



Que, adicionalmente en el artículo 63c del Reglamento de Distribución se establece que corresponde a Osinergrmin liquidar el PQI tomando en cuenta su ejecución y la de los planes anuales que lo integran. Asimismo, en la citada disposición se establece que dicha liquidación debe realizarse sobre la base de los resultados obtenidos en la supervisión de la ejecución de dichos planes y que su resultado debe ser incorporado en la base tarifaria del siguiente proceso de fijación de tarifas de distribución. Asimismo, conforme al Procedimiento aprobado con Resolución N° 299-2015-OS/CD, la liquidación del PQI y sus planes anuales debe considerar la información reportada por los Concesionarios;

Que, en tal sentido, habiendo culminado recientemente el año 2025, a la fecha no se cuenta con la información sobre las instalaciones ejecutadas que deben reportar los concesionarios, conforme a lo dispuesto en el artículo 7 del Procedimiento aprobado mediante Resolución N° 188-2012-OS/CD, lo que imposibilita concluir con la liquidación del Plan Anual 2025 y, consecuentemente, con la liquidación integral del PQI 2022-2026, cuyo resultado debe ser considerado en la base tarifaria de los procesos regulatorios de las Concesiones de Lima y Callao e Ica en curso;

Que, por las razones señaladas, no resulta posible efectuar la publicación del proyecto de resolución tarifaria dentro de los plazos originalmente previstos; resultando necesario ampliar el plazo establecido en el ítem g) de los cronogramas de los procesos regulatorios de las Concesiones de Lima y Callao e Ica, para la publicación del proyecto de resolución tarifaria;

Que, se ha emitido el Informe Técnico Legal N° 066-2026-GRT de la División de Gas Natural de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergrmin, que complementa la motivación de la decisión del Consejo Directivo de Osinergrmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos;

De conformidad con lo dispuesto en la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, Ley N° 27332; en la Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, Ley N° 27838; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergrmin, aprobado por Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; en el Reglamento General de Osinergrmin, aprobado con Decreto Supremo N° 054-2001-PCM y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por el Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias; y;

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

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Modificación del Cronograma del proceso regulatorio de la Concesión de Ica

Modificar el cronograma aplicable al Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, Acometidas y Cargos de Mantenimiento, Corte y Reconexión de la Concesión de Ica, correspondiente al periodo regulatorio 2026 - 2030, de acuerdo con lo siguiente:

Ítem	Etapa del Proceso	Órgano	Plazo para su pronunciamiento y/o presentación
g	Publicación del Proyecto de Resolución que fija la Tarifa y la relación de la información que la sustenta, y convocatoria a Audiencia Pública.	Osinergrmin	Dentro de los 76 días hábiles siguientes contados a partir del vencimiento de la etapa de Absolución de Observaciones.

Artículo 2.- Modificación del cronograma del proceso regulatorio de la Concesión de Lima y Callao

Modificar el cronograma aplicable al Procedimiento para Fijación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, Acometidas y Cargos de Mantenimiento, Corte y Reconexión de la Concesión de Lima y Callao, correspondiente al periodo regulatorio 2026 - 2030, de acuerdo con lo siguiente:

Ítem	Etapa del Proceso	Órgano	Plazo para su pronunciamiento y/o presentación
g	Publicación del Proyecto de Resolución que fija la Tarifa y la relación de la información que la sustenta, y convocatoria a Audiencia Pública.	Osinergrmin	Dentro de los 77 días hábiles siguientes contados a partir del vencimiento de la etapa de Absolución de Observaciones.

Artículo 3.- Publicación

Disponer la publicación de la presente resolución en el Diario Oficial El Peruano, así como en el portal institucional de Osinergrmin: www.gob.pe/osinergrmin, y consignarla junto con el Informe Técnico Legal N° 066-2026-GRT en la página web de Osinergrmin: <https://www.osinergrmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2026.aspx>.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA

Única. - Plazos aplicables a las etapas posteriores de los procesos regulatorios en curso

Los plazos correspondientes a las etapas posteriores al ítem g) de los cronogramas de los procesos regulatorios 2026-2030 de las Concesiones de Lima y Callao e Ica, establecidos conforme al Anexo C.2 de la Norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, se mantendrán sin modificación alguna.

