

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 099-2020-OS/CD

Lima, 13 de agosto de 2020

VISTA:

La propuesta presentada por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) remitida mediante carta COES/D-1480-2019, la respuesta del COES a las observaciones de Osinergmin presentada mediante carta COES/D-344-2020, así como, los Informes N°s [283](#) y [284-2020-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 análisis por parte de Osinergmin dentro del respectivo proceso, corresponde publicar el proyecto de resolución que dispone la aprobación de un nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 06 "Reprogramación de la Operación Diaria" (PR-06), y dejar sin efecto el aprobado con Resolución N° 213-2014-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 la evaluación de la aplicación del PR-06 en los últimos años, mediante carta COES/D-1480-2019, el COES remitió a Osinergmin una propuesta de modificación del PR-06, con la finalidad de realizar mejoras a dicho procedimiento relacionadas: i) a los aspectos metodológicos para la determinación de los parámetros que determinan la emisión de un Reprograma de la Operación Diaria; ii) la oportunidad para la presentación del estudio para la determinación de las tolerancias de dichos parámetros y de los criterios a ser empleados, considerando los estudios para la operación que realiza el COES, iii) precisiones a la información requerida a los agentes, entre otros;

Que, atendiendo a que adicionalmente el COES ha propuesto diversas modificaciones menores en el extenso del procedimiento, incluyendo nuevos anexos, resulta conveniente aprobar un nuevo texto del procedimiento PR-06, para facilitar su manejo por parte de los administrados; no obstante, cabe indicar que sólo las modificaciones a efectuar respecto al PR-06 vigente son las que se someten a comentarios

de los interesados, y no respecto del contenido que se mantiene inalterable, salvo excepciones justificadas que podrá adoptar el Regulador en la publicación definitiva;

Que, finalmente, se ha emitido el Informe Técnico [N° 283-2020-GRT](#) y el Informe Legal [N° 284-2020-GRT](#) emitidos por la División de Generación y Transmisión Eléctrica y por la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, respectivamente, 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° 027-2020.

SE RESUELVE

Artículo 1°.- Disponer la publicación, en el portal de internet de Osinergmin <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2020.aspx> del proyecto de resolución mediante el cual se aprueba el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 06 “Reprogramación de la Operación Diaria” (PR-06), conjuntamente con su exposición de motivos, el Informe Técnico [N° 283-2020-GRT](#) y el Informe Legal [N° 284-2020-GRT](#) de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los mismos que forman parte integrante de la presente resolución.

Artículo 2°.- Otorgar 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, para que los interesados remitan por escrito sus opiniones y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin, vía la ventanilla electrónica: <https://ventanillavirtual.osinergmin.gob.pe/> o de encontrarse habilitada la mesa de partes física, en la Avenida Canadá N° 1460, San Borja, Lima. Las opiniones y sugerencias también podrán ser remitidas a la siguiente dirección de correo electrónico: PRCOES@osinergmin.gob.pe. La recepción de los comentarios 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.

**Antonio Angulo Zambrano
Presidente del Consejo Directivo (e)
Osinergmin**

**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, 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, los cuales son presentados a Osinergmin para su aprobación;

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 el artículo 5.2 del citado Reglamento se prevé que el COES debe contar con una Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos aprobada por Osinergmin, la cual incluirá, como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento;

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

Que, conforme lo dispuesto en el artículo 6.1 de la Guía, la propuesta de Procedimiento Técnico debe estar dirigida a Osinergmin adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad. Según lo dispuesto en el artículo 7 de la Guía los meses en los cuales se reciben las propuestas en Osinergmin son: abril, agosto y diciembre;

Que, mediante Resolución N° 213-2014-OS/CD, publicada el 21 de octubre de 2014, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 06 "Reprogramación de la Operación Diaria" (PR-06);

Que, en el mes de diciembre de 2019, mediante carta COES/D-1480-2019, el COES remitió a Osinergmin una propuesta de modificación del PR-06, sobre la base de una evaluación a su aplicación en los últimos años, con la finalidad de realizar mejoras a dicho procedimiento relacionadas: i) a los aspectos metodológicos para la determinación de los parámetros que determinan la emisión de un Reprograma de la Operación Diaria; ii) a la oportunidad para la presentación del estudio para la determinación de las tolerancias de dichos parámetros y de los criterios a ser empleados, considerando los estudios para la operación que realiza el COES; iii) precisiones a la información requerida a los agentes; entre otros;

Que, atendiendo a que adicionalmente el COES ha propuesto diversas modificaciones menores en el extenso del procedimiento, incluyendo nuevos anexos, resulta conveniente aprobar un nuevo texto del procedimiento PR-06, para facilitar su manejo por parte de los administrados;

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 317-2020-GRT del 27 de marzo de 2020 se remitieron al COES las observaciones a la propuesta alcanzada. Con fecha 03 de junio de 2020, el COES remitió a través de la Ventanilla Virtual del Osinergmin la carta COES/D-344-2020, mediante la cual presenta la subsanación de dichas observaciones;

Que, con Resolución N° ...-2020-OS/CD, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que aprueba el nuevo PR-06, 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;

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 099-2020-OS/CD**

Que, en la citada Resolución N° ...-2020-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, 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° 06 "Reprogramación de la Operación Diaria" (PR-06) contenido en el Anexo de la presente resolución.

