cada período de optimización del Programa Diario de Operación y del Programa Semanal de Operación se incluirá el porcentaje de RPF asignado a cada una de las unidades de generación comprendidas dentro del alcance del presente procedimiento según la fórmula (1).

$$\frac{P_{\text{mínimai}}}{1 - \% \frac{RA}{100}} \leq \text{Generación}_{i,p} \leq \frac{\text{Disponible MW}_{i,p}}{1 + \% \frac{RA}{100}} \dots (1)$$

Donde:

- $\text{Generación}_{i,p}$: Variable de decisión que indica el nivel de generación en MW de la unidad de generación i para el período de optimización p .
- $\text{Disponible MW}_{i,p}$: Potencia máxima (en MW) que puede entregar una unidad de generación “ i ” para el despacho económico en el período de optimización p . La potencia máxima se determinará tomando en cuenta todo aquello que cause una reducción de la Potencia efectiva, tales como: condiciones hidrológicas y ambientales del día previo al despacho económico, Indisponibilidades parciales u otros similares.
- $\% RA$: Reserva primaria asignada a la unidad de generación, determinado en el estudio anual indicado en el numeral 5.3 expresado en %.
- $P_{\text{mínimai}}$: Generación Mínima Técnica de la unidad de generación “ i ” registrada en su correspondiente ficha técnica aprobada por el COES.

12. EVALUACION DEL SERVICIO, DE LA INFORMACIÓN Y DEL DESEMPEÑO DE RPF

12.1 Evaluación del cumplimiento de la RPF

- a) El COES efectuará una evaluación del cumplimiento del servicio de RPF de todas las unidades de generación, excepto en las siguientes situaciones:

- i. Para aquellas unidades de generación que estén realizando pruebas de Potencia Efectiva y Rendimiento por aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 17 “Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica” y del Procedimiento Técnico del COES N° 18 “Determinación de la Potencia Efectiva de las Centrales Hidroeléctricas”, o aquellos procedimientos que los reemplacen.
 - ii. Para aquellos periodos en los que las unidades de generación se encuentren variando su potencia de generación por disposición del COES. Esta excepción no es aplicable a las URS que se hayan encontrado brindando el servicio de RSF.
 - iii. Los periodos en los que las URS se encuentren brindando el servicio de RSF de manera manual y/o no conectadas al AGC del SEIN.
 - iv. En periodos en que la unidad de generación se encuentre realizando pruebas en sus reguladores de velocidad siempre que sea a solicitud del COES en atención al literal c) del numeral 7.2 del presente procedimiento.
 - v. Se excluye a aquellas Delegantes en los periodos en los cuales su Encargada se encuentre en un sistema aislado y su Delegante en un sistema diferente.
- b) La metodología para evaluar el cumplimiento del servicio de RPF, se encuentra establecida en el Anexo 3

12.2 Evaluación de la información reportada

- a) Cuando un Generador Integrante no remita los registros de frecuencia y potencia en los plazos establecidos, se considerará un incumplimiento diario al servicio de RPF igual a 1.0 por cada día que no remitió dicha información.
- b) La información reportada por los Integrantes será revisada por el COES para verificar la consistencia de los registros de frecuencia, según la metodología establecida en el Anexo 2.
- c) En caso las unidades de generación acumulen un total de quince (15) días con datos calificados como inconsistentes en el mes anterior al mes de evaluación, todos los días del mes de evaluación que resulten con datos inconsistentes, tendrán automáticamente la calificación de incumplimiento al servicio de RPF igual a 1.

12.3 Evaluación del desempeño del servicio de RPF

En caso el COES evidencie un desempeño inadecuado en la prestación del servicio de RPF tal que comprometa la estabilidad y seguridad del SEIN, solicitará al Integrante propietario de la(s) unidad(es) de generación que se encuentren incurriendo en este supuesto, realizar los ajustes necesarios para subsanar la observación.

Se considera desempeño inadecuado de una unidad de generación cuando su aporte de reserva para RPF presenta un comportamiento oscilatorio en fase con algún modo oscilatorio de la frecuencia del SEIN.

Detectado el desempeño inadecuado de una unidad de generación se procederá de la siguiente manera:

- a) El COES emitirá una comunicación solicitando al Generador Integrante propietario de dicha unidad de generación, ajustar los parámetros de su regulador de velocidad realizando las pruebas necesarias hasta garantizar la operación estable requerida.

