

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-16
RECHAZOS DE CARGA		
Aprobado por Osinermin, mediante Resolución N° 088-2017-OS/CD del 25 de mayo de 2017		

1. OBJETIVO

Establecer los criterios y metodología para determinar, ejecutar y evaluar los Rechazos de Carga (RC), dispuestos por el COES durante la programación y ejecución de la operación para ser ejecutados por los Usuarios Libres y Distribuidores; así como, establecer las responsabilidades tanto del COES como de los Agentes del SEIN y las coordinaciones operativas necesarias para su adecuado cumplimiento.

2. ALCANCE

La aplicación de este Procedimiento comprende la metodología de cálculo de la magnitud de los rechazos de carga, así como la metodología de ejecución y evaluación que deben realizar todos los Usuarios Libres, Distribuidores y Generadores del SEIN en casos de déficit de potencia activa y/o reactiva, sobrecargas o problemas de tensión.

3. BASE LEGAL

- 3.1 Decreto Ley N° 25844.-Ley de Concesiones Eléctricas.
- 3.2 Ley N° 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 3.3 Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 3.4 Decreto Supremo N° 027-2008-EM.- Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.
- 3.5 Decreto Supremo N° 020-97-EM.-Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).
- 3.6 Decreto Supremo N° 022-2009-EM.- Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.
- 3.7 Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE - Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI).
- 3.8 Estatuto del COES

4. PRODUCTOS

- 4.1 Programa de RC, con la siguiente información:
 - a) Motivo del Programa de RC
 - b) Usuarios Libres y Distribuidores del SEIN que deben rechazar carga.
 - c) Suministradores de los Usuarios del SEIN que deben rechazar carga.
 - d) Magnitudes de los RC por cada Usuario así como la suma total.
 - e) Horas de inicio y fin previstos para los RC.
- 4.2 Evaluación preliminar y final de los rechazos de carga ejecutados.

- 4.3 Estudio que determina el tiempo máximo de ejecución de los rechazos de carga dispuestos por el COES, así como evalúa los bloques de reducción de carga de los Usuarios Libres.

5. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

Para efectos del presente Procedimiento, las definiciones de los términos en singular o plural que estén contenidos en éste, que inicien con mayúscula y no tengan una definición propia en el mismo, serán aquellas definiciones contenidas 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 norma que lo sustituya; y en su defecto, las 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 otro dispositivo legal, se entenderá que incluyen todas sus normas concordantes, modificatorias y sustitutorias.

6. RESPONSABILIDADES

6.1 Del COES

- 6.1.1 Determinar los Programas de RC, los que serán comunicados a los Integrantes del COES conjuntamente con el PMM, PSO, PDO o RDO; o serán comunicados directamente por medio electrónico.
- 6.1.2 Mantener actualizada una base de datos con la demanda total histórica de los Usuarios Libres y de los Distribuidores.
- 6.1.3 Coordinar y verificar el cumplimiento de los Programas de RC establecidos en el PDO, en los RDO o los rechazos de carga requeridos durante la ejecución de la operación en tiempo real.
- 6.1.4 Evaluar el cumplimiento de los Programas de RC

6.2 De los Agentes del COES

- 6.2.1 Cumplir con ejecutar los rechazos de carga dispuestos por el COES según el PDO, el RDO o los rechazos de carga requeridos durante la ejecución de la operación en tiempo real en forma obligatoria dentro del tiempo máximo de rechazo de carga.
- 6.2.2 Los Usuarios Libres y Distribuidores deben verificar que los circuitos a ser incluidos en los RC no contengan Cargas Esenciales. En caso los Usuarios Libres o Distribuidores identifiquen que uno o más de los circuitos a interrumpir contiene alguna Carga Esencial, deberá informar inmediatamente dicha situación al COES.
- 6.2.3 Los Generadores y los Distribuidores deben comunicar a sus clientes cada Programa de RC, inmediatamente después de que estos se hayan dado a conocer por el COES.
- 6.2.4 Los Distribuidores y los Usuarios Libres no deben incluir en la aplicación del RC a aquellos circuitos que estén considerados dentro del ERACMF y el ERACMT, salvo indicación distinta del COES.
- 6.2.5 Distribuidores y los Usuarios Libres deben sincronizar los relojes de los dispositivos de rechazo de carga considerados en el presente procedimiento con la referencia de tiempo que utiliza el COES, hasta el orden de los segundos, a fin

de establecer la base comparativa desde la disposición en tiempo real para su ejecución.