Artículo 2°.- Derogar el Procedimiento Técnico del COES N° 06 "Reprogramación de la Operación Diaria" aprobado con Resolución N° 213-2014-OS/CD.

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-2020.aspx> Estos informes son parte integrante de la presente Resolución.

EXPOSICION DE MOTIVOS

Mediante Resolución N° 213-2014-OS/CD, publicada el 21 de octubre de 2014, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 06 “Reprogramación de la Operación Diaria” (PR-06), el cual se viene aplicando para la evaluación de las desviaciones que se presentan en la operación en tiempo real con respecto al Programa Diario de Operación, ya que establece la metodología para el cálculo de los parámetros establecidos mediante los cuales se determina la necesidad de emitir un Reprograma de la Operación Diaria.

Al respecto, con fecha 26 de diciembre de 2019 mediante carta COES/D-1480-2019, el COES remitió a Osinergmin una propuesta para la modificación del PR-06, basada en las oportunidades de mejora identificadas por dicho Comité, con relación a la metodología para la determinación de los parámetros establecidos; así como, adecuaciones respecto a la oportunidad del estudio para la determinación de las tolerancias de dichos parámetros y los criterios a ser empleados en su elaboración, considerando los estudios para la operación que realiza el COES, y precisiones a la información requerida a ser proporcionada por los agentes.

En consecuencia, en base a lo dispuesto por la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, Osinergmin, mediante Oficio N° 317-2020-GRT del 27 de marzo de 2020 se remitió al COES las observaciones a la propuesta alcanzada, otorgándosele un plazo de veinticinco (25) días hábiles. Con fecha 03 de junio de 2020, considerando el plazo de suspensión de los procedimientos dispuestos por el Poder Ejecutivo, el COES remitió a través de la Ventanilla Virtual del Osinergmin la carta COES/D-344-2020, mediante la cual presenta la subsanación de dichas observaciones.

Por lo tanto, en atención a lo señalado en los informes de sustento que enlazan en la resolución y contienen la motivación detallada de la decisión, corresponde la publicación del proyecto del nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 06 “Reprogramación de la Operación Diaria” (PR-06), con la finalidad de que los interesados remitan sus comentarios al proyecto, los cuales servirán para la publicar la versión final.

Anexo

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-06
REPROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN DIARIA		
<ul style="list-style-type: none">▪ Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° XXX-2020 -OS/CD, publicada XX de XXXX de 2020.		

1. OBJETIVO

Establecer los criterios, causales y plazos para elaborar y publicar el Reprograma de la Operación Diaria, a fin de atender las desviaciones importantes de la Operación en Tiempo Real respecto al programa vigente.

2. BASE LEGAL

- 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 Legislativo N° 1002 - Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.
- 2.4 Decreto Supremo N° 009-93-EM. - Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.5 Decreto Supremo N° 020-97-EM - Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- 2.6 Decreto Supremo N° 037-2006-EM - Reglamento de Cogeneración.
- 2.7 Decreto Supremo N° 027-2008-EM. - Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.
- 2.8 Decreto Supremo N° 011-2012-EM - Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión 757 de la CAN.
- 2.9 Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM/DM, Normas Complementarias sobre Reserva Fría de Potencia.
- 2.10 Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE, Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

3. PRODUCTO

Reprograma de la Operación Diaria (RDO).

4. DEFINICIONES

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.

Asimismo, en todos los casos cuando en el presente Procedimiento se citen normas, procedimientos técnicos o cualquier dispositivo legal, se entenderá que incluyen a todas sus normas complementarias, modificatorias y sustitutorias.

5. RESPONSABILIDADES

5.1 Del COES

- 5.1.1. Calcular los parámetros establecidos en el Anexo 1 durante la operación de tiempo real; así como, monitorear la evolución de éstos, y emitir un RDO, de detectar alguna de las causales establecidas en el numeral 6.2.
- 5.1.2. Elaborar y aprobar el RDO cumpliendo con los plazos y criterios establecidos en el presente Procedimiento.
- 5.1.3. Comunicar a los Integrantes del COES vía correo electrónico, la publicación del RDO en el portal de internet del COES para su cumplimiento.
- 5.1.4. Crear y actualizar un registro de los valores obtenidos para los parámetros indicados en el Anexo 1, la relación de reprogramas emitidos y el motivo de la reprogramación, ya sea por la superación de las tolerancias establecidas u otra causa en aplicación del numeral 6.2.
- 5.1.5. Modificar el rango de las tolerancias para los parámetros del Anexo 1 mediante un estudio estadístico, basado en los lineamientos del Anexo 3, cuyos resultados serán informados a los Integrantes del COES y publicados en el portal de internet del COES antes del 31 de octubre de cada año; el citado estudio contendrá los registros de los parámetros que han venido siendo calculados en cumplimiento del numeral 5.1.4. Las tolerancias actualizadas estarán vigentes a partir del 01 de diciembre del mismo año.