- b) El Generador Integrante tendrá un plazo de seis (06) meses calendario para responder la solicitud del COES mediante un informe en el cual se detalle los resultados de la modificación de parámetros y las pruebas que certifiquen la operación estable de la unidad mediante simulaciones de sistema aislado u otras pruebas de verificación, de acuerdo con estándares internacionales IEEE, IEC u otros protocolos de pruebas que proponga el COES. Para la realización de estas pruebas, el Osinergmin y el COES podrán participar en calidad de veedores.
- c) El COES, en un plazo de 10 días hábiles emitirá respuesta de conformidad o disconformidad con los resultados del estudio presentado por el Generador. En este segundo caso el Integrante deberá salvar las observaciones en el menor plazo posible.
- d) En caso el Integrante propietario de la unidad de generación no cumpla con subsanar las observaciones por desempeño inadecuado en un plazo de siete (07) meses calendario después de la primera comunicación del COES indicada en el literal a) anterior, dicha unidad de generación tendrá una calificación de incumplimiento al servicio de RPF igual a 1 hasta que el COES emita una carta expresando conformidad con el adecuado desempeño de la prestación del servicio de RPF.

13. CARGO POR INCUMPLIMIENTO

En caso se establezca incumplimiento(s) como resultado de las evaluaciones establecidas en el numeral 12 del presente procedimiento, se determinará el cargo por incumplimiento y su correspondiente liquidación según lo siguiente:

13.1 Los titulares de las unidades de generación deberán pagar el cargo por incumplimiento aplicando por la fórmula (2).

$$\text{CargoINC}_{g,n} = \sum_{j=1}^D (\text{INC}_{g,j} \times \%RA \times \text{GenM}_{g,j} \times \text{CUR}) \dots (2)$$

Donde:

- CargoINC_{g,n} : Cargo por incumplimiento de la unidad de generación “g” correspondiente al mes “n”.
- D : Número de días del mes “n”
- INC_{g,j} : Nivel de incumplimiento diario de la unidad de generación “g” detectado para el día “j”
- GenM_{g,j} : Potencia media de la unidad de generación “g” el día “j” expresado en MW. Este valor se obtiene promediando todos los registros de potencia del día “j”, incluso los valores cero.
- CUR : Costo Unitario de Reserva Rotante para RPF, determinado en función a los costos de inversión y operación eficientes de un Equipo para RPF expresado en \$ / MW-día. El cálculo del CUR se encuentra especificado en el Anexo 4 del presente procedimiento.
- % RA : Reserva primaria asignada a la unidad de generación, determinado en el estudio anual indicado en el numeral 5.3 expresado en %.

Los cargos por incumplimiento calculados con la fórmula anterior serán distribuidos entre las unidades de generación cuyo cumplimiento del servicio de RPF en promedio mensual sea mayor al valor de FaC vigente utilizando las fórmulas (3) y (4).

$$\text{Cumpli}_g = \frac{\sum_{j=1}^D [(1 - \%RPNSd_{j,g}) \cdot P_{j,g}]}{D} \dots (3)$$

Si $\text{Cumpli}_g \leq \text{FaC}$

Entonces $\text{Cumpli}_g = 0$

$$\text{Incent}_g = \text{CargoIncT}_n \times \frac{\text{Cumpli}_g \times \text{PE}_g}{\sum_{U_{RPF}} \text{Cumpli}_U \times \text{PE}_U} \dots (4)$$

Donde:

- Cumpli_g : Indicador mensual del cumplimiento del servicio de RPF por parte de la unidad de generación “g”.
- $\%RPNSd_{j,g}$: Promedio diario del porcentaje de la reserva primaria no suministrada por la unidad de generación “g” correspondiente al día “j”, determinado en el Anexo 3 del presente procedimiento.
- D : Número de días del mes de evaluación.
- Incent_g : Incentivo al cumplimiento correspondiente al titular de la unidad de generación “g”
- CargoIncT_n : Sumatoria de los cargos por incumplimiento de todas las unidades de generación determinados durante el mes “n”.
- PE_g, PE_U : Producción mensual de energía activa de la unidad de generación “g” o “U”.
- U_{RPF} : Todas las unidades de generación con obligación de prestar el servicio de RPF que operaron en el mes “n”.
- $P_{j,g}$: Parámetro de presencia de la unidad de generación “g” el día “j”. Su valor será uno (1) en caso la unidad haya operado en algún periodo del día de evaluación, de lo contrario su valor será igual a cero (0).
- FaC : Factor de Cumplimiento actualizado según el numeral 5.5 del presente procedimiento. Este factor representa el nivel de incumplimiento promedio de los últimos 180 días de evaluación disponibles en el momento de su actualización.

Los cargos por incumplimiento y su distribución serán incorporados como derechos de pago y cobro en el Informe LSCIO del mes en evaluación.

14. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera: Hasta que se produzca la interconexión síncrona con Ecuador y Colombia, el valor de banda muerta será igual o inferior a $\pm 0,0833\%$ de la frecuencia de referencia ($\pm 0,050$ Hz).

Segunda: Aquellas URS que posean mando centralizado del AGC y que necesiten implementar el equipamiento necesario para que se registre y almacene la información de las consignas de potencia de cada unidad de generación de acuerdo con el numeral 7.2 del presente

procedimiento, tendrán un periodo de seis (06) meses contados a partir de la publicación del presente procedimiento para su implementación.

