

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 060-2012-OS/CD**

Lima, 04 de abril de 2012

**CONSIDERANDO:**

Que, la Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, estableció en su Artículo 12° la finalidad del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con relación a la programación de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SEIN), mientras que en el ítem b) de su Artículo 13° estableció como función del COES el elaborar los procedimientos para la operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo para su aprobación por OSINERGMIN; asimismo, en los ítems a), b) y c) de su Artículo 14° se señala, entre otros aspectos, que el COES debe programar el corto, mediano y largo plazo, programar y ejecutar el mantenimiento mayor de las instalaciones de transmisión y generación, y coordinar la operación en tiempo real del SEIN.

Que, mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, publicado el 03 de mayo de 2008, se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (Reglamento COES), cuyo Artículo 27° detalla, entre otras, las funciones señaladas en el considerando anterior;

Que, mediante Resolución OSINERGMIN N° 476-2008-OS/CD se aprobó la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos” (en adelante la “Guía), elaborada de conformidad con los Artículos 5° y 6° del Reglamento COES, estableciéndose en aquella el proceso y los plazos que deben seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos del COES;

Que, mediante Resolución Directoral N° 032-2011-EM/DGE, se modificó la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados introduciendo, entre otros aspectos, el Título Décimo denominado “Situación Excepcional”, referido a aquella situación temporal declarada por el Ministerio de Energía y Minas en la cual no es posible asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en el SEIN o parte de él. Asimismo, se establece que el COES elaborará un procedimiento para evaluar el riesgo de operar el SEIN o parte de él ante dichas situaciones.

Que, el COES a través de la carta COES/D-421-2011 remitió la propuesta del Procedimiento Técnico COES “Operación del SEIN en Situación Excepcional”, dando inicio al proceso para la aprobación de dicho procedimiento por parte de OSINERGMIN;

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, OSINERGMIN mediante Oficio N° 0745-2011-GART remitió al COES las observaciones a la propuesta, dándole un plazo de veinte (20) días hábiles para subsanar las mismas. En este sentido, mediante la carta COES/D-576-2011, el COES subsanó dichas observaciones y presentó una propuesta modificada;

Que, habiéndose recibido del COES la subsanación de las observaciones, mediante la carta COES/D-576-2011, se publicó mediante Resolución OSINERGMIN N°003-2012-OS/CD el proyecto del nuevo Procedimiento Técnico COES “Operación del SEIN en

**RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA  
OSINERGMIN N° 060-2012-OS/CD**

Situación Excepcional”, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía y en el Artículo 25° del Reglamento General de OSINERGMIN, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, la Resolución OSINERGMIN N° 003-2012-OS/CD otorgó un plazo de quince (15) días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria;

Que, los comentarios y sugerencias presentados por las empresas Enersur S.A. y Kallpa Generación S.A. han sido analizados en el Informe Técnico GFE-UGSEIN-37-2012, y previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5.3 del Reglamento del COES, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se han acogido aquellos que contribuyen con el objetivo de la norma, correspondiendo la aprobación final del procedimiento;

Que, se ha emitido el [Memorando GFE-2012-365](#) de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica y el [Informe Legal N° 107-2012-GART](#) de la Asesoría Legal de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de OSINERGMIN, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del Artículo 3°, de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido 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 lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

**SE RESUELVE:**

**Artículo 1°.-** Aprobar el Procedimiento Técnico COES PR-39 “Operación del SEIN en Situación Excepcional”, que como Anexo forma parte integrante de la presente Resolución.

**Artículo 2°.-** La presente resolución deberá ser publicada en el diario oficial El Peruano y consignada, conjuntamente con el [Memorando GFE-2012-365](#) y el [Informe Legal N° 107-2012-GART](#), en la página Web de OSINERGMIN: [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe).

**Artículo 3°.-** La presente Resolución entrará en vigencia a partir del día siguiente de su publicación en el diario oficial El Peruano.

**ALFREDO DAMMERT LIRA**  
**Presidente del Consejo Directivo**

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-39
OPERACIÓN DEL SEIN EN SITUACIÓN EXCEPCIONAL		
Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 060-2012-OS/CD del 04 de abril de 2012.		

## 1. OBJETIVO

Establecer los criterios y metodología para decidir la operación en tiempo real en condiciones de Situación Excepcional, para ello se evaluará el riesgo de programar y operar el SEIN, o parte de él, en los períodos de Situación Excepcional declarados por el Ministerio de Energía y Minas.

El alcance de la aplicación de este procedimiento comprende a los equipos del sistema de transmisión con niveles de tensión igual o superior a 100 kV.