5.2 De los Integrantes del COES

- 5.2.1. Informar al COES telefónicamente, las modificaciones a la disponibilidad total o parcial de sus instalaciones respecto al programa o reprograma vigente, inmediatamente sean detectadas. Posteriormente, en un plazo máximo de 60 minutos, contabilizados a partir de la referida comunicación telefónica, dichas empresas deberán registrar la modificación informada a través del sistema extranet SGO-COES en el registro correspondiente a mantenimientos ejecutados, con la finalidad de generar un registro de las causas de las modificaciones.

En el campo "descripción" del registro, los Integrantes deberán ingresar el sustento de la modificación informada, justificación que deberá derivarse de un Mantenimiento Correctivo de Emergencia, o de la modificación del periodo de ejecución de un mantenimiento, o del requerimiento de diferir o suspender el mantenimiento; en todos los casos, debidamente justificados.

- 5.2.2. Remitir la información señalada en el numeral 6.1 en los plazos establecidos u otra requerida por el COES.
- 5.2.3. Verificar que las disposiciones operativas establecidas en el RDO no vulneren la seguridad de las personas, de sus instalaciones o afecten el cumplimiento de sus obligaciones ambientales y cualquier otra derivada del marco legal vigente. En caso un Integrante detecte vulneraciones, deberá comunicarlo de manera inmediata al COES por vía telefónica y por correo electrónico para su corrección respectiva.

6. ELABORACIÓN Y EMISIÓN DEL RDO

6.1 Seguimiento de la operación e información requerida

En la Operación en Tiempo Real, el COES efectúa el seguimiento de la operación ejecutada y prevé el cumplimiento del PDO o RDO vigente para las horas restantes del día; de detectarse alguna de las causales establecidas en el numeral 6.2, emitirá un RDO.

Asimismo, los Integrantes del COES deben informar cada 3 horas (03:00 h, 06:00 h, 09:00 h, 12:00 h, 15:00 h, 18:00 h, 21:00 h y 24:00 h), a través del medio y forma que defina el COES, la información siguiente:

- 6.1.1. Generación ejecutada.
- 6.1.2. Registro de volúmenes de embalses, caudales, volumen de combustible disponible y las proyecciones hidrológicas para las siguientes horas hasta la culminación del día operativo, para centrales con una potencia efectiva mayor a 10 MW. En caso de requerirlo, el COES podrá solicitar esta información a centrales con una potencia menor a la señalada.
- 6.1.3. Las Centrales de Generación No Convencional, definidas según el Procedimiento Técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones al SEIN” (PR-20), adicionalmente informarán su proyección de generación activa para las siguientes horas hasta la culminación del día operativo.
- 6.1.4. Cualquier otra información requerida por el COES.
- 6.1.5. Los Usuarios Libres que presenten una variación mayor a 75 MW de su demanda prevista en el PDO o último RDO, enviarán al COES su proyección de demanda activa para las siguientes horas hasta la culminación del día operativo.

6.2 Causales para la reprogramación de la operación diaria

Con la información recibida en tiempo real y tiempo diferido, el COES calcula los parámetros de generación hidráulica (α), de generación térmica (β) y de demanda (γ) con una periodicidad de treinta minutos. Cuando alguno de estos parámetros sobrepase el rango de tolerancia correspondiente del Anexo 1 por más de tres etapas medio horarias, se iniciará la elaboración del RDO. Si durante la fase de elaboración del RDO, los referidos parámetros volvieren a las tolerancias aceptables, el COES podrá optar por no emitir el RDO.

Asimismo, el COES podrá emitir un RDO, en caso detecte una condición que degrade la seguridad operativa y calidad del servicio eléctrico establecida en el PDO o RDO vigente u otras situaciones debidamente motivadas.

6.3 Criterios a considerar para elaborar el RDO

Una vez detectada alguna de las causales establecidas en el numeral 6.2, se iniciará la elaboración del RDO, para lo cual se considerará la información recogida en el seguimiento de la operación a fin de actualizar las proyecciones hasta el fin del día operativo. Se tendrán en cuenta los criterios y metodología establecidos en el procedimiento correspondiente a la programación diaria o de corto plazo, así como los lineamientos considerados en el correspondiente PDO. Asimismo se considerará lo siguiente:

- 6.3.1. Se actualizará el pronóstico de demanda, pronóstico de la generación de las Centrales de Generación No Convencional y el pronóstico hidrológico considerando la información suministrada de acuerdo con el numeral 6.1.