Tercera: En caso exista un monto de dinero recaudado por incumplimiento en aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 21 anterior al presente, dicho monto será dividido en tres partes iguales, liquidándose cada parte en los siguientes tres (03) meses de aplicación del presente procedimiento.

Cuarta: Los valores FaC y CUR iniciales serán 30% y 4 497 S//MW-día respectivamente. Estos valores serán reemplazados por los valores que se determinen con el primer estudio al que se refiere el numeral 5.5 del presente procedimiento.

ANEXOS

Anexo	Descripción
I	METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RESERVA DESTINADA A LA RPF
II	METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE CONSISTENCIA DE LOS REGISTROS DE FRECUENCIA
III	EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA RPF
IV	CÁLCULO DEL COSTO UNITARIO DE RESERVA ROTANTE PARA LA REGULACIÓN

ANEXO 1

METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RESERVA DESTINADA A LA RPF

1. CRITERIOS GENERALES

- 1.1 Se fija en 59,9 Hz el valor límite inferior de la frecuencia en estado cuasi estable que debe alcanzarse en el sistema después de 30 segundos de ocurrido un Evento.
- 1.2 La magnitud de RRPf para compensar déficit de generación tendrá en cuenta las fallas aleatorias de generadores y equipos de la red que impliquen salidas de generación y la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda.
- 1.3 Las fallas de generación y de equipos de transmisión que impliquen desconexión de generadores se limitarán a una desconexión simple, es decir, la pérdida de una unidad de generación a la vez.
- 1.4 La magnitud de RRPf para disminuir generación (frecuencia por encima de la referencia) es el mismo encontrado para incrementar generación (disminuciones de frecuencia).
- 1.5 En la metodología se considera inicialmente una RRPf asignada de 0% de la demanda, para iniciar el proceso de análisis.
- 1.6 Para el caso de las áreas aisladas temporalmente del SEIN, el valor en porcentaje de la reserva destinada a la RPF será definida por el COES según lo detallado en el literal g) del numeral 7.1 del presente procedimiento.
- 1.7 Si el COES observa que existe una diferencia mayor al 15% en la magnitud de la RRPf entre los resultados correspondientes a periodos típicos tales como avenida/estiaje o cambios importantes del parque generador, se podrá establecer magnitudes de RRPf diferenciados para dichos periodos.

2. METODOLOGÍA

- 2.1 Se calcula el costo de la Energía No Suministrada (ENS), asociada a los Eventos considerados en los numerales 1.2 y 1.3, como se indica en los numerales 3 y 4 del presente anexo.
- 2.2 Se calculan los costos operativos asociados a mantener cada porcentaje de reserva, como se indica en el numeral 2.5 del presente anexo.
- 2.3 Incrementar la Reserva Rotante en un 1% e iniciar nuevamente en el numeral 2.1 anterior.
- 2.4 Determinar la Reserva Rotante que se asignará a la RPF como el punto donde se minimiza la suma de las siguientes tres (3) componentes:
 - a) Los costos operativos adicionales por mantener la Reserva Rotante destinada a la RPF;
 - b) El costo de la ENS por fallas aleatorias de generadores y equipos de la red que impliquen desconexiones de generación;
 - c) El costo de la ENS por la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda.
- 2.5 Para cada nivel considerado en el numeral 2.3 del presente anexo, se hará simulaciones de la operación utilizando la metodología establecida para la

programación de mediano plazo y estimará el sobre costo, respecto de un escenario base sin reserva.

- 2.6 Con cada uno de los costos hallados en los numerales 2.1 y 2.2 del presente anexo se graficará la curva de costos versus reserva en porcentaje y en él se graficará también el costo total. Luego, se ubicará el valor porcentual de la reserva que signifique el menor costo, según se puede apreciar en la Figura A.1. Este porcentaje de reserva referido a la demanda será corregido para lo cual se deberá descontar la generación que, de acuerdo a la Base Legal del presente procedimiento, está exonerada de realizar RPF.

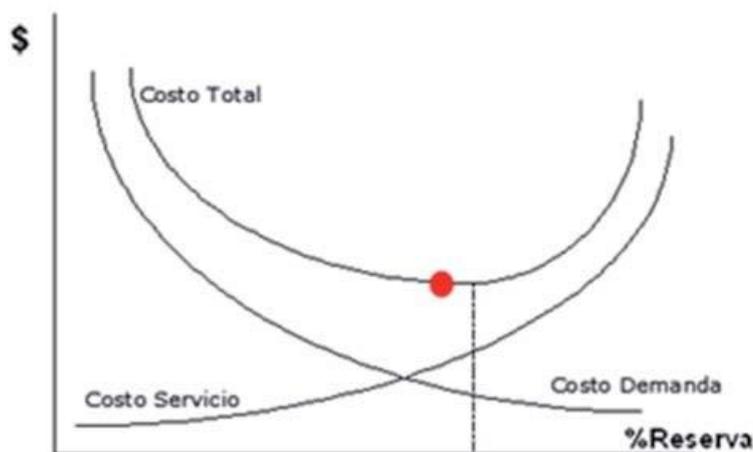


Figura A.1 Costo versus Reserva del sistema.

3. COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR PÉRDIDAS DE GENERACIÓN

- 3.1 La demanda que es necesaria desconectar para cada Evento, se determina mediante simulaciones dinámicas ante desconexiones de generación y equipos de la red que impliquen salidas de servicio de generación. El COES encontrará los valores de carga que deben ser desconectados para alcanzar, después de transcurridos 30 segundos de ocurrido el Evento, el valor de la frecuencia cuasi estable según lo indicado en el numeral 1.1 del presente anexo. Para estas simulaciones dinámicas se considerará como aporte de las centrales el porcentaje de reserva del caso evaluado. Asimismo, mediante estas simulaciones dinámicas se determinará el valor de estatismo que deberían tener las unidades de generación (%E), así como los valores recomendados de velocidad de toma de carga, u otro parámetro importante, de las centrales que deben realizar la Regulación Secundaria de Frecuencia.
- 3.2 En la determinación de la RPPF debe considerarse sólo las desconexiones de demanda que serían evitadas al aumentar esta reserva. Dicho valor se determina:
- En las simulaciones dinámicas se identifica el valor de RPPF a partir del cual no se reduce los cortes de demanda imputables al Esquema de Rechazo Automático de Carga;
 - Para cada nivel de Reserva Rotante se determina el corte asociado al Esquema de Rechazo Automático de Carga imputable a un déficit de reserva para RPF. Dicho valor corresponde a la diferencia entre el corte realizado y el valor encontrado en el ítem a) previo;

- c) Adicionalmente, se consideran las desconexiones que se requieren en la simulación para llevar la frecuencia al valor estado cuasi estable definido en el numeral 1.1 del presente anexo.
- 3.3 Se debe considerar la información utilizada en el último estudio de Rechazo Automático de Carga.
- 3.4 Para cada periodo de evaluación, la demanda desconectada se afecta con la tasa de fallas de generación y equipos de transmisión que impliquen desconexiones de generación mayores a la desconexión de generación que se simula. Dicha tasa se determina con la información histórica de fallas de los equipos antes indicados para un periodo de los últimos treinta y seis (36) meses.
- 3.5 Con lo indicado anteriormente se estima la potencia desconectada. Para determinar la ENS es necesario estimar el tiempo que tarda el sistema en restablecerse luego de cada Contingencia. Para esto, sobre la base de las estadísticas y la experiencia operativa de los últimos treinta y seis (36) meses, se estimará los tiempos medios de recuperación en función de la carga desconectada.
- 3.6 Una vez estimada la ENS se determina el costo de la misma, al multiplicarla por el costo de la ENS, usado en el Plan de Transmisión vigente.

4. COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA POR VARIACIÓN DE LA DEMANDA

- 4.1 Para determinar la ENS por la conexión intempestiva de grandes bloques de demanda, se identificarán las cargas de magnitudes iguales o mayores a 2% de la demanda y que toman completamente dicha carga en 1 minuto.
- 4.2 La demanda que sería necesaria rechazar/rationar para cada Evento se determina mediante simulaciones dinámicas. El COES encontrará los valores de carga que deben ser desconectados para alcanzar, después de transcurridos 30 segundos de ocurrido el Evento, el valor de frecuencia requerido según lo indicado en el numeral 1.1 del presente anexo.
- 4.3 En la determinación de la RRPf debe considerarse sólo las desconexiones de demanda que serían evitables al aumentar esta reserva. Dicho valor se determina:
- a) En las simulaciones dinámicas se identifica el valor de RRPf a partir del cual no se reducen los cortes de demanda imputables al Esquema de Rechazo Automático de Carga;
 - b) Para cada nivel de reserva se determina el corte asociado al Esquema de Rechazo Automático de Carga imputable a un déficit de reserva para RPF. Dicho valor corresponde a la diferencia entre el corte de carga realizado y el valor encontrado en el literal a) previo.
 - c) Adicionalmente, se consideran las desconexiones que se requieren en la simulación para llevar la frecuencia al valor de estado cuasi estable definido el numeral 1.1 del presente anexo.
- 4.4 Considerar para estos análisis la respuesta autorregulante de la carga frente a la frecuencia. El no considerar este efecto sobrestimaría las consecuencias que para la frecuencia originan los Eventos en instalaciones de generación y equipos de la red que impliquen salidas de generación.

- 4.5 Con lo indicado anteriormente se estima la potencia desconectada. Para determinar la ENS es necesario estimar el tiempo que tarda el sistema en restablecer cada Evento. Para esto, el COES, basándose en las estadísticas y en la experiencia operativa de los últimos treinta y seis (36) meses, estimará los tiempos medios de recuperación en función de la carga desconectada.
- 4.6 Una vez estimada la ENS se determina el costo de la misma, al multiplicarla por el costo de la ENS, usado en el Plan de Transmisión vigente.