## 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 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° 020-97-EM – Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE);
- 2.6. 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, deberá entenderse por:

**Tasa de Ocurrencia de Falla.** Es el cociente entre el número de fallas del período estacional y la cantidad de días del mismo período. La tasa de ocurrencia de falla de un equipo para el período estacional es el promedio de las tasas de ocurrencia de falla de cada uno de los últimos 10 años. Los periodos estacionales a considerar son “Periodo de avenida” y “Periodo de estiaje”.

**Energía No Servida.** Es la energía demandada que no puede atenderse, como consecuencia de deficiencias en el sistema eléctrico.

- 3.2. Las demás definiciones utilizadas en el presente Procedimiento están precisadas en el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC”, aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o el que lo sustituya, así como, en las normas que conforman la Base Legal del presente Procedimiento.

#### 4. RESPONSABILIDADES

##### 4.1 Del COES:

- 4.1.1 Aprobar y mantener actualizada la información técnica y económica necesaria para la aplicación del presente Procedimiento.
- 4.1.2 Determinar los límites de las variables eléctricas en que operará el SEIN o parte de él, durante una Situación Excepcional.
- 4.1.3 Poner a disposición de los Agentes del SEIN, toda la información que sustenta la Situación Excepcional.
- 4.1.4 Publicar anualmente la Tasa de Ocurrencia de Falla de las instalaciones del SEIN, la cual se determinará con la información histórica del COES. De no contar con la información suficiente de alguna instalación, se considerará la estadística de equipos del SEIN similares en ubicación y nivel de tensión o capacidad. Para el caso de líneas de transmisión, la tasa de ocurrencia de falla se corregirá en función a su longitud.

##### 4.2 De los Agentes del SEIN:

- 4.2.1 Mantener actualizada la información sustentada de los parámetros de operación de sus instalaciones, para las condiciones normales y de sobrecarga admisible (porcentaje sobre su capacidad nominal y tiempo de duración), los cuales serán válidos a partir de la aprobación por el COES. Para el caso de no contar con dicha información, el COES considerará un 20% de sobrecarga para las líneas de transmisión y 10% de sobrecarga para el caso de los transformadores de potencia.
- 4.2.2 Suministrar la información que a criterio del COES sea necesaria para la aplicación del presente procedimiento.
- 4.2.3 Informar inmediatamente al COES cuando las condiciones de operación previstas en el PSO, PDO y durante la operación, puedan afectar la seguridad de las personas y/o de las instalaciones.

#### 5. DESCRIPCION DE ETAPAS DEL PROCESO

El proceso para evaluar el riesgo de la operación del SEIN en la Situación Excepcional comprende las siguientes etapas:

- Evaluación de la información y determinación de la afectación al abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica;
- Evaluación del riesgo;
- Decisión final.

##### 5.1. Evaluación de la información y determinación de la afectación al abastecimiento seguro y oportuno de energía eléctrica

- 5.1.1 El COES analizará la información recopilada en el Programa Semanal de Operación (PSO), Programa Diario de Operación (PDO) y/o Reprogramación de la Operación (RDO), y sobre la base de la potencia demandada, energía demandada y generación disponible, hará una evaluación del balance de oferta y demanda de energía eléctrica, a efectos de identificar si existe o no déficit de generación en las zonas del SEIN declaradas en Situación Excepcional por el Ministerio de Energía y Minas.
- 5.1.2 Una vez identificado el déficit de generación, se tendrán dos escenarios:

a) **Escenario con Racionamiento**, consistirá en programar y operar el SEIN, considerando el racionamiento a la demanda para respetar las condiciones normales de operación, es decir, instalaciones sin sobrecarga y las tensiones en las barras principales de transmisión dentro de los márgenes normales de calidad que señala la NTCSE, tomando como referencia a la Tensión de Operación determinada por el COES. En este escenario se producirá una Energía No Servida de racionamiento ( $ENS_R$ ).

b) **Escenario en Situación Excepcional**, consistirá en programar y operar el SEIN, o parte de él, en condiciones donde es permisible exceder los límites normales de operación, con el propósito de eliminar o minimizar la Energía No Servida. Sin embargo, no deberán excederse los límites de sobrecarga de las instalaciones indicados en el numeral 4.2.1 del presente Procedimiento; y las tensiones en las barras principales del sistema de transmisión no deberán exceder los márgenes del  $\pm 7\%$  de la Tensión de Operación determinado por el COES; ambos serán sustentados con análisis eléctricos.

