

Aprueban Procedimiento Técnico COES PR-16 "Racionamiento por Déficit de Oferta"

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 196-2011-OS/CD

Lima, 25 de octubre de 2011

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; asimismo, en los ítems c) y f) de su Artículo 14° se señala, entre otros aspectos, que el COES debe coordinar la operación en tiempo real del SEIN y calcular la potencia y energía firme de cada una de las unidades generadoras;

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 otros aspectos, 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 Ministerial N° 143-2001-EM/VME, se aprobó el Procedimiento Técnico COES PR-16 "Racionamiento por Déficit de Oferta" (en adelante "Procedimiento 16");

Que, el COES a través de la carta COES/D-181-2011 remitió como propuesta una nueva versión del Procedimiento 16, dando inicio al proceso para la aprobación de dicho procedimiento por parte OSINERGMIN;

Que, de conformidad con el ahora derogado numeral 8.1 de la Guía, OSINERGMIN publicó en el diario oficial El Peruano, con fecha 06 de abril de 2011, un comunicado con el inicio del procedimiento de aprobación del nuevo

Procedimiento 16, en el que también se estableció un plazo de cinco (5) días hábiles para que los interesados remitan sus opiniones sobre la propuesta del COES. Vencido dicho plazo no se presentaron opiniones sobre el particular;

Que, posteriormente, mediante Oficio N° 0400-2011-GART se comunicó al COES las observaciones de fondo a la propuesta. Seguidamente, el COES subsanó dichas observaciones y presentó una propuesta modificada mediante la carta COES/D-328-2011;

Que, con Resolución OSINERGMIN N° 088-2011-OS/CD se modificó la Guía, estableciéndose en la Disposición Transitoria Única de dicha resolución que los procesos de aprobación de procedimientos técnicos del COES que se encontraran en curso, entre ellos el del Procedimiento 16, debían adecuarse a lo dispuesto por el Decreto Supremo N° 021-2011-EM y a la Guía modificada;

Que, habiéndose evaluado la subsanación de las observaciones de fondo, se publicó, mediante Resolución OSINERGMIN N° 158-2011-OS/CD el proyecto del nuevo Procedimiento 16, 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, en el plazo de quince (15) días calendarios otorgado por la Resolución OSINERGMIN N° 158-2011-OS/CD, se recibieron opiniones y sugerencias de las empresas Edegel S.A.A., Kallpa Generación S.A., Edelnor S.A.A., Enersur S.A., COES-SINAC y Votorantim Metales-Cajamarquilla S.A.;

Que, de acuerdo a lo establecido en el numeral 8.4 de la Guía, OSINERGMIN remitió al COES-SINAC aquellos comentarios en los que se consideraba pertinente su opinión, los mismos que fueron analizados y respondidos por el COES, a través del documento COES/D-427-2011;

Que, se elaboró el Informe Técnico GFE-UGSEIN - 180 - 2011, donde se analizan tanto las opiniones y sugerencias recibidas al proyecto de nuevo Procedimiento 16, así como la respuesta del COES-SINAC sobre los mismos, acogiendo aquellos que contribuyen con el objetivo de la norma;

Que, habiéndose cumplido todas las etapas señaladas en la Guía, corresponde aprobar el Procedimiento 16;

Que, se ha emitido el Memorando GFE-2011-1058 de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica y el Informe Legal N° 369-2011-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-16 "Racionamiento por Déficit de Oferta", 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-2011-1058 y el Informe Legal N° 369-2011-GART, en la página Web de OSINERGMIN: www.osinergmin.gob.pe.

Artículo 3°.- El Procedimiento Técnico COES PR-16 "Racionamiento por Déficit de Oferta", aprobado por el Artículo 1°, iniciará su vigencia en un plazo de 60 días hábiles, contados a partir del día siguiente de la publicación de la presente resolución.