- 6.3.2. La optimización del despacho del RDO considerará hasta las 24 horas del día operativo vigente; asimismo, cuando la optimización comprometa o varíe el despacho del PDO ya emitido para el día siguiente, se emitirá su correspondiente RDO.
- 6.3.3. En caso se active el mecanismo de emergencia del suministro de gas natural, se considerará el cambio de combustible de unidades duales y la utilización del volumen de Gas Natural disponible aplicando el criterio de eficiencia que permita la máxima generación eléctrica.
- 6.3.4. Validar y emitir el RDO con el análisis eléctrico de estado estacionario de los escenarios reprogramados, verificando para la red de transmisión mayor a 100 kV, que no se presenten sobrecargas ni tensiones fuera del rango de operación normal. Se exceptúan las sobrecargas que ocurran dentro del periodo de operación en Situación Excepcional.

6.4 Consideraciones finales

6.4.1. La oportunidad y vigencia del RDO

- a. La vigencia del RDO culmina a las 24 horas del día operativo.
- b. El plazo para la publicación del RDO es de 120 minutos contabilizados a partir del cumplimiento de alguna de las causales para la reprogramación.
- c. Una vez publicado el RDO, el mismo reemplaza para todos los efectos al PDO y al RDO emitido previamente.

6.4.2. Publicación del RDO

- a. El RDO será publicado en el portal de internet del COES y se comunicará su publicación a los Integrantes del COES mediante correo electrónico.
 - b. La publicación de los resultados del despacho de las Unidades de Generación del RDO incluirá las versiones actualizadas de la información de entrada y salida de los modelos matemáticos utilizados en la elaboración y de los reportes establecidos para el PDO, el análisis eléctrico utilizado para la elaboración del RDO y el reporte de los parámetros α , β y γ hasta la hora de emisión del RDO.
- 6.4.3. El incumplimiento de las obligaciones por parte de los agentes, como las de entrega de información de los Integrantes, previstas en el presente procedimiento deberá ser informado por el COES a Osinergmin en el mes siguiente de identificado. Para efectos de iniciar el procedimiento administrativo sancionador a que hubiere lugar, se aplicarán las sanciones previstas en la Escala de Multas y Sanciones.

7. ANEXOS

- 7.1 Anexo 1 – Tolerancias para la elaboración del RDO.
- 7.2 Anexo 2 – Determinación de los parámetros α , β y γ .
- 7.3 Anexo 3 – Procedimiento para establecer las tolerancias de los parámetros α , β y γ .

Anexo 1

Tolerancias para la elaboración del RDO

Para efectos de lo establecido en el numeral 6 los valores de las tolerancias de α , β y γ serán las siguientes:

Parámetro	Referencia	Periodo de avenida	Periodo de estiaje
$\alpha =$	Generación Hidráulica	+/- 0,8% 4 etapas medio horarias seguidas en las cuales la proyección de volumen del embalse de la central supere sus niveles máximo o mínimo	+/- 1,2 %
$\beta =$	Generación Térmica	+/- 1,5%	+/- 1,0%
$\gamma =$	Desviación de Demanda	4 etapas medio horarias seguidas en las cuales la proyección de demanda transgredió los límites de magnitud de RSF destinados a las desviaciones de demanda.	

Los parámetros α , β y γ se determinan mediante la metodología señalada en el Anexo 2 del presente procedimiento.

Anexo 2

Determinación de los parámetros α , β y γ

1. Parámetro α , relacionado a la desviación hidráulica

El índice α evalúa el comportamiento de las Centrales Hidroeléctricas Monitoreadas (CHM)¹.

La evaluación se realiza en dos aspectos:

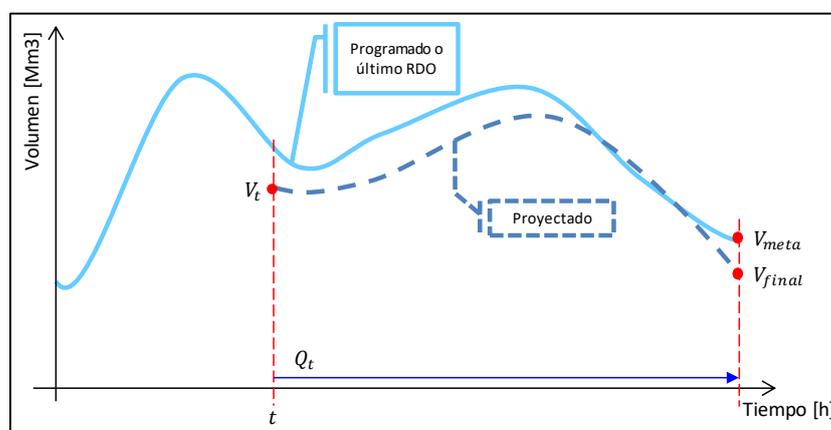
- El energético como la sumatoria de todas las desviaciones de energía en todas las CHM (α_E), y
- como un contador de niveles de volumen de embalse que superen los límites de los embalses (α_{V_i}), este último es por CHM.