5.1.3 Cuando se trate de una parte del SEIN se podrá programar el despacho de la generación hasta agotar la reserva. Sin embargo, cuando se trate de todo el SEIN, la programación del despacho de la generación mantendrá un margen mínimo de reserva, el cual será sustentado por el COES en un plazo de tres días hábiles siguientes a la emisión del PDO, a través de un Informe Técnico publicado en su portal de internet.

## 5.2. Evaluación del riesgo: Cálculo y Valorización de la Energía No Servida (ENS)

Para la evaluación del riesgo, se procederá a calcular y valorizar la Energía No Servida, el cual comprenderá los siguientes pasos:

a) Se calcula la Energía No Servida prevista en ambos escenarios ( $ENS_R$  y  $ENS_X$ ), como resultado de los análisis energéticos y eléctricos en el PSO, PDO y/o RDO;

b) Se valoriza la Energía No Servida prevista en ambos escenarios,  $C(ENS_R)$  y  $C(ENS_X)$ , de la siguiente manera:

$$C(ENS_R) = (ENS_R) * C_R + (\lambda W_{RTR}) * C_U \quad \dots\dots\dots (1)$$

$$C(ENS_X) = (ENS_X) * C_R + (\lambda W_{XTX}) * C_U \quad \dots\dots\dots (2)$$

Dónde:

$ENS_R$ : Energía No Servida prevista en la Programación de la Operación de corto plazo, para el escenario con Racionamiento, expresada en MWh.

$ENS_X$ : Energía No Servida prevista en la Programación de la Operación de corto plazo, que podría producirse para el escenario de operación en Situación Excepcional, por regulación de tensión u otras restricciones particulares de ser necesario; expresada en MWh.

$C_R$ : Costo de Racionamiento, expresado en US\$/MWh y fijado por OSINERGMIN.

- $C_U$ : Costo Unitario de Energía No Servida, expresado en US\$/MWh y usado en el Plan de Transmisión vigente.
- $\lambda$ : Tasa de Ocurrencia de Falla
- $W_R$ : Potencia interrumpida en el área luego de la pérdida por falla del enlace, resultado del análisis eléctrico, para el escenario con Racionamiento, expresada en MW. Los criterios de análisis eléctrico se sustentarán con una Nota Técnica que será publicada en el portal de internet del COES y serán utilizados en los análisis que acompañarán a la programación de la operación de corto plazo.
- $W_X$ : Potencia interrumpida en el área luego de la pérdida por falla del enlace, resultado del análisis eléctrico, para el escenario en Situación Excepcional, expresada en MW. Los criterios de análisis eléctrico se sustentarán con una Nota Técnica que será publicada en el portal de internet del COES y serán utilizados en los análisis que acompañarán a la programación de la operación de corto plazo.
- $t_R$ : Tiempo medio de restauración del área afectada, previamente en Racionamiento, expresado en horas, de no contar con esta información, se considerará una (1) hora.
- $t_X$ : Tiempo medio de restauración del área afectada, previamente en Situación Excepcional, expresado en horas, de no contar con esta información se considerará tres (3) horas.

### 5.3. Decisión final

El COES programará y operará el SEIN, o parte de él, en Situación Excepcional siempre que el costo de la Energía No Servida en estas condiciones no exceda en 10% al costo esperado del escenario con Racionamiento, esto es:

$$\frac{C(ENS_X)}{C(ENS_R)} \leq 1,1$$

Dicho porcentaje podrá ser modificado por el OSINERGMIN, a propuesta del COES, quién cada dos años evaluará las condiciones del SEIN y propondrá un nuevo valor.

El Anexo adjunto contiene un ejemplo numérico de aplicación para la toma de la decisión de operar en Situación Excepcional.

## 6. PERIODICIDAD Y PLAZOS

La Tasa de Ocurrencia de Falla de las instalaciones del SEIN será publicada por el COES anualmente antes del 31 de enero.