- 6.2.6 Los Distribuidores no podrán cortar el suministro eléctrico a Usuarios Libres de otros Suministradores que estén conectados a sus redes, sin autorización de su respectivo suministrador, excepto por orden expresa del COES debidamente sustentada.
- 6.2.7 Enviar al COES la información referida en el numeral 7.1 del presente procedimiento.

7. INFORMACIÓN REQUERIDA

- 7.1 Los Usuarios Libres y los Distribuidores deben enviar al COES lo siguiente:
 - a) Información de su demanda total registrada en medidores y en períodos 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 las Cargas Esenciales conectadas a sus redes, adjuntando la calificación emitida por OSINERGMIN.
 - c) Diagrama unifilar simplificado de sus instalaciones, en formato “dwg” con el detalle de las cargas propias y de otros suministradores, y la identificación de los circuitos que contengan Cargas Esenciales y cargas asignadas al ERACMF y/o ERACMT. Dicho diagrama unifilar debe ser complementado con una base de datos.
 - d) 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 (este segundo esquema solo es exigible a los Usuarios Libres que lo hubieran implementado según lo señalado en el numeral 8.6).
 - e) La magnitud de su carga rechazada, en periodos de 15 minutos a partir de lo registrado en sus contadores de energía electrónicos, y la hora del inicio y fin del RC ejecutado (por circuitos).

8. CRITERIOS GENERALES

- 8.1 Se rechaza carga cuando se presente déficit de potencia activa y/o reactiva en el SEIN o parte del mismo, como consecuencia de salidas programadas o forzadas de equipos, caudales bajos en los ríos, escasez de combustibles, entre otros. Asimismo, se rechaza carga en caso de sobrecargas de equipos y/o problemas de tensión. Tiene como objetivo mantener la integridad del SEIN, el control de las tensiones y la frecuencia del SEIN de acuerdo con la NTCSE y NTCOTRSI.
- 8.2 El Programa de RC se emite en la misma oportunidad que los PMM, PSO, PDO o RDO cuando se identifica la necesidad de realizar Rechazos Manuales de Carga ante Intervenciones o eventos programados.
- 8.3 En los RC, sin que ello signifique exclusión del RC, el COES privilegiará el abastecimiento del suministro eléctrico de acuerdo al siguiente orden de prioridad:
 - a) Las Cargas Esenciales calificadas por OSINERGMIN.
 - b) Los Usuarios Regulados.
 - c) Los Usuarios Libres.

El Programa de RC y las disposiciones de rechazo de carga establecidos por el COES no podrá ser modificado por los Agentes.