Cuando se transgrede uno de estos dos aspectos, se activará el índice α .

1.1 Etapa energética

El aspecto energético se calcula con la ecuación (1).

$$\alpha_E = \left[\sum_{i=1}^{N_h} \Delta E_{CHM_i} / E_H \right] \% \dots (1)$$



Donde:

N_h : Número de CHM.

ΔE_{CHM_i} : Desviación de energía disponible de la CHM_i [MWh]

E_H : Energía hidráulica total establecida por el último despacho vigente [MWh]

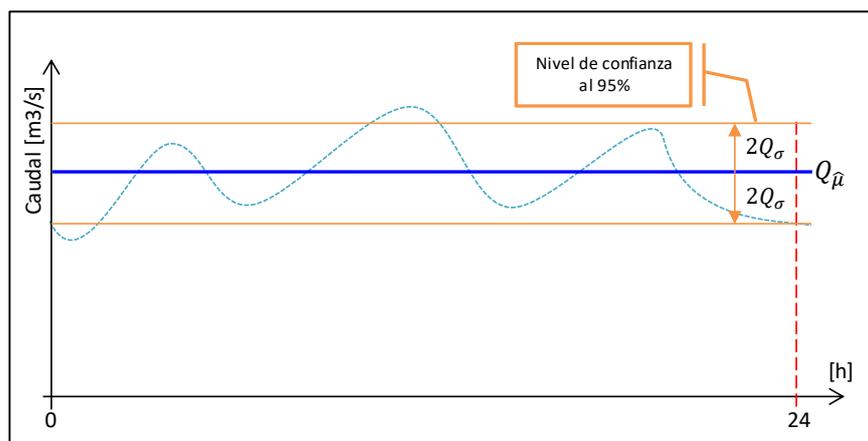
¹ CHM: Son un grupo de centrales del SEIN determinadas por el Coordinador, que cuentan con un embalse de regulación diario que sea optimizable. No se considera como CHM aquellas centrales a) de pasada, b) que tienen el embalse en mantenimiento, c) cuando tiene un gran exceso de caudal de entrada (condición de vertimiento permanente, en proceso o inminente), d) su estado de operación está a plena carga, e) aquellas centrales que están con potencia de generación constante o limitada.

i : 1,2... N_h

Para ello se debe tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) Con el objetivo de cuantificar la variabilidad del caudal natural de la cuenca de la CHM, se realiza un análisis estadístico a la variación de caudal considerando su información histórica de la semana operativa ejecutada anterior², el cual es numéricamente igual a dos veces la variación estándar de la variación de caudal de la muestra medida. Por lo que la energía (E_σ) asociada a dicha variabilidad de caudal será determinará con la ecuación (2).

$$E_\sigma = |2 * Q_\sigma * \varepsilon * n_h| \quad [MWh]...(2)$$



Donde:

Q_σ : Desviación estándar de caudal de la CHM [m^3/s]

ε : Coeficiente de producción de la CHM [$MW/m^3/s$]

n_h : Número de horas restantes, contadas desde la hora en análisis.

El estudio estadístico para la determinación de las tolerancias de los parámetros al que se refiere el numeral 5.1.4 del presente procedimiento, podrá definir aquellas cuencas que deberán tener un tratamiento estadístico diferenciado a lo señalado en el tratamiento general planteado en el párrafo anterior, durante los periodos de transición estacional definidos en el mismo estudio, y sustentado en información histórica de la operación en tiempo real y la informada por los generadores.

- b) El volumen del embalse de la CHM para cada etapa se calcula sobre la base de: 1) el volumen inicial del embalse de la CHM para la etapa en análisis, 2) el último caudal medido y la proyección de caudal para el resto del día informada por el Agente, o en su defecto se mantendrá el último valor registrado y 3) el perfil de generación proyectado, establecido por la generación prevista (del último despacho vigente y por el uso previsto de la RSF en caso corresponda).

² De acuerdo al Teorema de Chebyshev, el cual indica que para un nivel de confianza de 95% implica que es equivalente a dos veces la desviación estándar de caudales.

La aplicación del presente literal queda sujeta a la condición de que los aportes naturales sean inferiores al caudal máximo turbinable de cada caso.