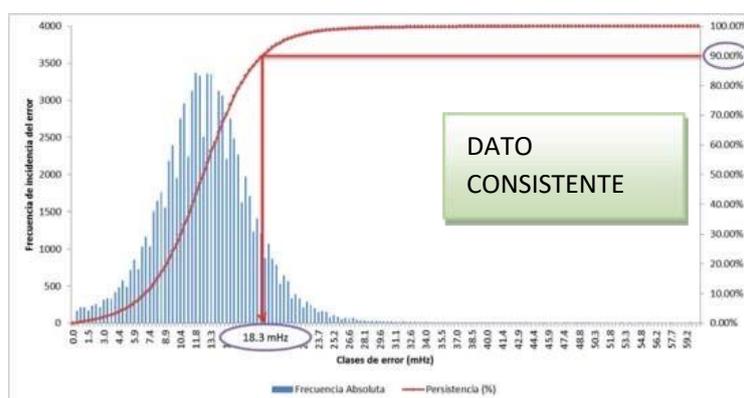
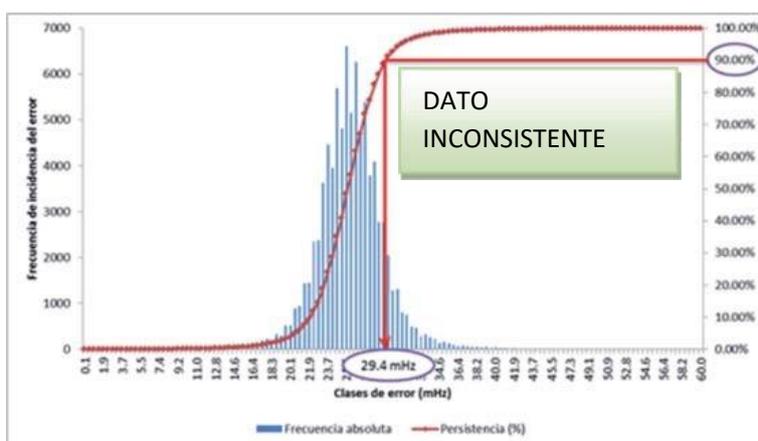
ANEXO 2

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE CONSISTENCIA DE LOS REGISTROS DE FRECUENCIA

La evaluación de consistencia de los registros de frecuencia enviados por los Generadores Integrantes se realizará con horizonte diario bajo la siguiente secuencia:

- Para cada segundo del registro diario se calculará el error absoluto (Hz) entre la frecuencia de la unidad de generación y la frecuencia del SEIN (registro de frecuencia de los GPS del COES).
- Se excluyen de la evaluación los periodos donde la unidad de generación no operó y a los periodos en los que las unidades de generación se encuentren en sistemas aislados temporalmente del SEIN.
- Sobre la base de la función de probabilidad acumulada, se determina el error que corresponde a una probabilidad acumulada del 90%. Si el error determinado es superior a 20 mHz, el registro de datos diario evaluado es considerado como dato inconsistente.

Se muestra un ejemplo gráfico de la determinación de la consistencia de datos de frecuencia.



ANEXO 3

EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LA RPF

1. Periodo de Evaluación

- 1.1 El COES evaluará la tendencia de la evolución de la frecuencia. Esta medición permitirá indicar la disponibilidad promedio de la RPF al compararla con la máxima desviación de frecuencia que agota la totalidad de la reserva primaria, de acuerdo con la siguiente fórmula.

$$\Delta f_{\max} = \frac{\%E_n \times \%RA \times 60}{10000} + BM_n$$

Donde

Δf_{\max} : Escalón de la variación de frecuencia que agota su reserva asignada.

$\%E_n$: Estatismo con valor igual a 5%

BM_n : Banda muerta establecida en el literal c) del numeral 8.1 del presente procedimiento

- 1.2 Se utilizarán los siguientes límites tomando la frecuencia del SEIN en la elección del periodo de evaluación, ver fórmulas (1) y (2).

$$f_{\max \rightarrow \text{gen}} = f_n + 1.2 \times \Delta f_{\max} \dots \dots (1)$$

$$f_{\min \rightarrow \text{gen}} = f_n - 1.2 \times \Delta f_{\max} \dots \dots (2)$$

Donde:

$f_{\max \rightarrow \text{gen}}, f_{\min \rightarrow \text{gen}}$: Límites superior e inferior de la frecuencia que aseguran la respuesta de las unidades de generación.

f_n : Frecuencia nominal, para el SEIN es 60Hz.