- 8.4 Los Usuarios Libres y los Distribuidores, podrán reemplazar parte o el total de su carga a ser rechazada, mediante el ingreso de Unidades de Generación propias.
- 8.5 Los Usuarios Libres que por inflexibilidades propias de su carga no puedan cumplir con la magnitud de rechazo de carga asignada por el COES, deberán rechazar la magnitud de carga factible inmediatamente superior a la carga asignada. La carga rechazada en exceso no generará derecho a pago de compensaciones o resarcimientos.
- 8.6 Un Usuario Libre podrá disponer de dos Esquemas de Rechazo Automático de Carga. Ambos esquemas, equivalentes y mutuamente excluyentes deben respetar la magnitud de carga total y la magnitud de carga por etapas asignadas en el Estudio de Rechazo Automático de Carga/Generación (ERACG) aprobado por el COES. El primer esquema se utilizará para un Estado Normal de operación en el ERACMF o ERACMT; y el segundo esquema, para reemplazar las cargas del primer esquema que sean incluidas en el RC del Usuario Libre propietario de ambos esquemas. La implementación de estos dos esquemas deberá ser comunicado previamente al COES y deberá contar con su aprobación.
- 8.7 Los Usuarios Libres y los Distribuidores deberán ejecutar la totalidad del RC dispuesto por el COES, en un tiempo no mayor a 15 minutos de la hora establecida por el COES como inicio de los rechazos de carga, independientemente del número de Esquemas de Rechazo Automático de Carga que tengan aprobados por el COES. Las empresas implementaran los automatismos necesarios para rechazar carga en un tiempo máximo de rechazo de carga que determinará el COES, el cual no será no mayor a 15 minutos. Los automatismos de las empresas distribuidoras solo deben operar sobre sus clientes libres y/o usuarios regulados.
- 8.8 El COES podrá incluir en el Programa de RC, la carga que forma parte de los Esquemas de Rechazo Automático de Carga implementados por los Usuarios Libres y/o Distribuidores, hasta una magnitud que se considere segura para la actuación de los ERACMF o ERACMT. Esta magnitud será determinada en el Estudio de Rechazo Automático de Carga y Generación realizado por el COES anualmente.
- 8.9 Si un Usuario Libre comunica que reducirá voluntariamente su carga o que reprogramará sus Intervenciones que generan reducción de carga, de manera que coincida con el horario del Programa de RC, dicha reducción será considerada como parte de la carga que le hubiera correspondido rechazar según el Programa de RC. Si la magnitud de carga a reducir es mayor a la estimada en el Programa de RC, este Usuario Libre no será considerado en los cálculos del Programa de RC. Estas reducciones de carga adicionales a la estimada en el Programa de RC no generarán derecho a pago de compensaciones o resarcimientos.
- 8.10 Cuando en el SEIN o en un subsistema aislado se produzcan variaciones de carga que puedan ocasionar variaciones importantes de frecuencia o tensión, el COES podrá programar o tomar decisiones en tiempo real que determinen la reducción o supresión temporal de tales cargas, con la finalidad de preservar la Seguridad del SEIN o del subsistema aislado.
- 8.11 Si en el PMM, PSO, PDO o RDO o durante la operación en tiempo real, se prevé que los niveles de tensión de estado estacionario de las Barras de carga del SEIN se encontrarán por debajo del 95% de su tensión nominal se aplicará el numeral 9.4 del presente Procedimiento.

- 8.12 Si en el PMM, PSO, PDO o RDO o durante la operación en tiempo real, se prevé que se superará la capacidad de los equipos de transmisión, se aplicará lo indicado en el numeral 9.5 del presente Procedimiento para configuraciones radiales de la red o el numeral 9.6 para configuraciones malladas.
- 8.13 Si en el PMM, PSO, PDO o RDO o durante la operación en tiempo real, se prevé que existirán problemas de capacidad de transmisión y problemas de perfiles bajos de tensión de forma simultánea, se aplicará el numeral 9.5 o el numeral 9.6 (según la topología existente) del presente Procedimiento. De persistir el problema de tensión, se aplicará el numeral 9.4.
- 8.14 El COES, a más tardar el 15 de noviembre de cada año, remitirá a OSINERGMIN un estudio con la evaluación de los bloques de reducción de carga de los Usuarios Libres. En dicho estudio se determinará el tiempo máximo de ejecución de los RC dispuestos por el COES por parte de los Usuarios Libres que tengan aprobado su segundo Esquema de Rechazo Automático de Carga conforme se indica en el numeral 8.6 del presente Procedimiento.
- Asimismo, como parte de este estudio el COES determinará el tiempo máximo de ejecución de los rechazos de carga de extrema urgencia que dispone en tiempo real para preservar la seguridad operativa del SEIN o parte del mismo y que no deberá ser mayor a 3 minutos.
- 8.15 En caso exista declaración de Situación Excepcional en el área donde se produce el RC, la capacidad de transmisión y las tolerancias de tensión a utilizar en el presente Procedimiento, estarán acorde con la declaración mencionada.
- 8.16 Si durante la operación en tiempo real se presentan condiciones que presentan riesgos a la seguridad del sistema o de una parte del mismo, el COES podrá tomar decisiones que determinen rechazos de carga de extrema urgencia en tiempo real que deben ejecutarse en un plazo no mayor a 3 minutos con la finalidad de preservar la seguridad del SEIN o de una parte de este.