CARLOS BARREDA TAMAYO
Vicepresidente (e) del Consejo Directivo
Encargado de la Presidencia
OSINERGMIN

EXPOSICION DE MOTIVOS

El Procedimiento Técnico COES PR-16 "Racionamiento por Déficit de Oferta" tiene como principal marco legal, la Ley N° 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica", la cual establece la finalidad del Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con relación a la Naturaleza del COES y sus Funciones Operativas (Artículo 12° y literales f) y g) del Artículo 14°).

La propuesta de modificación incluye, entre otros aspectos, la adecuación del procedimiento a las modificaciones realizadas en la Norma Técnica de Coordinación de Tiempo Real y establece claramente las secuencias o pasos que debe seguir el COES, el coordinador y los agentes del SEIN cuando se tenga situaciones de racionamiento detectadas en la programación u operación del SEIN.

El proyecto materia de la presente exposición de motivos, cumple con el objetivo indicado.

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-16
RACIONAMIENTO POR DEFICIT DE OFERTA		
Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 196-2011-OS/CD del 25 de octubre de 2011.		

1. OBJETIVO

Establecer los criterios y metodología para determinar y evaluar el racionamiento del suministro eléctrico por déficit de oferta, así como establecer las responsabilidades del COES y de los Agentes del SEIN y las coordinaciones operativas necesarias para su adecuado cumplimiento.

El alcance de la aplicación de este procedimiento comprende a todos los Agentes del SEIN.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.-Ley de Concesiones Eléctricas

2.2. Ley N° 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica

2.3. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

2.4. Decreto Supremo N° 027-2008-EM.- Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema

2.5. Decreto Supremo N° 020-97-EM.- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

2.6. Decreto Supremo N° 022-2009-EM.- Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad

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

2.8. Estatuto del COES

3. PRODUCTO

3.1. Programa de Racionamiento Manual de Carga, con la siguiente información:

- a) Empresas afectadas
- b) Suministradores afectados
- c) Magnitud de potencia a racionar
- d) Periodo de racionamiento

4. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

4.1. Para la aplicación del presente procedimiento, las siguientes abreviaturas tendrán el significado que a continuación se indica:

- a) SEIN : Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
- b) PRMC : Programa de Racionamiento Manual de Carga

- c) PDO : Programa Diario de Operación
- d) PSO : Programa Semanal de Operación
- e) PMM : Programa de Mantenimiento Mensual
- f) HP : Hora Punta
- g) HFP : Hora Fuera Punta
- h) ERACMF : Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia
- i) ERACMT : Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión

4.2. Las definiciones utilizadas en el presente procedimiento están precisadas en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC" y en la normatividad señalada en la base legal.

5. RESPONSABILIDADES

5.1. Del COES

5.1.1. Determinar la carga a ser racionada en el SEIN, estableciendo el PRMC, el que será comunicado a los Agentes del SEIN conjuntamente con el PMM, PSO, PDO y Reprogramación; o será comunicada directamente por medio electrónico.

5.1.2. Mantener actualizada una base de datos con la demanda total histórica de los Usuarios Libres y de los Distribuidores.

5.1.3. Coordinar y supervisar el cumplimiento de los PRMC establecidos en el PDO o en las Reprogramaciones.

5.1.4. Evaluar el cumplimiento del PRMC.

5.2. De los Agentes del SEIN

5.2.1. Cumplir el PRMC en forma obligatoria.

5.2.2. Los Usuarios Libres y Distribuidores verificarán que los circuitos a ser interrumpidos en la ejecución del PRMC no contengan Cargas Esenciales.

5.2.3. Los Generadores y los Distribuidores comunicarán a sus clientes cada PRMC, inmediatamente después de conocerse los programas o las reprogramaciones de la operación. Si no fuera posible la comunicación inmediata de los Distribuidores a sus clientes regulados, esta comunicación se efectuará en el menor tiempo que sea factible.

5.2.4. Los distribuidores no podrán cortar el suministro eléctrico a Usuarios Libres de otros Suministradores que estén conectadas a sus redes, sin autorización de su respectivo Suministrador, y previa solicitud del COES.