OMAR CHAMBERGO RODRÍGUEZ
Presidente del Consejo Directivo

2485981-1

Resolución de Consejo Directivo que aprueba el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 08 "Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN" y modifica el Procedimiento Técnico del COES N° 09 "Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN" y el Glosario del COES

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGRMIN N° 18-2026-OS/CD

Lima, 10 de febrero del 2026

CONSIDERANDO:

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

Que, en el literal b) del artículo 13 de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica ("Ley 28832"), se establece que una de las funciones de interés público a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional ("COES") consiste en elaborar los procedimientos en materia de operación del sistema

eléctrico interconectado nacional ("SEIN") y administración del mercado de corto plazo, los cuales son presentados a Osinermin para su aprobación;

Que, en el artículo 12.1 y en los literales a) y c) del artículo 14 de la Ley 28832, el Coes tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del Sein al mínimo costo, garantizando la seguridad del sistema y optimizando el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos; así como desarrolla los programas de operación, supervisando su ejecución;

Que, en el artículo 5.1 del Reglamento del COES, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se señala que el COES, a través de su Dirección Ejecutiva, debe elaborar las propuestas de Procedimientos Técnicos en materia de operación del SEIN. Para tal efecto, en el artículo 5.2 del citado Reglamento se prevé que el COES debe contar con una guía de elaboración de procedimientos técnicos aprobada por Osinermin, la cual incluirá, como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento;

Que, mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD se aprobó la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos ("Guía"), estableciéndose el proceso y los plazos para la aprobación y/o modificación de los procedimientos técnicos. Esta Guía fue modificada con Resoluciones N° 088-2011-OS/CD, N° 272-2014-OS/CD, N° 210-2016-OS/CD y N° 090-2017-OS/CD;

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

Que, en cumplimiento del proceso establecido en la Guía, el 26 de noviembre de 2014, se publicó el Procedimiento Técnico del COES N° 08 "Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN" ("PR-08"), aprobado con Resolución N° 247-2014-OS/CD, cuyo objetivo es establecer los criterios técnicos para la elaboración de los programas de la operación de corto plazo de las unidades de generación del SEIN, considerando su gestión eficiente;

Que, mediante la Resolución N° 086-2017-OS/CD, publicada el 27 de mayo de 2017, se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 09 "Coordinación de la Operación en Tiempo Real" ("PR-09") cuyo objetivo es establecer los criterios y lineamientos que el COES y los Agentes deben cumplir en atención de la función de coordinación de la operación en tiempo real del SEIN, manteniendo criterios de seguridad, calidad y economía;

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

Que, el COES mediante Carta N° D-052-2025 del 22 de enero de 2025 presentó una propuesta de modificación del PR-08, del PR-09 y del GLOSARIO, señalando que, de la aplicación del PR-08 vigente se han identificado oportunidades de mejora, relacionadas con la necesidad de especificar que las contingencias consideradas corresponden a equipos de los sistemas de transmisión troncales nacionales u otro que el COES sustente, así como precisar el alcance del procedimiento a fin de incorporar los estudios operativos anuales y especificar los equipos y contingencias a monitorear en las simulaciones. También resulta necesario modificar en el PR-09 y en el GLOSARIO, a fin de adecuarlos a los cambios efectuados al PR-08;

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 923-2025-GRT del 21 de abril de 2025, se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-08 otorgándole un plazo de veinticinco días hábiles para subsanar las mismas. El COES dentro del plazo otorgado, mediante Carta N° COES/D-591-2025 del 16 de mayo de 2025, remitió a Osinermin la subsanación de las referidas observaciones;

Que, mediante Resolución N° 101-2025-OS/PRES del 15 de agosto de 2025, se publicó el proyecto de modificación del PR-08, del PR-09 y del GLOSARIO, otorgándose un plazo de treinta días calendario, contados

desde el día siguiente su publicación, para que los interesados remitan sus opiniones y sugerencias; de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía, en el artículo 21 del Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 009-2024-JUS y en el artículo 25 del Reglamento General de Osinermin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, dentro del plazo establecido, se recibieron los comentarios presentados por las empresas Infraestructuras y Energías del Perú S.A.C., Engie Energía Perú S.A.A., Red de Energía del Perú S.A., Statkraft Perú S.A., Fenix Power Perú S.A., Kallpa Generación S.A., Orygen Perú S.A.A., Compañía Eléctrica El Platanal S.A., Inland Energy S.A.C. y del propio COES;

Que, mediante Carta N° COES/D-1206-2025 del 18 de noviembre de 2025, el COES presentó su opinión respecto de los comentarios recibidos;