9. ETAPAS DEL PROCESO

9.1 Proceso para establecer la magnitud del rechazo de carga total

- 9.1.1 Mediante un balance de oferta de potencia activa, potencia reactiva capacitiva y demanda, el COES realizará una estimación preliminar de la magnitud del rechazo de carga total del SEIN o de una parte de él (por ejemplo: una subestación o una parte del SEIN que opere en sistema aislado) y su tiempo de duración.
- 9.1.2 Previo al cálculo definitivo del RC, el COES realizará las siguientes acciones, para minimizar la magnitud y duración del RC, en el siguiente orden establecido:
- a) Postergar o suspender las Intervenciones que puedan afectar la Seguridad del SEIN o incrementen la magnitud del RC.
 - b) Coordinar el ajuste de descargas de los embalses con capacidad de regulación.
 - c) Disponer, de considerarlo pertinente, la reducción de la magnitud de la Reserva Rotante para la Regulación Secundaria de Frecuencia. La magnitud de Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia se mantendrá en el valor asignado por el COES.

- d) Coordinar la reconfiguración de la red eléctrica para mitigar o eliminar los problemas de sobrecarga en equipos de transmisión o de tensión en Barras, de forma segura y confiable.

9.1.3 Para minimizar la magnitud del RC por tensión, el COES programará la operación de Unidades de Generación térmica fuera del Despacho Económico, teniendo en cuenta lo siguiente y en el orden establecido:

- a) Cuando exista un único generador térmico local se deberá forzar la operación de dicha unidad.
- b) Cuando exista más de un generador térmico local se seleccionará al generador que cumpla con elevar la tensión al valor mínimo requerido 97.5% de la Tensión de Operación y se forzará su operación en función de sus costos desde el más al menos económico.
- c) Cuando no exista generación térmica local y se tenga uno o más generadores en Barras aledañas, mediante análisis de estabilidad de tensión de las Barras afectadas por la baja tensión, se determinará la cargabilidad de los circuitos que convergen a dichas Barras.

9.1.4 Con la magnitud y ubicación de la carga total que necesita ser rechazada, el COES, calculará la magnitud de la carga que será rechazada por cada Usuario Libre o Distribuidor de acuerdo a lo establecido en los numerales 9.2 a 9.6.

9.2 Proceso para establecer el universo de Usuarios para el Programa de RC

9.2.1 Las demandas a considerar para los Usuarios Libres y Distribuidores serán calculadas a partir de la información de sus demandas ejecutadas remitidas por los Usuarios Libres y Distribuidores en aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 03 “Pronóstico de la Demanda a Corto Plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional” (PR-03).

De forma complementaria, a falta de información que reflejen adecuadamente sus consumos típicos, el COES podrá utilizar otras fuentes de información debidamente sustentada, para calcular la demanda de los Usuarios Libres y Distribuidores, tales como datos históricos de contadores de energía, del SCADA, entre otros.

9.2.2 Para el PMM, PSO y para el PDO, el universo de Usuarios para establecer el Programa de RC se determinará seleccionando a los Usuarios Libres con una demanda total superior o igual a 2,5 MW, o, de manera excepcional, la potencia que sustente y determine la Dirección Ejecutiva del COES.