5.2.5. Los Distribuidores y los Usuarios Libres no deben incluir en la aplicación del PRMC a aquellos circuitos que estén considerados dentro del ERACMF y el ERACMT, salvo indicación distinta del COES. Así mismos, en caso un Distribuidor no pueda cumplir con la cuota de racionamiento, el COES, bajo la evaluación respectiva, podrá autorizar a éste racionar a aquellos circuitos contemplados en los esquemas de rechazo automático de carga.

5.2.6. Los Usuarios Libres y los Distribuidores enviarán al COES lo siguiente:

a) Información de su demanda total registrada en medidores y en periodos de 15 minutos, del día de Máxima Demanda del SEIN del mes pasado. Los Distribuidores enviarán la demanda totalizada de sus Usuarios Regulados.

b) Información de la magnitud de su Carga Esencial (adjuntando la calificación emitida por OSINERGMIN).

c) Información de su carga total asignada en el ERACMF y ERACMT, para periodos de HFP y HP, y el segundo esquema de rechazo automático de carga en caso lo tuvieran los usuarios libres.

d) Los Usuarios Libres y los Distribuidores afectados por el racionamiento, informarán al COES la magnitud de la carga racionada, en periodos de 15 minutos a partir de medidores electrónicos, y la hora del inicio y fin del racionamiento ejecutado (por circuitos de preferencia).

6. CRITERIOS GENERALES

6.1. El servicio eléctrico se raciona cuando en un momento determinado, la oferta eléctrica es inferior

a la demanda en el SEIN, como consecuencia de desconexiones programadas o forzadas de equipos, caudales bajos de ríos, escasez de combustibles, entre otros, que ocasione algún déficit de tal oferta.

6.2. La interrupción de suministros será calificada como racionamiento en los siguientes casos:

a) Cuando se encuentra programada como racionamiento en el PMM, PSO, PDO o en la Reprogramación, sin importar su periodo de duración.

b) Si la interrupción de suministros fue originada por eventos o fallas ocurridas durante la operación del sistema y su duración se mantiene por un periodo consecutivo mayor a cuatro horas. Para este último caso, si la duración de la interrupción de suministro es menor o igual a cuatro horas, será calificada como Rechazo de Carga (tratada en el marco de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos).

6.3. En situación de racionamiento, el COES y los Agentes del SEIN, privilegiarán el abastecimiento del suministro eléctrico, de acuerdo al siguiente orden de prioridad:

a) Las Cargas Esenciales calificadas por OSINERGMIN.

b) El Servicio Público de Electricidad.

c) Los Usuarios Libres.

6.4. Un Usuario Libre podrá disponer de dos esquemas de rechazo automático de carga, el primero para una situación normal de operación y el segundo para una situación de racionamiento previo a la actuación del esquema de rechazo automático de carga. Para ambos casos, se debe respetar la magnitud de carga total y la magnitud de carga por etapas asignado en el estudio de rechazo automático de carga y generación aprobado por el COES. La implementación de estos dos esquemas deberán ser comunicados previamente al COES y deberá contar con su aprobación.

6.5. Para los casos en que el déficit es mayor a la carga disponible a racionar de los Usuarios Libres, el COES bajo sustento respectivo, podrá incrementar la carga disponible a racionar de los Usuarios Libres, considerando las cargas asignadas a las etapas de los esquemas automáticos de rechazo de carga.

6.6. El COES el 30 de septiembre de cada año elaborará un estudio para evaluar los bloques de reducción de carga de los usuarios libres, asimismo, determinará el tiempo máximo de ejecución de los racionamientos dispuestos por el COES sobre los usuarios libres que utilicen las cargas del primer esquema de rechazo automático de carga y que previamente deberán tener aprobado su segundo esquema de rechazo de carga conforme se indica en el numeral 6.4 del presente procedimiento. Considerando que el esquema de rechazo automático de carga desconecta en milisegundos, los circuitos que estuvieron asignados para este fin y que las empresas lo utilicen para implementar el PRMC deberán desconectarlo en un tiempo menor a los 15 minutos indicados en el numeral 7.4.6 del presente procedimiento.