Que, la propuesta presentada por el COES, la respuesta a las observaciones, así como la opinión a los comentarios recibidos han sido analizados en el Informe N° 072-2026-GRT, previo cumplimiento de las etapas establecidas en Reglamento del COES y en la Guía, habiéndose aceptado aquellos comentarios que contribuyen con el objetivo del procedimiento técnico. Teniendo en consideración, la cantidad de modificaciones en el extenso del procedimiento, resulta conveniente aprobar un nuevo texto del PR-08 para facilitar su manejo por parte de los administrados en un documento integrado. Por consiguiente, corresponde la aprobación del nuevo PR-08 y la modificación del PR-09 y del GLOSARIO;

Que, en ese sentido, se ha emitido el Informe Técnico N° 072-2026-GRT y el Informe Legal N° 071-2026-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y de la asesoría legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales integran la presente decisión;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinermin, aprobado con Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; en el Reglamento General de Osinermin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica; en el Reglamento del COES, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM; en la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

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

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Aprobar el Procedimiento Técnico del COES N° 08 "Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN", contenido en el Anexo 1 de la presente resolución, quedando sin efecto el aprobado con Resolución N° 247-2014-OS/CD.

Artículo 2.- Modificar el Procedimiento Técnico del COES N° 09 "Coordinación de la Operación en Tiempo Real", aprobado con Resolución N° 086-2017-OS/CD, conforme al Anexo 2 de la presente resolución.

Artículo 3.- Incorporar la definición "Región de Seguridad" al Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES, aprobado con Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, según lo siguiente:

"Región de Seguridad: Nomograma cuyos ejes son dos variables operativas (generación y/o flujo) seleccionadas sobre un plano cartesiano, en el que el operador puede modificar el despacho del sistema sin encontrar violaciones de los criterios de seguridad de la operación. Los límites o fronteras se determinan a partir de la evaluación de la capacidad térmica de los equipos, y los criterios de seguridad transitoria y de tensión establecidos."



Artículo 4.- Disponer la publicación de la presente resolución y sus Anexos en el diario oficial El Peruano y en el portal web: <https://www.gob.pe/osinergmin>, y consignarlos junto con el Informe Técnico N° 072-2025-GRT y el Informe Legal N° 071-2026-GRT, en el portal web institucional de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2026.aspx>. Estos informes son parte integrante de la presente resolución.

OMAR CHAMBERGO RODRIGUEZ
Presidente del Consejo Directivo

ANEXO 1

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-08
CRITERIOS DE SEGURIDAD OPERATIVA DE CORTO PLAZO PARA EL SEIN		

1. Objetivo

Definir los criterios de Seguridad a ser utilizados en la programación y reprogramación de la operación del SEIN con la finalidad de que el Sistema Troncal Nacional (STTN) y el Sistema Troncal Regional (STTR) operen en Estado Normal frente a las variaciones cotidianas de la demanda y la generación, o transitoriamente con sobrecargas ante un grupo determinado de Contingencias en equipos del STTN, del STTR u otro equipo que el COES considere necesario y que puedan comprometer el funcionamiento del SEIN.

2. Alcance

Están comprendidos dentro del alcance del presente procedimiento, los procesos de elaboración de los Programas Anual, Mensual, Semanal y Diario de Intervenciones, los Programas Semanal y Diario de Operación, la Reprogramación de la Operación Diaria, así como estudios operativos de periodicidad anual.

3. Base legal

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

3.1 Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).

3.2 Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE).

3.3 Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

3.4 Decreto Supremo N° 026-2016-EM, Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento del MME).

3.5 Decreto Supremo N° 027-2008-EM, Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (Reglamento COES).

3.6 Decreto Supremo N° 027-2007-EM, Reglamento de Transmisión.

3.7 Decreto Supremo N° 020-97-EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

3.8 Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM-DM, Normas Complementarias sobre Reserva Fría de Potencia.

3.9 Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE, Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI).

4. Abreviaturas y definiciones

Para la aplicación del presente procedimiento, los términos en singular o plural que se inicien con mayúscula se encuentran definidos en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC, aprobado mediante Resolución

Ministerial N° 143-2001-EM-VME y modificatorias, o la que lo sustituya; así como en la normativa citada en la Base Legal.

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.

5. Responsabilidades

5.1 Del COES

5.1.1 Disponer la configuración del SEIN que resulte de aplicar los criterios de seguridad operativa establecidos en el presente Procedimiento.