9.2.3 Para los casos que el Programa de RC afecte a una o pocas subestaciones, tanto para el PDO, PSO, PMM o el RDO, el universo de Usuarios para el Programa de RC se determinará seleccionando a los Usuarios Libres con carga mayor a 0,2 MW conectados a las subestaciones afectadas.

9.2.4 Para el RDO en cuyo PDO correspondiente no se haya considerado un Programa de RC o durante la Operación en Tiempo Real, el universo de Usuarios para establecer el Programa de RC se determinará seleccionando a los Usuarios Libres con una demanda total superior o igual a 5 MW, o, de manera excepcional, la potencia que sustente y determine la Dirección Ejecutiva del COES.

9.2.5 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 RC afecte a una subestación o subestaciones específicas, se considerará sólo la carga ubicada en la subestación o subestaciones afectadas.

9.2.6 Se excluirán del Programa de RC, a aquellas cargas remotas que tengan poca influencia en incrementar la sobrecarga de los equipos de transmisión o la caída de tensión en las Barras de carga que motivan dicho programa. Para ello, se considerará que una carga remota tiene poca influencia, cuando su efecto en el equipo o Barra afectada, sea menor o igual al efecto que produciría una cuarta parte de dicha carga inyectada en forma local. La Barra donde se simulará la inyección de la carga local, será: a) La Barra correspondiente al extremo de recepción del flujo de potencia activa del equipo que haya sobrepasado su capacidad, o b) La Barra con problemas de tensión, según corresponda al motivo del Programa de RC. Esta exclusión procederá siempre y cuando existan otros Usuarios Libres o Usuarios Regulados cuya desconexión permita cubrir el total de la carga requerida por el Programa de RC (y la priorización de los usuarios regulados sobretodo lo establecido por Ley).

9.2.7 Se incluirá en los RC a los usuarios regulados en los siguientes casos:

- a) Si con lo establecido en los numerales 9.2.1 al 9.2.6 no se cubre la magnitud de la carga que se requiere rechazar.
- b) Cuando el déficit de oferta o las limitaciones de la transmisión lleven al SEIN o una parte de este a un estado de emergencia y se requiera con urgencia la desconexión de carga. Luego de restablecido el estado normal se procederá a rechazar carga a los Usuarios Libres para permitir la recuperación del suministro de los usuarios regulados.
- c) Cuando durante la operación en tiempo real se presenten contingencias o eventos imprevistos que representen riesgos potenciales a la seguridad operativa del SEIN o de una parte de este, cuyo desarrollo es inminente en corto tiempo, se procederá al rechazo de carga de extrema urgencia según el numeral 9.8.

La magnitud de carga a rechazar de los Usuarios Regulados será sólo la necesaria para completar la magnitud total del RC requerida.

9.3 Cálculo de la magnitud de la carga disponible a rechazar

Sobre la base de la demanda de cada Usuario Libre o Distribuidor, se obtiene la magnitud de la carga disponible a rechazar de cada uno de ellos para los periodos de HFP y HP, mediante la fórmula (1).

$$CDR = DT - Cft \times (DT/DTref) - Ce \dots \dots (1)$$

Dónde:

- CDR : Carga disponible a rechazar (MW).
DT : Demanda total (MW).
DTref : Demanda usada como referencia en el ERACG vigente para definir el ERACMF y ERACMT (MW).
Cft : Carga total asignada para el ERACMF y ERACMT (MW), cuyo valor, en aplicación de los numerales 6.2.4 o 8.8, podrá disminuirse u obviarse para el cálculo de la CDR.
Ce : Carga Esencial (MW).