- c) El perfil de generación proyectado P_{Proy_t} se calcula con la ecuación (3).

$$P_{Proy_t} = P_{RDO_t} + P_{RSF_t} \times \frac{\Delta P_{proy_t}}{RSF_{total_t}} \dots \dots (3)$$

Donde:

P_{RDO_t} : Generación programada en el último despacho vigente [MW]

P_{RSF_t} : Magnitud de RSF asignada a la central en análisis en la etapa t [MW]

ΔP_{proy_t} : Uso de RSF del SEIN proyectado en la etapa t [MW] (Ver numeral 3.2 del presente anexo)

RSF_{total_t} : Magnitud de RSF del SEIN en la etapa t [MW]

- d) Por último, se procede con el cálculo de la desviación de energía hidráulica ΔE_ζ para cada CHM, ver ecuación (4), basándose en la diferencia del volumen final de las 24 horas V_{final} , en comparación con el volumen meta del último despacho vigente V_{meta} .

$$\Delta E_\zeta = \frac{(V_{meta} - V_{final}) \times \varepsilon}{3,6} [MWh] \dots \dots (4)$$

- e) Si la desviación de energía hidráulica de la CHM ΔE_ζ se encuentra fuera del rango de $\pm E_\sigma$ entonces considerar el excedente/déficit (conservando su signo) como ΔE_{CHM_i} para la CHM, tal como se describe en la ecuación (5).

$$\Delta E_{CHM_i} = \begin{cases} \Delta E_\zeta - E_\sigma & \text{Si } |\Delta E_\zeta| > E_\sigma \text{ y } \Delta E_\zeta \geq 0 \\ \Delta E_\zeta + E_\sigma & \text{Si } |\Delta E_\zeta| > E_\sigma \text{ y } \Delta E_\zeta < 0 \\ 0 & \text{Si } |\Delta E_\zeta| < E_\sigma \end{cases} [MWh] \dots (5)$$

1.2 Etapas de volumen

- a) El contador de niveles de volumen α_{V_i} evalúa por central el número de etapas proyectadas en las cuales el volumen proyectado de su embalse ha superado sus límites máximos o mínimos. En caso supere 4 etapas medio horarias seguidas en alguna CHM, se considera activado el índice α para la etapa medio horaria en análisis.

2. Parámetro β relacionado a la desviación térmica

El valor β se calcula como el porcentaje entre la desviación de energía ejecutada de las centrales térmicas, ver ecuación (6), desde la hora de vigencia del último RDO o PDO vigente, y la suma de la energía térmica ejecutada hasta la emisión del último despacho vigente con la energía térmica prevista en el último despacho vigente.

$$\beta_j = \left[\frac{\sum_{t=t_{RDO}+1}^{t=24} (P_{ej_t} - P_{pr_t})}{\left(\sum_{t=1}^{t=t_{RDO}} P_{ej_t} + \sum_{t=t_{RDO}+1}^{t=24} P_{pr_t} \right)} \right] \% \dots (6)$$

$$\beta = \max(|\beta_1|, |\beta_2|, \dots, |\beta_j| \dots, |\beta_{N_T}|)$$

Donde:

- t_{RDO} : Hora desde la cual está vigente el último despacho vigente
- P_{ej_t} : Potencia activa ejecutada en la etapa de tiempo t (considerar la potencia programada en caso no se cuente con un dato de generación ejecutada) [MW]
- P_{pr_t} : Potencia activa programada o reprograma en la etapa de tiempo t [MW]
- j : Central térmica “j” en análisis
- N_T : Número de centrales térmicas en análisis

3. Parámetro y relacionado a la desviación de demanda

Para determinar el parámetro γ se realiza lo siguiente:

- 3.1 En el tiempo real, en base a la desviación de demanda global a nivel de generación ejecutada con respecto al despacho vigente, para cada periodo de mínima (de 00:00 h a 08:00 h), media (de 08:00 h a 18:00 h) y máxima demanda (de 18:00 h a 24:00 h) (por separado) se realiza una proyección de la desviación de la demanda para el periodo que corresponda. La metodología será determinada por el COES y comunicada en el informe anual que señala el numeral 5.1.4 del presente procedimiento.
- 3.2 Para cada periodo medio horario se verifica que dicha proyección de la desviación de demanda se encuentre en el rango de la magnitud de potencia destinada para cubrir los desvíos de la demanda que establece el estudio anual para determinar la reserva total requerida para la Regulación Secundaria que señala el Procedimiento Técnico del COES N° 22 “Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia” (PR-22) o el que lo reemplace, ver ecuación (7).

$$Mag_{\gamma_t}^- < \Delta P_{proy_t} < Mag_{\gamma_t}^+ \quad [MW] \dots (7)$$

Donde:

- $Mag_{\gamma_t}^-$: Magnitud de RSF destinada a la desviación de demanda hacia abajo [MW]
- $Mag_{\gamma_t}^+$: Magnitud de RSF destinada a la desviación de demanda hacia arriba [MW]
- ΔP_{proy_t} : Magnitud de desviación de demanda proyectada para la etapa de tiempo “t” [MW]

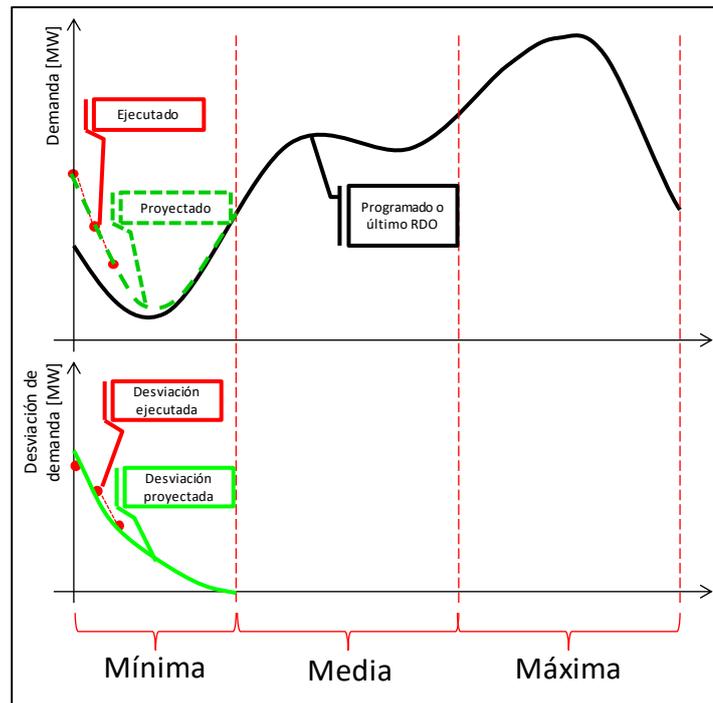
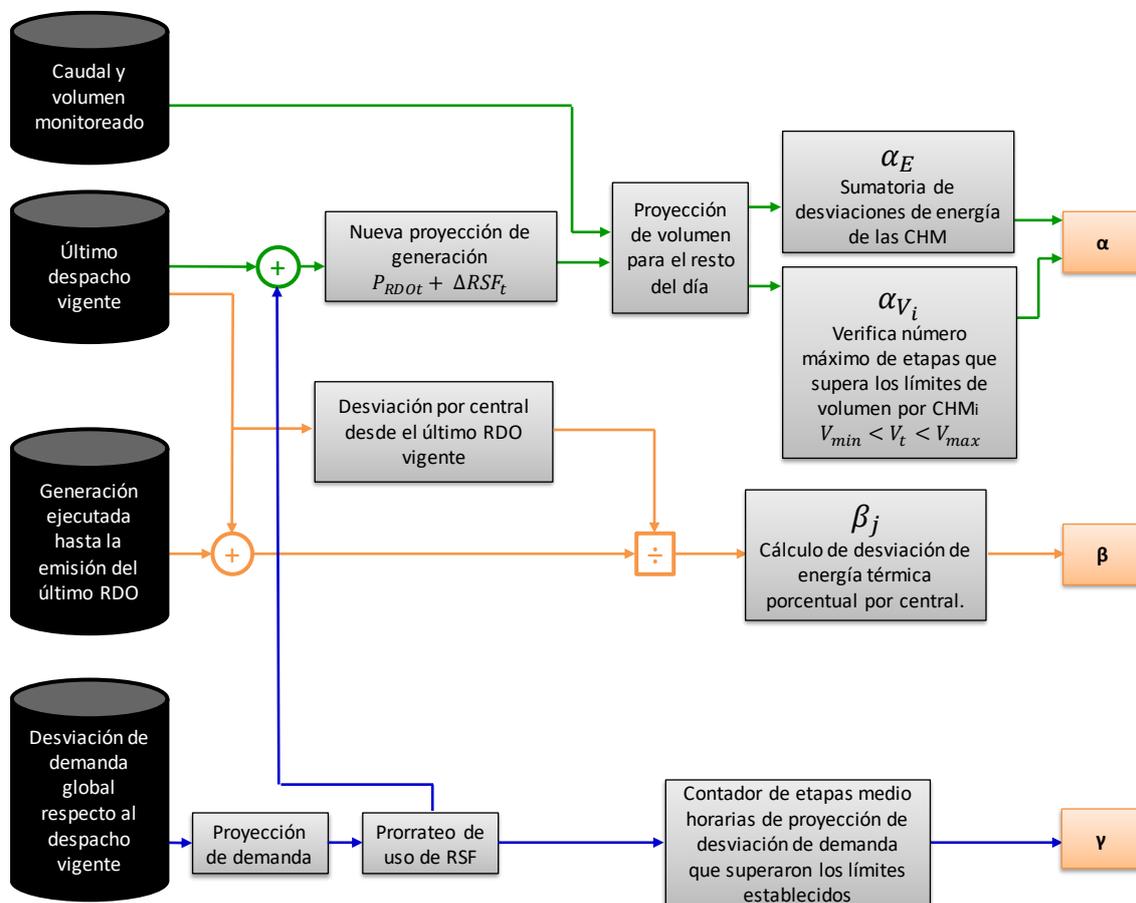