7. DESCRIPCIÓN DE LAS ETAPAS DEL PROCESO

7.1. Proceso para establecer la magnitud del déficit total

7.1.1. Con la información disponible y mediante el balance de oferta de generación y demanda, el COES determinará la magnitud del déficit total del SEIN o de una subestación y su tiempo de duración.

7.1.2. Con la finalidad de minimizar la magnitud del racionamiento manual de carga, el COES realizará previamente las siguientes acciones en el orden establecido:

a) Postergar o suspender las actividades de mantenimiento que puedan afectar la seguridad del SEIN o disminuyan la capacidad de oferta de generación.

b) Coordinar el ajuste de descargas de los embalses de regulación.

c) Disminuir la magnitud de la Reserva Secundaria de Frecuencia. La magnitud de Reserva Primaria de Frecuencia se mantendrá en el valor asignado.

7.1.3. Con la magnitud y ubicación de la carga total a ser racionada, el COES, calculará la magnitud de la carga que será racionada por cada empresa de acuerdo a lo establecido en los numerales 7.2 y 7.3.

7.2. Proceso para establecer el universo de usuarios para el PRMC

7.2.1. Las demandas a considerar para los Usuarios Libres y Distribuidores serán las registradas a la misma hora de la mayor demanda de los periodos de HP y HFP del día de máxima demanda del SEIN del mes anterior. El día de máxima demanda del SEIN es determinado por el COES.

7.2.2. Los Usuarios Libres y Distribuidores deberán remitir al COES su demanda histórica en la forma establecida en el Procedimiento Técnico del COES "Pronóstico de la Demanda a Corto Plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional". A falta de información o datos que no reflejen la verdadera demanda, el COES sobre la base de la mejor información disponible, podrá actualizar estos valores.

7.2.3. Si un Usuario Libre tiene dos o más cargas ubicadas en diferentes subestaciones, éstas serán sumadas para obtener un único valor de demanda por Usuario Libre. En caso que el racionamiento afecte a una subestación específica, se considerará sólo la carga ubicada en la subestación afectada.

7.2.4. Para el PDO, PSO y para el PMM, el universo de usuarios para establecer el PRMC del SEIN se determinará seleccionando sólo a los Usuarios Libres con una demanda total superior o igual a 2.5 MW.

7.2.5. Para la Reprogramación y durante la operación en Tiempo Real, el universo de usuarios para establecer el PRMC del SEIN se determinará seleccionando sólo a los Usuarios Libres con demanda total superior o igual a 5 MW, o la potencia que sustente y determine la Dirección Ejecutiva.

7.2.6. Para los casos que el racionamiento se aplique a una subestación, tanto para el PDO, PSO, PMM o la Reprogramación, el universo de usuarios para el PRMC será determinado primero considerando a los Usuarios Libres con carga mayor a 2.5 MW conectados a tal subestación. Si con esto no se cubre la carga a racionar, se considerará a todos los Usuarios Libres y los Usuarios Regulados con carga mayor a 0.2 MW. Si aun así no se llegase a cubrir la carga a racionar, se procederá a racionar a los Usuarios Regulados.

7.3. Proceso para establecer la magnitud de racionamiento de los usuarios afectados

7.3.1. Cálculo de la carga disponible a racionar

Sobre la base de la demanda de cada Usuario Libre o Distribuidor, se obtiene la magnitud de la carga disponible para racionar de cada uno de ellos, para los periodos de HFP y HP, mediante la siguiente relación:

$$CDR = DT - Cft - Ce$$

Donde:

CDR : Carga disponible a racionar (MW)
DT : Demanda Total (MW)
Cft : Carga total asignada para el ERACMF y ERACMT (MW)
Ce : Carga Esencial (MW).