9.4 Proceso para establecer la magnitud del RC por tensión

- 9.4.1 Cuando una única Barra de carga se encuentre por debajo del 95% del valor de su tensión nominal el RC se efectuará de la siguiente manera:
- Se calculará el RC de los Usuarios Libres conectados a dicha Barra, hasta que se alcance el 95% de su tensión nominal.
 - Si el RC de los Usuarios Libres de la Barra con problema de tensión es insuficiente, se calculará el RC de los Usuarios Libres conectados en las Barras vecinas teniendo en cuenta el numeral 9.2.6.
 - Si con la aplicación de los pasos a y b el RC resulta insuficiente, se programará el RC del Distribuidor conectado a la Barra con problemas de tensión.
- 9.4.2 Cuando más de una Barra se encuentre por debajo del 95% del valor de su tensión nominal el RC se efectuará de la siguiente manera:
- Se empezará el cálculo de RC de los Usuarios Libres conectados a la Barra que presente el menor valor de tensión hasta que se alcance el 95% de su tensión nominal.
 - Se continuará con este proceso hasta que todas las Barras superen el 95% de su tensión nominal.
 - Si el RC de los Usuarios Libres de las Barras con problemas de tensión es insuficiente, se calculará el RC de los Usuarios Libres conectados en las Barras vecinas teniendo en cuenta el numeral 9.2.6.
 - Si con la aplicación de los pasos a), b) y c) el RC resulta insuficiente, se programará el RC del Distribuidor o Distribuidores conectados a las Barras con problemas de tensión de forma similar a lo indicado en los pasos a) y b).
 - Luego que se consiga que todas las Barras superen el 95% de su tensión nominal, se procederá a reponer parte de las cargas donde se haya calculado RC, en orden inverso al seguido por aplicación de los pasos a), b), c) y d), hasta conseguir que todas las Barras que inicialmente estuvieron con problemas de tensión se uniformicen en un rango superior al 95% de las tensiones nominales de sus Barras.

9.5 Proceso para establecer la magnitud del RC en caso se supere la capacidad de los equipos de transmisión en configuración radial

9.5.1 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 fórmula (2).

$$K = \frac{Def_t}{\sum_1^n CDR_i} \dots \dots (2)$$

Dónde:

- K : Factor de participación.
Def_t : Rechazo de carga total del SEIN o de la subestación (MW).
CDR_i : Carga disponible a rechazar al Usuario i (MW).
n : Número total de Usuarios.

9.5.2 Cálculo de la magnitud del RC

Sobre la base del factor de participación “K” y con la magnitud del rechazo de carga total del SEIN o cuando sea el caso de una o pocas subestaciones, se obtiene la magnitud de potencia que cada Usuario Libre o Distribuidor debe rechazar, mediante la fórmula (3).

$$R_i = K \times CDR_i \dots \dots (3)$$

Dónde:

R_i : Magnitud de RC del Agente i (MW)

9.5.3 Para una mejor comprensión de la metodología para establecer la magnitud de RC para cada Usuario, se incluye un ejemplo en el Anexo 1 del presente Procedimiento.

9.6 Proceso para establecer la magnitud del RC en caso se supere la capacidad de los equipos de transmisión en configuración mallada

9.6.1 Se calcularán factores de sensibilidad (K_{si}) para cada Usuario Libre o Distribuidor que deba rechazar carga. El factor en mención será adimensional y representa la relación entre el incremento de potencia en el equipo que haya superado su capacidad y el incremento de 1 MW en la Barra donde se ubica el Usuario Libre o Distribuidor, tal como se muestra en la fórmula (4).

$$K_{s_i} = \frac{\Delta P}{1 \text{ MW}} \dots \dots (4)$$

Dónde:

K_{si} : Factor de sensibilidad para cada Usuario Libre o Distribuidor.

ΔP : Incremento del flujo del equipo que superó su capacidad, medido en MW, resultado del incremento de 1 MW de la carga del usuario i.

n : Número total de Usuarios que componen el universo de Usuarios para el Programa de RC.

9.6.2 La magnitud de potencia que cada Usuario Libre o Distribuidor debe rechazar será proporcional a su factor de sensibilidad.