5.1.2 Establecer las condiciones o características que tiene que cumplir una o varias líneas de transmisión para que sean calificadas como Principales Enlaces del SEIN, a través del estudio de Estabilidad del SEIN al que se refiere el numeral 7.4 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

5.1.3 Definir y publicar en la web del COES el listado de Contingencias de equipos que, adicionalmente a las del STTN, se consideren para la aplicación de los numerales 6.1, 6.2, 6.4 y 6.6. La lista de equipos y contingencias se determinará tomando en cuenta su Tasa de Ocurrencia de Falla, (para periodos de Avenidas y Estiaje), y/o la severidad de las fallas en los mismos.

En caso de que un agente considere que un equipo del STTR deba incorporarse en dicho listado, deberá remitir el sustento correspondiente mediante carta, a fin de que sea evaluado por el COES.

La actualización del listado de contingencias tendrá en cuenta el ingreso o retiro de instalaciones, los nuevos equipos indicados a solicitud de los agentes y los equipos adicionales a criterio del COES, y será oportunamente publicada en la página web institucional.

5.1.4 Definir y publicar en el Programa Semanal de Intervenciones y actualizar en el Programa Diario de Intervenciones en caso cambie la topología de los Principales Enlaces, los límites de transmisión o Regiones de Seguridad de los Principales Enlaces del SEIN conforme a lo establecido en el presente procedimiento.

Dichos límites de transmisión o Regiones de Seguridad se obtendrán en base a la lista de contingencias la cual toma en cuenta su Tasa de Ocurrencia de Falla (para Periodos de Avenidas y Estiaje), y/o la severidad de las fallas en los mismos.

5.1.5 Definir la configuración de las subestaciones doble barra del STTN y STTR conforme a lo establecido en el presente procedimiento.

5.1.6 Realizar en la programación diaria y reprogramación los análisis de flujo de carga (sin o con contingencia simple), de acuerdo con los criterios establecidos en el numeral 7.1 para los análisis de contingencias, por lo menos para una hora representativa en cada periodo de la mínima, media y máxima demanda. Para la programación semanal, los análisis de flujo de carga (sin o con contingencia simple), de acuerdo con los criterios establecidos en el numeral 7.1 para los análisis de contingencias, se realizarán por lo menos para el periodo representativo de la media demanda; y en periodos de mínima y máxima demanda cuando corresponda.

5.1.7 Mantener actualizado en el Portal de Internet del COES los valores de Tensión de Operación de las Barras de los Sistemas de Transmisión del SEIN; así como la capacidad, sobrecarga admisible y cualquier otro tipo de restricción asociada a los equipos de transmisión.

5.1.8 Elaborar y publicar el estudio anual que determine la configuración de las subestaciones doble barra del STTN y STTR, de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.2.1.

5.1.9 Elaborar y publicar el estudio anual que identifique la necesidad abrir anillos en el sistema de transmisión en el SEIN, de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.2.2.

5.1.10 Mantener actualizados en el Portal de Internet del COES los tipos y las Tasas de Ocurrencia de Fallas de los equipos de generación y transmisión del SEIN, comprendidos en el numeral 5.1.3.

5.1.11 En los casos en que, como parte de la ejecución de un proyecto de integración, modificación o retiro de instalaciones eléctricas, así como de Mantenimientos Preventivos o Correctivos, sea necesario deshabilitar temporalmente el sistema diferencial de barras, el agente deberá proponer configuraciones operativas alternativas que minimicen el impacto ante una eventual falla en las barras de la subestación.

El requerimiento de deshabilitación deberá incluirse en el Programa Anual y/o Mensual de Mantenimiento, elaborado por el COES, indicando la duración prevista y las medidas operativas a implementar.

Para el caso de instalaciones nuevas que requieran la deshabilitación del diferencial de una subestación, la maniobra solo podrá ejecutarse una vez obtenida la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio, y podrá mantenerse deshabilitada únicamente durante el plazo máximo que los procedimientos correspondientes establecen para la ejecución de dichas pruebas.

Cuando la indisponibilidad del sistema diferencial de barras se produzca de manera imprevista -por mantenimiento correctivo, desconfiguración o falla en tiempo real-, el agente dispondrá de un plazo máximo de quince (15) días calendario para presentar al COES la propuesta de configuración operativa alternativa correspondiente.

En todos los casos, el agente deberá remitir al COES un informe técnico que detalle los cambios y ajustes de las protecciones aplicables durante la indisponibilidad del diferencial de barras.

5.2 De los Agentes del SEIN

Informar al COES, a través de la extranet o medios que se establezcan, cualquier cambio temporal en la capacidad de sus equipos del Sistema de Transmisión, como transformadores de potencia, autotransformadores, líneas del Sistema de Transmisión y otros, para el Estado Normal de Operación y para el Estado de Emergencia de Operación, para diferentes tiempos de permanencia (30 minutos, 2 horas y 4 horas).