7.3.2. Cálculo del factor de participación K

El factor de participación "K" que afectará a la carga del Usuario Libre o Distribuidor, se calcula mediante la siguiente relación:

$$K = \frac{DefT}{\sum_{i=1}^n CDRi}$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

Donde:

K : Factor de participación
DefT : Déficit total del SEIN o de la subestación (MW)
CDRi : Carga disponible a racionar de la empresa *i* (MW)
n : Número total de empresas

7.3.3. Cálculo de la magnitud de racionamiento de carga

Sobre la base del factor de participación "K" y con la magnitud del déficit total del SEIN o cuando sea el caso de una subestación, se obtiene la magnitud de potencia que cada una de ellas debe racionar, mediante la siguiente relación:

$$Ri = K * CDRi$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

Donde:

Ri : Magnitud de racionamiento de carga de la empresa *i* (MW)

7.3.4. Para una mejor comprensión de la metodología para establecer la magnitud de racionamiento de carga de los usuarios afectados, se incluye un ejemplo en el Anexo A del presente procedimiento.

7.4. Proceso de ejecución del PRMC

7.4.1. En caso sea necesario, el COES actualizará el PRMC establecido en el PDO, considerando las actualizaciones de las variables de demanda, generación y otros. Este PRMC actualizado será comunicado a los Agentes del SEIN.

7.4.2. El COES comunicará a los Suministradores y/o Distribuidores, y estos a su vez a sus clientes (Usuarios Libres) el inicio de aplicación del PRMC. Cuando el COES lo considere necesario, podrá comunicarlo directamente al Usuario Libre.

7.4.3. Los Usuarios Libres y los Distribuidores procederán a racionar su carga de acuerdo a lo solicitado por su Suministrador y/o el COES. Posteriormente confirmarán a su Suministrador, y estos a su vez al COES, la hora y magnitud del racionamiento de carga ejecutado.

7.4.4. Los Usuarios Libres y los Distribuidores, bajo autorización del COES, podrán reemplazar parte o el total de su carga a ser racionada, mediante el ingreso de unidades de generación propias.

7.4.5. Los Usuarios Libres que por inflexibilidades propias de su carga no puedan cumplir con la magnitud de racionamiento asignada en el PRMC, deberán interrumpir una magnitud superior de carga que le sea factible racionar.

7.4.6. El COES, mediante las señales en tiempo real, supervisará el cumplimiento del PRMC y dispondrá las modificaciones necesarias ante desviaciones del mismo. Si luego de quince (15) minutos de que se emita la orden de ejecutar el PRMC, un Usuario Libre o Distribuidor no cumpliera con implementar el PRMC o racione una magnitud de carga menor de la programada, el COES comunicará al Usuario Libre o Distribuidor para que en un plazo máximo de quince (15) minutos se sujete al PRMC. De persistir el incumplimiento, el COES podrá disponer con el respectivo Suministrador la desconexión de cargas del Usuario Libre o Distribuidor."

Conforme se establece en el numeral 6.6 del presente procedimiento, los usuarios libres que utilicen las cargas del primer esquema de rechazo automático de carga y

que también tengan aprobado su segundo esquema de rechazo de carga por el COES, deberán ejecutar los racionamientos en menos a 15 minutos de recibido la disposición del COES.

7.4.7. El COES podrá disponer el racionamiento de carga de los Usuarios Regulados de los Distribuidores en los siguientes casos:

a) Cuando el déficit de oferta lleve al SEIN a un Estado de Emergencia y se requiera con urgencia la desconexión de carga. Luego, de restablecido el SEIN a su Estado Normal se procederá a racionar a los Usuarios Libres para permitir recuperar el suministro de los Usuarios Regulados.

b) Cuando la carga a reducir sea un valor que no pueda ser cubierto por el total de la carga disponible a racionar de los Usuarios Libres. La magnitud de carga a reducir de los Usuarios Regulados será sólo la necesaria para completar la magnitud total del racionamiento requerido.

7.4.8. El COES podrá permitir acuerdos entre dos o más usuarios, de tal forma que puedan redistribuir el racionamiento total que les corresponde, de acuerdo a sus necesidades.