Diagrama de flujo del PR-06



Anexo 3

Procedimiento para establecer las tolerancias de los parámetros α , β y γ

1. Consideraciones preliminares para establecer las tolerancias para los parámetros α y β

1.1 Con el objetivo de determinar la variación de energía representativa del parque generador térmico eficiente disponible, la cual denominaremos energía tolerada \tilde{E} , para un periodo de dos horas, se procede a construir una tabla de los distintos modos de operación de las centrales térmicas, considerando aquellos modos más eficientes sustentados por el COES, y exceptuado aquellos de tipo diésel, residual y no convencional.

1.2 Sean v centrales que cumplen esta condición, se tendrá la ecuación (1) para determinar la variación de energía de cada central φ_v , para un periodo de 2 horas:

$$\varphi_v = 2 \times (P_{max_v} - P_{min_v}) \dots \dots (1)$$

Donde:

φ_v : Variación de energía para la central v [MWh]

P_{max_v} : Potencia máxima del modo de operación de la central térmica [MW]

P_{min_v} : Potencia mínima del modo de operación de la central térmica [MW]

1.3 Con la energía calculada para todos los modos de operación de las centrales térmicas en análisis se procede con el cálculo del promedio de las energías μ_{E_T} y la desviación estándar de energías σ_{E_T} .

1.4 Con el objetivo de albergar a lo menos al 95% de la data estimada en el cálculo de la variación de energía, se debe sumar el promedio más dos veces la desviación estándar, con ello obtenemos la energía tolerada \tilde{E} , tal como se describe en la ecuación (2).

$$\tilde{E} = \mu_{E_T} + 2 \times \sigma_{E_T} \dots \dots (2)$$

2. Para el parámetro α

2.1 Considerando el periodo de avenida o estiaje último se obtiene la Energía Hidráulica Diaria Ejecutada, de la totalidad de las centrales hidráulicas del SEIN.

2.2 Se procede a calcular los índices numéricos de tolerancia para el parámetro α mediante la ecuación (3).

$$\frac{\tilde{E}}{E_{hidro\ ejecutada\ fecha}} \dots \dots (3)$$

Donde:

\tilde{E} : Energía tolerada [MWh]

$E_{hidro\ ejecutada\ fecha}$: Energía hidráulica diaria ejecutada [MWh]

- 2.3 Con los resultados obtenidos se calcula su promedio y desviación estándar. Con el objetivo de albergar a lo menos a 95% de los datos obtenidos, la tolerancia máxima para una alerta del índice α en una etapa se calcula como la suma del promedio más dos veces la desviación estándar. Estos resultados se calculan por separado, tanto para el periodo de avenida como para el periodo de estiaje.

Si se presentara un evento que puede hacer variar considerablemente la energía ejecutada diaria de una central, se efectuará un tratamiento previo a los datos a emplear.

3. Para el parámetro β

- 3.1 Se considera la información de generación térmica ejecutada para el periodo de avenida o estiaje último, hasta el mes de setiembre. Para cada día se obtiene la energía térmica ejecutada.
- 3.2 Para cada día, se procede a calcular la relación porcentual, ver ecuación (4).

$$\frac{\tilde{E}}{E_{t\acute{e}rmica\ ejecutada\ fecha}} \dots \dots (4)$$

Donde:

\tilde{E} : Energía tolerada [MWh]

$E_{t\acute{e}rmica\ ejecutada\ fecha}$: Energía térmica diaria ejecutada [MWh]

- 3.3 Con los valores obtenidos para cada día se determina su promedio, siendo este valor el índice de tolerancia para el parámetro β . Estos resultados se calculan por separado, tanto para el periodo de avenida como para el periodo de estiaje.

Si se presentara un evento que puede hacer variar considerablemente la generación térmica ejecutada, se efectuará un tratamiento previo a los datos a emplear.

4. Para el parámetro γ

La tolerancia del parámetro γ es aquella magnitud de potencia de la RSF destinada a cubrir la desviación de demanda. Dicha magnitud es obtenida del estudio anual para determinar la reserva total requerida para la Regulación Secundaria que señala el PR-22.