6. Criterios de seguridad operativa

6.1 Establecer y aplicar límites de transmisión o Regiones de Seguridad en los principales enlaces del SEIN, para lo cual, mediante Análisis de Contingencia, se determinará el límite o Región de Seguridad, en donde la operación del sistema se mantenga estable ante Contingencias definidas conforme a lo indicado en los numerales 5.1.3 y cumpliendo lo establecido en los numerales 7.1 y 7.2.

6.1.1 En Situación Excepcional, los límites de transmisión pueden superarse, siempre y cuando como resultado de los análisis de Contingencia (estado post-contingencia) no se pierda la estabilidad del sistema o de parte de éste, ni se produzcan restricciones de suministro por actuación del ERACMF y se cumpla con lo indicado en el numeral 6.10.

6.2 En el caso de las redes pertenecientes a los STTN y STTR:

6.2.1 Para las subestaciones de doble barra, mediante análisis de contingencia, que considere, como mínimo, la falla en barra, se determinará la configuración que permita mantener la estabilidad del sistema y/o minimizar el impacto de las contingencias del STTN, así como las definidas según el numeral 5.1.3, cumpliendo con lo establecido en el numeral 7.2. Dichos análisis, deberán de realizarse con la red completa (sin mantenimientos), sin posibilidad de actualización por la indisponibilidad de algún elemento del SEIN, salvo lo establecido en el numeral 5.1.11.

Deberán evaluarse, como alternativa las configuraciones de subestaciones de doble barra que hayan sido validadas en los Estudios de Operatividad, así como aquellas analizadas como medidas operativas en el Plan Operativo de Largo Plazo.

Este estudio lo realizará anualmente el COES siendo el plazo máximo de publicación el 31 diciembre de cada

año. Previamente, el COES definirá los plazos y etapas de revisión a fin de que los agentes puedan formular sus observaciones y comentarios.

6.2.2 En un estudio anual del SEIN, el COES identificará los anillos del sistema de transmisión que restrinjan la utilización plena de la capacidad de las redes de 500 kV o 220 kV, por cuellos de botella en equipos de tensión inferior que no pertenezcan al STTN ni al STTR. Sobre la base de las conclusiones de dicho estudio, se podrá ejecutar la apertura de los enlaces identificados, siempre que la nueva configuración permita mantener la estabilidad del sistema y minimizar el impacto de las contingencias preseleccionadas, conforme a lo establecido en el numeral 5.1.3 y cumpliendo con lo dispuesto en el numeral 7.2. Este Estudio, deberá considerarse como una opción, la apertura de anillos que hayan sido validados en un Estudio de Operatividad y las propuestas como medida operativa en el Plan Operativo de Largo Plazo que elabora el COES.

El plazo máximo para la publicación del Estudio en su versión final será el 30 de junio de cada año. Previamente el COES definirá los plazos y etapas de revisión para que los agentes puedan presentar sus observaciones y comentarios.

6.2.3 En procura de minimizar el costo total de operación del sistema no se deberá cambiar la topología de la red de 500 kV o 220 kV salvo que la nueva configuración permita mantener la estabilidad del sistema y minimice el impacto de las Contingencias del STTN y las preseleccionadas conforme al numeral 5.1.3, cumpliendo lo establecido en el numeral 7.2 y que las mismas contingencias no provoquen interrupción de suministros.

6.3 Para el resto del sistema que no pertenece a los STTN o STTR mayor a 100 kV, sólo se aplicarán análisis de flujo de carga (sin contingencia) para verificar que el sistema opere en Estado Normal.

6.4 Se aprobará la intervención (con indisponibilidad) de instalaciones de transmisión de la red de 500 kV pertenecientes al STTN, siempre que, particularmente por la intervención, no se deteriore la seguridad del sistema de acuerdo con las siguientes exigencias:

6.4.1 En los análisis de flujo de carga (sin contingencia) se determine que se podrá operar en Estado Normal.

6.4.2 En los análisis de flujo de carga (con contingencia simple) conforme a lo indicado en los numerales 5.1.3, se cumpla con lo establecido en el numeral 7.1.

6.4.3 Excepcionalmente, en caso se identifique que en el sistema no existen condiciones en ningún periodo del año que permitan cumplir con las exigencias del numeral 6.4.2, se evaluará la programación de la actividad en el periodo en el que las contingencias preseleccionadas conforme al numeral 5.1.3, tengan menor impacto en el SEIN.