8. EVALUACIÓN DEL RACIONAMIENTO

8.1. La evaluación del racionamiento se efectuará sobre la base de la información requerida en el numeral 5.2.6 y la remitida por los Agentes en cumplimiento del Procedimiento Técnico N° 3 del COES, o norma que lo sustituya. El COES podrá requerir información adicional, referente a la magnitud y el periodo de racionamiento ejecutado.

8.2. Sobre la base de la información recibida, dentro del plazo establecido en el numeral 9, el COES realizará la evaluación del cumplimiento del programa de racionamiento, comunicándolo al OSINERGMIN y publicándolo en su portal de internet.

8.3. Se considera que una empresa cumplió con el racionamiento cuando la potencia y energía racionada es mayor o igual al 95% del valor indicado por el COES.

9. HORIZONTE, PERIODICIDAD Y PLAZOS

9.1. El plazo para la recepción de información de la demanda total de medidores del día de Máxima Demanda del mes anterior, será el día diez de cada mes.

9.2. El plazo de recepción de la información de la magnitud y ubicación de la Carga Esencial será el 10 de enero de cada año.

9.3. El plazo de recepción de la información de la magnitud de carga total asignada para el ERACMF y ERACMT para periodos de HFP y HP será el 10 de enero de cada año.

9.4. El plazo de recepción de la información de la magnitud de carga racionada y la hora de inicio y fin del racionamiento ejecutado será como máximo de 60 horas desde el inicio de la situación de racionamiento.

9.5. El COES diariamente efectuará la evaluación preliminar inicial del cumplimiento de los racionamientos y lo incluirá como parte del informe de ejecución de la operación diaria. Asimismo, dentro de las 72 h de iniciado el racionamiento, el COES efectuará la evaluación preliminar con la información reportada por las empresas conforme se indica en el numeral 5.2.6.

9.6. El plazo para que el COES realice la evaluación final del cumplimiento del racionamiento será de treinta (30) días hábiles de ejecutado el racionamiento.

10. ANEXOS

Anexo	Descripción
A	Ejemplo de aplicación de la metodología para determinar la magnitud de racionamiento de los usuarios afectados

ANEXO A

EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA MAGNITUD DE RACIONAMIENTO DE LOS USUARIOS AFECTADOS

1. CONSIDERACIONES

1.1. De acuerdo a las evaluaciones energéticas realizadas, se ha determinado en el PDO que se requiere racionar 50 MW por déficit de energía en todo el SEIN para periodos de Hora Fuera Punta (HFP) entre las 11:00 y 18:00 horas

1.2. Para este ejemplo, se va a tomar como muestra sólo a un grupo de Usuarios Libres del SEIN.

2. PROCESO PARA ESTABLECER EL UNIVERSO DE USUARIOS DEL PRMC

2.1. En el cuadro siguiente se muestra la magnitud informada del ERACMF y ERACMT de los Usuarios Libres.

	Antamina	Cajamarquilla	Sidoperu	Interbank	Jockey Plaza	Molycop	San Jacinto	Cementos Lima	Cementos Andino	Yanacocha	Cementos Pacasmayo
ERACMF (MW)	30,0	38,0	17,5	0,7	3,9	1,2	1,8	14,0	3,0	25,0	8,0
ERACMT (MW)	0,0	5,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,0	2,0	0,0	5,0	0,0

2.2. A partir del diagrama de carga del día de Máxima Demanda del SEIN, se determina la hora que se produjo la mayor demanda del SEIN en HFP. Para este ejemplo, la mayor demanda se registró a las 11:45 horas.

2.3. Luego, seleccionamos los valores de demandas de las empresas para la hora indicada en el numeral anterior y se obtiene lo siguiente:

Hora MD de HFP	Antamina (MW)	Cajamarquilla (MW)	Sidoperu (MW)	Interbank (MW)	Jockey Plaza (MW)	Molycop (MW)	San Jacinto (MW)	Cementos Lima (MW)	Cementos Andino (MW)	Yanacocha (MW)	Cementos Pacasmayo (MW)
29-01-10 11:45:00	76,6	95,2	43,7	1,7	9,1	3,1	4,6	35,7	7,5	62,7	19,9

2.4. Sobre la base del cuadro anterior, seleccionamos sólo a los Usuarios Libres con una demanda mayor a 2,5 MW (para el caso del PDO), con lo cual se obtiene 10 Usuarios Libres para el PRMC.