- 1.3 Para cada día de evaluación, se elige de manera aleatoria un periodo de cinco (05) minutos continuos para cada Periodo de Base, Periodo de Media y Periodo de Punta, haciendo un total de tres periodos para un día de evaluación, en los que las unidades de generación podrán estar conectadas o desconectadas del AGC del COES de manera continua. La elección de los periodos tendrá en cuenta lo siguiente:

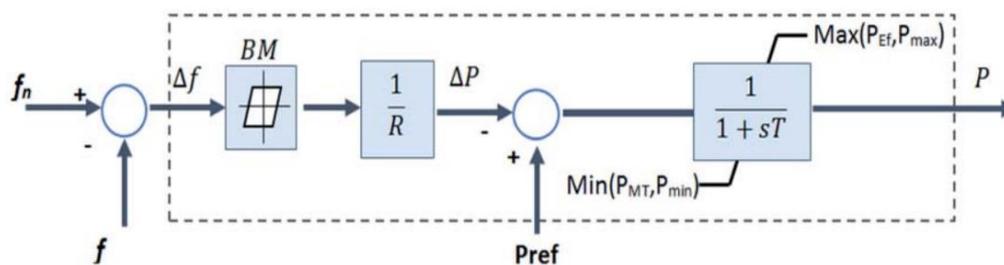
- Se excluye el periodo de aquella unidad de generación que se encuentre en la condición del numeral 10.3 del presente procedimiento.
- Para aquellas unidades que no se encuentren bajo el mando del AGC del COES, la potencia generada de la unidad no deberá variar en más de 5% de la potencia registrada al inicio del periodo evaluado.
- Para aquellas unidades o centrales de generación que se encuentren conectadas al AGC del COES brindando el servicio de RSF, la potencia de referencia de generación del AGC (base point), deberá mantenerse constante en el periodo de evaluación.
- Para todas las unidades sin excepción, el 98% del tiempo a evaluar, la frecuencia debe mantenerse dentro de la banda de operación [$f_{\max \rightarrow \text{gen}}, f_{\min \rightarrow \text{gen}}$]. De estos datos, por lo menos el 20% de los mismos deben de estar por encima de 60,04 Hz y otro 20% por debajo de 59,96 Hz.

- e) Para aquellas unidades a las que no se haya encontrado un periodo de evaluación, se repiten el paso a) o b), según corresponda, y c) considerando esta vez periodos de cuatro minutos (04). Si a pesar de esto no se encontró un periodo de evaluación, adicionalmente se reducirá de 20% a 15% la restricción indicada en el literal c) anterior. De no encontrarse periodo evaluable, se considerará un incumplimiento igual a cero (0).

2. Estimación de los parámetros

Para la evaluación de la prestación del servicio de RPF se determinan los parámetros con los que ejerce el servicio a partir de la respuesta en potencia de la unidad de generación o Equipo para RPF. Para el periodo de evaluación identificado en el numeral 1 del presente anexo se procede de la siguiente manera:

Se estiman los parámetros de ganancia de estado estacionario, banda muerta, constante de tiempo y potencia de referencia con el modelo de primer orden descrito en la siguiente figura, asimismo se determina el estatismo de las unidades de generación de acuerdo con la fórmula (3).



$$\%E = \frac{P_{Ef} \times R \times 100}{f_n} \dots \dots (3)$$

Datos de entrada

- f_n : Frecuencia nominal, para el SEIN es 60 Hz.
- f : Registro de frecuencia de la unidad de generación.
- P : Registro de potencia de la unidad de generación o del Equipo para RPF.
- P_{Ef} : Potencia Efectiva de la unidad de generación. En caso de unidades de generación hidráulica, el valor será declarado por la empresa propietaria, considerando la Potencia Efectiva de la central.
- $\text{Max}(P_{Ef}, P_{max})$: Valor máximo entre la Potencia Efectiva de la unidad de generación y la potencia máxima registrada durante el periodo de evaluación; en caso de Equipos para RPF la mitad de su capacidad.
- $\text{Min}(P_{MT}, P_{min})$: Valor mínimo entre la generación en mínimo técnico de la unidad de generación y la potencia mínima registrada durante el periodo de evaluación; en caso de Equipos para RPF la mitad de su capacidad en valor negativo.

Parámetros estimados

- P_{ref} : Potencia consigna de la unidad de generación. Para el caso de evaluación del cumplimiento de las centrales que estuvieron brindando el servicio de RSF, este parámetro será un dato de entrada y corresponderá a la señal de potencia consigna del AGC (set point); para el caso de sistema de

almacenamiento de energía con baterías este parámetro tendrá valor cero (0).

- BM : Banda muerta de la Unidad de generación o Equipo para RPF evaluado.
- %E : Estatismo de la unidad de generación.
- 1/R : Ganancia en estado estacionario.
- T : Constante de tiempo.