9.6.3 La suma de todas las cargas a rechazar en el Programa de RC debe ser la menor posible.

9.7 Proceso de ejecución de los RC

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

9.7.2 Una vez emitido el Programa de RC o su actualización, los Suministradores lo comunicarán inmediatamente a sus respectivos Usuarios Libres y Distribuidores inmersos en dicho programa, quienes ejecutarán el rechazo de carga programado, en la magnitud y periodo indicado en el Programa de RC vigente.

9.7.3 Quince (15) minutos luego del inicio de la aplicación de los RC, los suministradores verificarán el cumplimiento del programa entre sus respectivos Usuarios Libres y Distribuidores, informando al COES los incumplimientos

encontrados. En caso de incumplimientos, el COES procederá conforme a lo establecido en el numeral 9.7.5.

9.7.4 Una vez concluido el periodo de aplicación de los RC, los Usuarios Libres y Distribuidores confirmarán a su Suministrador, y estos a su vez al COES, la hora y magnitud del RC ejecutado. De contar con las señales en tiempo real de los Usuarios Libres y Distribuidores involucrados en el Programa de RC, el COES hará seguimiento al cumplimiento del Programa de RC y dispondrá las modificaciones necesarias ante desviaciones del mismo.

9.7.5 Si luego de quince (15) minutos de que se emita la orden de ejecutar el Programa de RC, un Usuario Libre o Distribuidor no cumpliera con ejecutar el Programa de RC o rechace una magnitud de carga menor de la programada, el COES podrá disponer con el respectivo Suministrador la desconexión de cargas del Usuario Libre o Distribuidor.

9.8 Proceso para el rechazo de carga de extrema urgencia en tiempo real

9.8.1 Los rechazos de carga de extrema urgencia comprenderá cargas cuya desconexión se debe efectuar en un plazo no mayor a 3 minutos luego de ser dispuesto por el COES y no incluirán cargas esenciales.

9.8.2 El COES debe tener identificado permanentemente los bloques de rechazos de carga de extrema urgencia. La magnitud de los rechazos de carga de extrema urgencia debe ser la mínima posible para eliminar la causa de la urgencia que afecta la seguridad del SEIN o parte del mismo.

9.8.3 Dentro de los 30 minutos después de haberse producido el evento que ocasionó el rechazo de carga de extrema urgencia el COES determinará y ejecutará en el menor tiempo posible el reemplazo de las cargas de los usuarios regulados que fueron incluidos en el rechazo de carga por cargas de clientes libres conforme a lo establecido en los criterios del presente procedimiento.

10. EVALUACIÓN DEL PROGRAMA DE RC

10.1 La evaluación del cumplimiento del Programa de RC se efectuará de acuerdo al Procedimiento Técnico del COES N° 40 "Procedimiento para la Aplicación del Numeral 3.5 de la NTCSE" (PR-40).

10.2 Para la evaluación del cumplimiento del Programa de RC se utilizará la información requerida en el numeral 7.1. El COES podrá requerir a los Agentes información adicional, referente a la magnitud y el periodo de RC ejecutado.

10.3 Las magnitudes de la potencia y energía rechazadas serán medidas tomando como referencia la potencia promedio registrada durante la hora previa al inicio de la ejecución del rechazo realizado.

10.4 Se considera que un Usuario Libre o Distribuidor cumplió con el Programa de RC cuando la potencia y energía rechazada es mayor o igual al 95% del valor indicado por el COES en el Programa de RC con una coincidencia de tiempo del 100%, descontando el tiempo indicado en el numeral 8.7.

10.5 Sobre la base de la información recibida, dentro del plazo establecido en el numeral 11, el COES realizará la evaluación del cumplimiento del Programa de RC, publicándolo en su portal de internet y comunicándolo al Osinergmin.