Hora MD de HFP	Antamina (MW)	Cajamarquilla (MW)	Sidoperu (MW)	Jockey Plaza (MW)	Molycop (MW)	San Jacinto (MW)	Cementos Lima (MW)	Cementos Andino (MW)	Yanacocha (MW)	Cementos Pacasmayo (MW)	Número de Usuarios Libres
29-01-10 11:45:00	76,6	95,2	43,7	9,1	3,1	4,6	35,7	7,5	62,7	19,9	10

3. PROCESO PARA ESTABLECER LA MAGNITUD DE RACIONAMIENTO DE LOS USUARIOS AFECTADOS

3.1. Aplicando la fórmula mostrada en el numeral 7.3.1 del presente Procedimiento, se obtiene la magnitud de la carga disponible a racionar por cada Usuario Libre, que se muestra en el siguiente cuadro:

	Antamina	Cajamarquilla	Sidoperu	Jockey Plaza	Molycop	San Jacinto	Cementos Lima	Cementos Andino	Yanacocha	Cementos Pacasmayo
Demanda Usuario Libre (MW)	76,6	95,2	43,7	9,1	3,1	4,6	35,7	7,5	62,7	19,9
ERACMF (MW)	30,0	38,0	17,5	3,9	1,2	1,8	14	3,0	25,0	8,0
ERACMT (MW)	0,0	5,0	0,0	1,0	0,0	0,0	2,0	0,0	5,0	0,0
Carga disponible a racionar (MW)	46,6	52,2	26,2	4,2	1,9	2,8	19,7	4,5	32,7	11,9

3.2. Aplicando las fórmulas mostradas en los numerales 7.3.2 y 7.3.3 del presente Procedimiento se obtiene el factor de participación "K" y la magnitud del racionamiento de carga para cada Usuario Libre.

	Antamina	Cajamarquilla	Siderperu	Jockey Plaza	Molycop	San Jacinto	Cementos Lima	Cementos Andino	Yanacocha	Cementos Pacasmayo	Total
Carga disponible a racionar (MW)	46,6	52,2	26,2	4,2	1,9	2,8	19,7	4,5	32,7	11,9	202,7
K	0,2466	0,2466	0,2466	0,2466	0,2466	0,2466	0,2466	0,2466	0,2466	0,2466	
Carga a Racionar (MW)	11,5	12,9	6,5	1,0	0,5	0,7	4,9	1,1	8,1	2,9	50

3.3. Finalmente el PRMC, queda establecido de la siguiente manera:

RACIONAMIENTO DE CARGA EN HORA FUERA PUNTA					
EMPRESA	SUMINISTRADOR	Factor K	Racionamiento (MW)	Hora Inicio	Hora Final
Antamina	EDEGEL	0,2466	11,5	11:00	18:00
Cajamarquilla	EDEGEL	0,2466	12,9	11:00	18:00
Siderperu	EDEGEL	0,2466	6,5	11:00	18:00
Jockey Plaza	EDEGEL	0,2466	1,0	11:00	18:00
Molycop	EDEGEL	0,2466	0,5	11:00	18:00
San Jacinto	EDEGEL	0,2466	0,7	11:00	18:00
Cementos Lima	TERMOSELVA	0,2466	4,9	11:00	18:00
Cementos Andino	KALLPA, ELECTROCENTRO	0,2466	1,1	11:00	18:00
Yanacocha	TERMOSELVA	0,2466	8,1	11:00	18:00
Cementos Pacasmayo	EGENOR, KALLPA	0,2466	2,9	11:00	18:00
TOTAL			50,0		