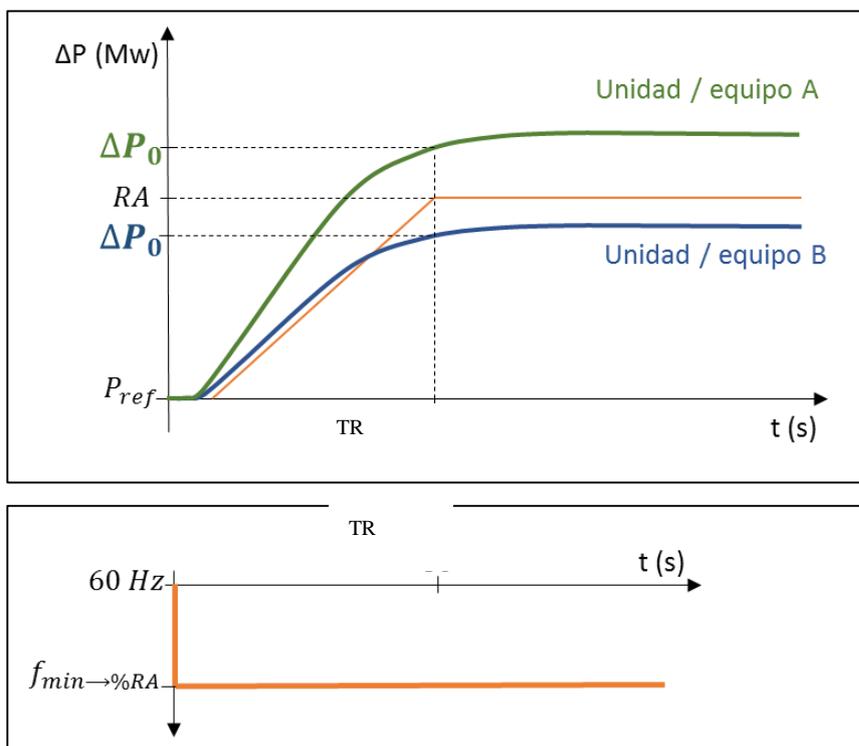
3. Evaluación del aporte de potencia para RPF

Con los parámetros determinados en el numeral 2 precedente, se calcula el aporte de potencia a los 30 segundos (ΔP_0) para un escalón de variación de frecuencia que agota la reserva primaria asignada. Para este cálculo se considera como límite de generación el valor $\text{Max}(P_{Ef}, P_{max})$ determinado en el numeral 2 del presente anexo.

$$f_{min \rightarrow \%RA} = f_n - \Delta f_{max} \dots \dots \dots (4)$$

Donde:

$f_{min \rightarrow \%RA}$: Escalón de la variación de frecuencia que agota su reserva asignada



4. Calificación del cumplimiento

- a) Se evalúa el coeficiente R^2 entre los registros de potencia de la unidad de generación o de la central de generación y la potencia de salida del modelo estimado en el numeral 2 anterior. Para coeficientes menores 0.6, se considera que el aporte de potencia para RPF (ΔP) es igual a cero (0).

- b) Para la evaluación del cumplimiento, a cada unidad de generación o de la central de generación, se le evalúa el aporte de potencia para RPF total (ΔPt) el cual se determina de la siguiente manera:

Para el caso de Delegantes y de unidades de generación que no delegan:

$$\Delta Pt_i = \Delta P_{O_i} + \sum_{e=1}^T \Delta P_{e,i}$$

$$\Delta P_{e,i} = \Delta P_{O_e} \times \frac{RE_i}{RA_e + \sum_{j=1}^J RE_j}$$

Para el caso de una unidad de generación o central de generación Encargada:

$$\Delta Pt_e = \Delta P_{O_e} \times \frac{RA_e}{RA_e + \sum_{j=1}^J RE_j}$$

Donde:

- ΔPt : Aporte de potencia para RPF total, es el valor que se utilizará para la evaluación de la reserva primaria no suministrada.
- ΔP_o : Aporte de potencia para RPF obtenida de la simulación del escalón de frecuencia (numeral 3 del presente anexo).
- $\Delta P_{e,i}$: Aporte de potencia para RPF suministrada por la Encargada “e” a favor de la Delegante “i”.
- RA : Reserva asignada, se presentan los siguientes casos para su determinación:
- i. En caso la unidad o central de generación no se encuentre conectado al AGC: $RA = \%RA \times P_{ref}$
 - ii. En caso la unidad o central de generación se encuentre conectado al AGC: $RA = \%RA \times \text{Base Point}$
- RE : Reserva encargada, es la magnitud de reserva que una Delegante ha delegado a una Encargada, la magnitud podría ser el total o una fracción de la RA de la Delegante para lo cual el Generador deberá informar la variable “Cd” cuyo valor estará entre 0 y 1: $RE = RA \times Cd$
- i : Unidad de generación “i”.
- e : Encargada “e”.
- j : Delegante “j”.
- T : Total de Encargadas de la unidad de generación “i”.
- J : Total de Delegantes de la Encargada “e”.
- c) Los aportes de potencia para RPF suministrados por las Encargadas corresponderán al mismo periodo de evaluación de la Delegante, en caso de que la Encargada no se encuentre presente durante el periodo de evaluación de la Delegante, el aporte de la Encargada a favor de la Delegante será cero (0).
- d) Para la unidad de generación “g” se determina el porcentaje de reserva primaria no suministrada (%RPNS) mediante la siguiente fórmula:

$$\%RPNS_g = \max\left(1 - \frac{\Delta Pt_g \times 100}{RA_g}; 0\right) \times 100$$