6.5 No se autorizará la energización de transformadores de potencia de 500 kV o 220 kV sin mando sincronizado, siempre que dicho equipamiento haya sido requerido en los Estudios de Pre-Operatividad u Operatividad correspondientes. Se cancelarán las pruebas de energización de dichos transformadores cuando se produzca restricción o se evidencie un alto riesgo de que ello suceda. Las pruebas deberán ser incluidas en el Programa Semanal de Intervenciones luego de la conformidad por parte del COES a la documentación y/o estudios eléctricos entregados por el titular que sustenten que la energización no provocará restricción de suministros.

6.6 Para la autorización de exportación de energía, se verificará que, particularmente por la exportación no se deteriore la seguridad del sistema, teniendo en cuenta los límites máximos de transferencia de potencia establecidos en el Estudio de Transferencia internacional:

6.6.1 Con los análisis de flujo de carga (sin contingencia), que el SEIN podrá operar en Estado Normal.

6.6.2 Con los análisis de flujo de carga ante las Contingencias definidas en el numeral 5.1.3 (con contingencia simple), que la red de transmisión de 500

kV y 220 kV del STTN y STTR opere conforme al numeral 7.1.

En caso no se cumpla con las exigencias anteriores, no se autorizará la exportación de energía.

6.7 No se programarán mantenimientos de Unidades de Generación que conlleven la disminución de la Reserva Fría de potencia a valores menores al 10% de la demanda de potencia activa del total del SEIN que se pronostica en el horizonte de programación o sistemas aislados temporales.

Excepcionalmente, se permitirá programar mantenimientos que conlleven a disminuir la Reserva Fría de potencia por debajo del porcentaje mencionado, aun cuando no se cuente con Unidades de Generación disponibles, cuando por la naturaleza del trabajo de mantenimiento de la unidad, su ejecución sea inevitable e impostergable. En este último caso, los Generadores Integrantes involucrados, sustentarán técnicamente la necesidad de la programación de sus mantenimientos en las fechas solicitadas.

6.8 La asignación de la magnitud de Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), se realizará de acuerdo con lo establecido en sus respectivos Procedimientos Técnicos.

6.9 Si en la aplicación del presente procedimiento, el COES identifica la necesidad de implementar esquemas especiales de Rechazo Automático de Carga o Generación (RACG) para mitigar efectos en los STTN y STTR por contingencias en el STTN para la aplicación del numeral 7.1, éstos serán definidos en el ámbito del Estudio de Estabilidad previsto en la NTCOTRSI. La implementación de los esquemas será responsabilidad de los agentes titulares de los equipos que forman parte de este, debiendo comunicar al COES y Osinergmin los avances o retrasos que se presenten.

6.10 En Situación Excepcional se podrá operar bajo los siguientes criterios:

6.10.1 Superando los límites de transmisión o Regiones de Seguridad de tal manera que, ante alguna contingencia pre establecida, no se presenten huecos de tensión con valores menores a 0,85 p.u. por 700 milisegundos y que post contingencia el sistema resulte con tensiones mayores o iguales a 0,9 p.u. de la tensión de operación, así como sobrecargas de hasta 35% de la capacidad nominal de las líneas y 5% de la capacidad nominal de los transformadores, en caso no existan capacidades superiores declaradas por los propietarios de los equipos.

6.10.2 En escenarios sin contingencia, tensiones en el rango de +/- 7% de la tensión de operación.

6.10.3 En escenarios sin contingencia, sobrecargas de 20% de la capacidad nominal de las líneas y 5% de la capacidad nominal de los transformadores.

6.11 Las Unidades de Generación que resulten convocadas a operar como resultado de la aplicación de los numerales 8 y 9, no serán consideradas para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo del SEIN.

7. Criterios para la simulación de contingencias

7.1 Análisis de Contingencia simple: ante la desconexión sin falla de un elemento de la red de transmisión (N-1), en los análisis de flujo de carga se debe cumplir:

7.1.1 Las tensiones de las barras de la red de transmisión de los STTN y STTR deben permanecer en los siguientes rangos:

- +7,5% / -10% para las Barras con tensiones menores o iguales a 500 kV y mayores a 200 kV.
- +10% / -10% para las Barras con tensiones menores o iguales a 200kV y mayores a 100 kV.