ANEXO

EJEMPLO NUMÉRICO DE APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO  
 PR-39 “OPERACIÓN DEL SEIN EN SITUACIÓN EXCEPCIONAL”

Datos:

Área en análisis: Área Norte del SEIN, a partir de la subestación Chimbote 1

Demanda en promedio en el periodo, resultado del Programa Diario de Operación, de 08:00 h a 22:30 h = 683 MW

Potencia a racionar en el período indicado: 30 MW durante 14,5 horas

Luego, la Energía No Servida prevista (ENS<sub>p</sub>) será: 30MW\*14,5h = 435 MWh

Costo de Racionamiento (C<sub>R</sub>) = 250 U.S.\$/MWh

*La Resolución OSINERGMIN N°067-2011-OS/CD: “Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2011 y el 30 de abril de 2012”, en su Artículo 11°, fija el valor del Costo de Racionamiento en 70,125 céntimos de S/./kWh para todos los sistemas eléctricos. Realizando la conversión y considerando el tipo de cambio en S/. 2,8 por U.S.\$., se tiene que dicho valor es 250 U.S.\$/MWh.*

Costo Unitario de Energía No Servida, tomaremos el utilizado en la elaboración del último Plan de Transmisión, es decir: (C<sub>F</sub>) = 6 000,0 U.S.\$/MWh

*De acuerdo al documento de OSINERGMIN Oficio N°0189-2010-GART, del 9 de marzo de 2010.*

Estadística de fallas del enlace Paramonga Nueva – Chimbote 1, de los últimos 10 años:

Circuito:	Año										Total
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
<b>Paramonga Nueva - Chimbote 1</b>											
<b>L-2215</b>											
Número de Fallas	1	0	1	0	0	1	3	0	0	0	6
Indisponibilidad por Falla (%)	0.0026	0	0.2036	0	0	0.0803	0.0272	0	0	0	
Tiempo Medio Reposición (h)	0.23	0	17.84	0	0	7.04	0.79	0	0	0	
<b>L-2216</b>											
Número de Fallas	--	--	--	--	--	--	--	1	0	3	4
Indisponibilidad por Falla (%)	--	--	--	--	--	--	--	0.2112	0	0.5293	
Tiempo Medio Reposición (h)	--	--	--	--	--	--	--	4.64	0	15.46	

Fuente: ISA-Rep

Luego, la Tasa de Ocurrencia de Falla de cada circuito será:

$$\lambda_{(L-2215)} = (6/10)*(1/365) = 0,0016438$$

$$\lambda_{(L-2216)} = (4/3)*(1/365) = 0,003653$$

Para el escenario con Racionamiento:

Se considerará que la pérdida de cualquiera de uno de los circuitos, provocará la sobrecarga en el circuito paralelo y **pérdida de carga del orden del 30% del área en estudio**, por oscilaciones de tensión, es decir:

$$W_0 = (683-30)*0,3 = 195,9 \text{ MW.}$$

Se tomará como tiempo medio de restauración de los suministros afectados de una (1) hora:

$$t_F = 1,00 \text{ h.}$$

Como puede fallar cualquiera de los circuitos L-2215 ó L-2216, entonces:

$$\lambda = \lambda_{(L-2215)} + \lambda_{(L-2216)} = 0,0016438 + 0,002653 = 0,0052968$$

Reemplazando los valores en:

$$C(ENS_R) = (ENS_R) * C_R + (\lambda W_R t_F) * C_F \dots\dots\dots (1)$$

$$C(ENS_R) = (435) * 250 + (0,0052968 * 195,9 * 1,00) * 6000$$

$$C(ENS_R) = 115 \ 170,1 \ \text{US\$}$$

**Para el escenario de Situación Excepcional:**

Es necesario un corte de 7 MW por regulación de tensión en el mismo período de la Situación Excepcional; entonces:

$$ENS_x = 7 * 14,5 = 101,5 \text{ MWh}$$

Además, se considerará que la pérdida de uno de los circuitos, provocará la pérdida del circuito paralelo y, en consecuencia, **el colapso total del área en estudio**, esto es, 683 MW, menos los 7 MW del corte por tensión, es decir,  $W_0 = 683 - 7 = 676 \text{ MW}$ ; y el tiempo de falla será el tiempo medio de restauración de dicha área, es decir,  $t_x = 3,0 \text{ h}$ .

Reemplazando los valores en:

$$C(ENS_x) = (ENS_x) * C_R + (\lambda W_x t_x) * C_F \dots\dots\dots (2)$$

$$C(ENS_x) = (101,5) * 250 + (0,0052968 * 676 * 3,0) * 6000$$

$$C(ENS_x) = 89 \ 871,8 \ \text{US\$}$$

**Cálculo de la relación  $C(ENS_x) / C(ENS_R)$ :**

$$C(ENS_x) / C(ENS_R) = [89 \ 871,8 / 115 \ 170,1] = 0,7803$$

Esto significa que el costo esperado de la Energía No Servida en Situación Excepcional es menor en 0,7803 veces del escenario con Racionamiento; menor a 1,1 exigido por el Procedimiento. Entonces,

**Decisión Final: Sobrecargar enlace.**