- e) Se determina el nivel de incumplimiento de los periodos evaluados para el día, en función del %RPNS determinado en el literal d) anterior, utilizando la siguiente expresión:

$$INC = \text{Max}\left[0.434 \times \text{Ln}\left(\frac{\%RPNS}{100}\right) + 1; 0\right]$$

- f) El nivel de incumplimiento diario para la unidad en evaluación se determina como el promedio aritmético de los valores de los incumplimientos de los periodos evaluados, en caso de no encontrarse periodo evaluable durante el día de evaluación se considerará incumplimiento igual a cero (0).
- g) El incumplimiento diario de una unidad de generación será reportado dentro del informe mensual de evaluación del cumplimiento de las unidades de generación del servicio de RPF.
- h) En caso una Encargada no se encuentre operando en el periodo de evaluación de la Delegante, dicha Delegante tendrá una calificación automática igual a cero (0), o en su defecto considerar una delegación a otra Encargada.

ANEXO 4

CÁLCULO DEL COSTO UNITARIO DE RESERVA ROTANTE PARA LA REGULACIÓN

1. Premisas

El CUR será determinado por el COES, en función de los costos de inversión y operación de un Equipo para RPF basado en un sistema de almacenamiento de energía con baterías y se expresará en S/. /MW-día.

2. Metodología de cálculo

- 2.1** Se calcula la mensualidad de un proyecto de inversión de un Equipo para RPF considerando una vida útil de 120 meses y la tasa actualización establecida en el Artículo 79º de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), según la fórmula (1).

$$M = \frac{INV \times i \times (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} \times FOyM \dots \dots (1)$$

Donde:

INV : Costo unitario de inversión de un Equipo para RPF. Este costo está expresado en Soles por MW de reserva a subir y a bajar, incluye los equipamientos necesarios para su instalación y conexión al SEIN.

i : Tasa de actualización mensual determinada a partir de la tasa establecida en el artículo 79 de la LCE (12%).

n : Vida útil del Equipo para RPF (120 meses)

FOyM : Factor que representa el porcentaje de los costos de operación y mantenimiento sobre el costo de la inversión. Este factor tendrá un valor de 1,03.

- 2.2** El CUR se establecerá como un cargo diario afectada por un factor K_d , según la fórmula (2).

$$CUR = K_d \times \frac{M}{30} \dots \dots (2)$$

Donde:

K_d : Factor de disuasión. Este factor tendrá un valor de 1.5.

3. Actualización del costo

El COES actualizará el valor del CUR, cada cuatro (04) años. Para este efecto, actualizará el costo unitario de inversión INV y, de ser necesario, los parámetros de cálculo FOyM y K_d

EXPOSICION DE MOTIVOS

Mediante Resolución N° 195-2016-OS/CD, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 21 “Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia” (PR-21) el cual tiene por objetivo establecer los criterios y metodología para la determinación, asignación, programación y evaluación de desempeño de la Reserva Rotante del SEIN asociada a la Regulación Primaria de Frecuencia.

Por otro lado, el 17 de abril de 2019 el COES remitió a Osinergmin, mediante carta COES/D-412-2019 la propuesta de modificación del PR-21, con la finalidad de perfeccionar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia en el SEIN en los aspectos relacionados a: (i) mejorar el mecanismo de delegación del servicio de RPF en el SEIN, (ii) permitir la delegación del servicio de la RPF de manera parcial, (iii) establecer un límite al periodo de delegación del servicio de la RPF, (iv) agregar las nuevas tecnologías para brindar el servicio de la RPF, y (v) prohibir la asignación del servicio de RPF a las URS (Unidades de Regulación Secundaria) asignadas para el servicio de RSF.

Siguiendo con el proceso, en base a lo dispuesto por la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, Osinergmin remitió al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-21 mediante Oficio N° 699-2019-GRT del 16 de julio de 2019, otorgándole un plazo de veinte (20) días hábiles para subsanar las mismas, plazo que fue ampliado en veinte (20) días hábiles adicionales. Con fecha 16 de setiembre de 2019, el COES remitió a Osinergmin la carta COES/D-968-2019, en el cual presentó la subsanación de dichas observaciones.

Por lo tanto, corresponde la publicación del proyecto que aprueba el nuevo PR-21 que incluye el análisis de la subsanación del COES a las observaciones realizadas a la propuesta de modificación del PR-21.

Cabe indicar que, atendiendo a que las modificaciones propuestas por el COES son diversas y en varios extremos del PR-21, resulta conveniente aprobar un nuevo texto de dicho procedimiento, para facilitar el manejo del mismo por parte de los administrados.