7.1.2 No deben presentarse sobrecargas mayores al 20% en equipos del STTN y STTR.

7.2 Análisis dinámico de Contingencias: ante la salida de servicio de un elemento por falla o ante la pérdida intempestiva de un elemento, en los análisis de estabilidad se deben cumplir:

7.2.1 El SEIN deberá permanecer estable, incluyendo la simulación de estabilidad transitoria. Las oscilaciones que se presenten deben amortiguarse.

7.2.2 No deberá presentarse la actuación del ERACMF o el ERACMT.

7.2.3 En las barras del sistema de transmisión adyacentes a la falla simulada, la tensión no debe de estar por debajo de 0,8 p.u. durante más de 1 segundo.

7.2.4 No deberá presentarse sobrecargas mayores a 20% en equipos del STTN o STTR luego de que la simulación alcance un nuevo punto de operación estable.

7.3 Para las simulaciones, la capacidad de los equipos de transmisión corresponderá al valor declarado por la empresa a través de la extranet del COES. En Situación Excepcional se considerará las tolerancias indicadas en el numeral 6.10

7.4 Para las simulaciones eléctricas en un régimen de operación de Estado Normal, en las Unidades de Generación se deberán considerar los márgenes de reserva asignados para el control de la frecuencia.

7.5 Si en las simulaciones no se cumple con los requerimientos establecidos en el numeral 7.1, se debe evaluar modificar el Despacho Económico incorporando perfiles de generación para las centrales en servicio o poniendo en servicio unidades de generación por Seguridad, de acuerdo con la metodología establecida en el numeral 8.

8. Modificación del despacho económico por seguridad ante contingencias de transmisión

Para la modificación del Despacho Económico incorporando perfiles de generación para las centrales en servicio o poniendo en servicio unidades de generación por Seguridad ante posibles Contingencias en el STTN, el COES considerará lo siguiente:

8.1 Metodología

En el Programa Semanal y Diario de la Operación del SEIN, el COES tendrá en cuenta la siguiente metodología basada en el modelo lógico para la toma de decisiones denominado árbol de decisiones:

a) Selección de Alternativas

Para cada contingencia que sea tratada de acuerdo con el numeral 7.5, se efectuarán los análisis eléctricos ante la desconexión definitiva del equipo que no cumpla con las tolerancias establecidas en el numeral 7.1 y se plantearán alternativas modificando el Despacho Económico incorporando perfiles de generación para las centrales en servicio o poniendo en servicio Unidades de Generación Térmica fuera del Despacho Económico, a fin de atenuar las consecuencias de interrupción del suministro, ante la ocurrencia de la Contingencia analizada.

b) Energía no Servida (ENS)

• En el escenario inicial, en el cual no se ha modificado el Despacho Económico por Seguridad, mediante el análisis eléctrico se estima la potencia interrumpida en el caso de ocurrencia de la Contingencia bajo análisis.

• En cada escenario de las alternativas evaluadas, en las cuales se ha modificado el Despacho Económico por Seguridad, mediante el análisis eléctrico se estima la potencia interrumpida en caso de ocurrencia de la Contingencia bajo análisis.

• Para la estimación de la ENS se considera un tiempo de reposición igual al promedio de los Tiempos de Reposición de Eventos de desconexión del mismo equipo analizado, utilizando estadísticas de los últimos 10 años. En caso de no contar con información estadística, se utilizará una (1) hora como Tiempo de Reposición.

• Para cada escenario, la ENS es el producto de la potencia activa interrumpida por el Tiempo de Reposición.

c) Valorización de los escenarios

• Se valorizará el costo previsto para el escenario inicial y para el escenario de cada alternativa analizada.

• El costo previsto de cada escenario se hallará sumando el costo de operación más el producto de la Tasa de Ocurrencia de Falla por la ENS correspondiente y por el costo unitario de la ENS.

• Costo Previsto = Costo de Operación del SEIN + Tasa de Ocurrencia de Falla x ENS x Costo Unitario de ENS.

• Se considerará el valor del costo unitario de la ENS utilizado en la elaboración del último Plan de Transmisión del SEIN.

d) Toma de decisión

• Se optará por la modificación del Despacho Económico por Seguridad ante Contingencias de equipos del STTN, siempre que el costo previsto del escenario de la alternativa seleccionada sea menor al 90 % del costo esperado del escenario inicial. En el caso que, existan dos o más escenarios con costos esperados menores al 90%, se tomará como escenario alternativo el de menor costo.

• En los respectivos programas de Corto Plazo se informará respecto a la modificación del Despacho Económico por Seguridad ante Contingencias de transmisión.

8.2 Programación de Unidades por Seguridad a solicitud de un Agente

a) Los Agentes pueden solicitar al COES que una o más Unidades de Generación Térmica en Operación Comercial entren al despacho por Operación por Seguridad ante Contingencias de transmisión solo en caso de que el mantenimiento del Sistema de Transmisión afecte la Seguridad de su Área Operativa. Para ello, deberán contar con la aprobación de su Generador suministrador y de los titulares de las Unidades de Generación a operar.

b) La solicitud se realizará mediante un correo electrónico al COES (seguridadspr@coes.org.pe) y deberá incluir las fechas y períodos de operación de las Unidades de Generación solicitadas. La solicitud deberá ser presentada antes del vencimiento del plazo de entrega de información para el Programa Semanal de Operación, de acuerdo con el Procedimiento Técnico referido a la Programación de la Operación de Corto Plazo.

c) La solicitud deberá ser confirmada por su Generador suministrador y los titulares de las Unidades de Generación que operarán por Seguridad, mediante cartas dirigidas a la Dirección Ejecutiva dentro del plazo de entrega de información para el Programa Diario de Operación.

d) El COES atenderá la solicitud siempre y cuando se haya cumplido lo señalado en los numerales anteriores. El COES podrá rechazar o cancelar la operación de las Unidades de Generación por Seguridad debido a necesidades del despacho u operación del SEIN.

e) Los sobrecostos definidos en el numeral 8.3 a) serán asumidos por el Agente solicitante, a través de su Generador suministrador en las transferencias de energía activa mensual. El Generador suministrador que apruebe la solicitud será el responsable en las transferencias de energía activa mensual, por la asignación de la compensación señalada en el numeral 8.3 a).

8.3 Compensación Económica

a) La compensación de la operación de Unidades de Generación Térmica por Seguridad será determinada conforme al numeral 7 del Procedimiento Técnico del COES N° 33 "Compensaciones de Costos Operativos Adicionales de las Unidades de Generación Térmica" (PR-33) o aquel que lo reemplace o sustituya en este aspecto.

b) Los Participantes pagarán las compensaciones resultantes del literal a) de este, conforme al numeral 7 del PR-33, siempre que las compensaciones no hayan sido

producto de la aplicación del numeral 8.2.

c) Las compensaciones por Seguridad formarán parte de la LSCIO, elaborado en cumplimiento del Procedimiento Técnico del COES N° 10 "Liquidación de Valorización de las Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas" (PR-10), o aquel que lo reemplace o modifique.

9. Programación y compensación por seguridad de Unidades de Generación de Reserva Fría a las que se refiere el PR-42

9.1 Consideraciones

9.1.1 Será aplicable a las Centrales de Reserva Fría de Generación a las que se refiere el Procedimiento Técnico del COES N° 42 "Régimen Aplicable a las Centrales de Reserva Fría de Generación" (PR-42).

9.1.2 El régimen aplicable a las compensaciones que resulten de la operación de las Centrales de Reserva Fría señaladas en el numeral precedente, así como todo otro aspecto no regulado para la operación de estas centrales en el presente procedimiento, deberá sujetarse a lo dispuesto en el PR-42.

9.2 Programación

El COES deberá ordenar la operación de las Centrales de Reserva Fría de Generación, a las que se refiere el PR-42, por razones de Seguridad, a fin de garantizar el suministro de energía eléctrica a los Usuarios del SEIN.

ANEXO 2

Modificaciones al Procedimiento Técnico del COES N° 09 "Coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN" (PR-09) aprobado con Resolución N° 086-2017-OS/CD.

1 Modificar la referencia del Cuadro N° 2 del numeral 7.4.3 del PR-09

"Solo en estado de Situación Excepcional las tensiones no deberán exceder los márgenes del $\pm 7\%$ de la Tensión de Operación conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 08 "Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN" (PR-08)."

2 Modificar el numeral 7.6.4 del PR-09

"7.6.4 (...)

Durante el Estado de Alerta, el SEIN opera bajo las siguientes condiciones:

i. La frecuencia varía entre 59,2 Hz hasta 61 Hz excediendo el rango de operación normal de 60 Hz $\pm 0,6\%$ (entre 59,64 y 60,36 Hz)

(...)"

3 Modificar el numeral 7.6.5 del PR-09

"7.6.5 (...)

i. La frecuencia momentáneamente es menor a 59,2 Hz o mayor a 61 Hz

(...)"

4 Modificar el numeral 7.7 del PR-09

"7.7 Operación del SEIN en Situación Excepcional

Se procederá de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 08 "Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN" (PR-08)."