11. HORIZONTE, PERIODICIDAD Y PLAZOS

- 11.1 El plazo de presentación de la información de la magnitud y ubicación de la Carga Esencial será el 10 de enero de cada año, o cuando el Usuario Libre obtenga el certificado que otorga Osinergmin.
- 11.2 El plazo de presentación de la información de la magnitud de la carga total asignada para el ERACMF y ERACMT para periodos de HFP y HP será el 10 de enero de cada año.
- 11.3 El plazo de presentación de los diagramas unifilares mencionados en el literal b) del numeral 7.1 será el primero de febrero de cada año. En el caso que los Usuarios Libres y/o Distribuidores actualizaran la composición de sus ERACMF o ERACMT en fechas posteriores al primero de enero, los diagramas unifilares actualizados deberán ser enviados al COES en un plazo de hasta treinta (30) días calendario contados a partir del día siguiente de la modificación de sus ERACMF o ERACMT.
- 11.4 El plazo de presentación de la información sobre la magnitud de carga rechazada y la hora de inicio y fin del Programa de RC ejecutado será como máximo de:
- 150 minutos contados desde el inicio de la ejecución del Programa de RC o 60 minutos luego de finalizada la ejecución del Programa de RC. Esta información se considera preliminar y puede ser elaborada con datos de SCADA.
 - 60 horas contadas desde el inicio de la ejecución del Programa de RC para la información final elaborada con datos de contadores de energía.
- 11.5 El COES diariamente efectuará una evaluación preliminar del cumplimiento de los Programas de RC y lo incluirá como parte del Informe de la Evaluación de la Operación Diaria (IEOD). Asimismo, dentro de las 72 h de iniciado el Programa de RC, el COES efectuará una nueva evaluación considerando la información reportada por las empresas en aplicación del numeral 7.1.
- 11.6 El plazo para que el COES realice la evaluación final del cumplimiento del Programa de RC es de cuarenta (40) días hábiles contados a partir de iniciado el Programa de RC.
- 11.7 El plazo para implementar lo establecido en el numeral 6.2.5 del presente procedimiento es de dos años contados desde que entra en vigencia el procedimiento¹.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL

Única.- El incumplimiento de las obligaciones 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.

¹ Es preciso indicar que los **DISTRIBUIDORES Y USUARIOS LIBRES** tendrán como plazo para implementar lo establecido en el numeral 6.2.5 del presente procedimiento, dos (02) años contados desde que entra en vigencia este procedimiento.

ANEXO 1

EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA MAGNITUD DEL RECHAZO MANUAL DE CARGA DE LOS USUARIOS QUE DEBEN EJECUTAR EL PROGRAMA DE RC

1. CONSIDERACIONES GENERALES

- 1.1 Para propósito de este ejemplo, se considera que en el área de influencia en que se requiere realizar el Rechazo Manual de Carga, sólo existen cinco (05) Usuarios Libres que poseen una demanda igual o mayor a 2,5 MW.
- 1.2 Las evaluaciones energéticas realizadas en el PDO, determinan que se requiere rechazar 100 MW de 10:00 a 17:00 horas, periodo que corresponde a Horas Fuera de Punta del Sistema (HFP).

2. PROCESO PARA ESTABLECER EL UNIVERSO DE USUARIOS DEL PROGRAMA DE RC

- 2.1 A partir de las demandas históricas de los Usuarios Libres, se ha elaborado la tabla resumen de las máximas demandas en Horas Fuera de Punta del Sistema que corresponden a cada uno de los Usuarios Libres.

USUARIO	UL01 (MW)	UL02(MW)	UL03 (MW)	UL04 (MW)	UL05 (MW)	UL06 (MW)	UL07 (MW)	UL08 (MW)	UL09 (MW)	UL10 (MW)	UL11 (MW)
Máxima Demanda de HFP de cada Usuario Libre [MW]	360	160	90	90	400	1,9	2,4	1,6	2,3	2,1	2

- 2.2 De la tabla anterior, seleccionamos sólo a los Usuarios Libres con una demanda mayor o igual a 2,5 MW (para el caso del PDO), con lo cual se obtienen cinco (05) Usuarios Libres para el Programa de RC.

USUARIO	UL01 (MW)	UL02(MW)	UL03 (MW)	UL04 (MW)	UL05 (MW)	Número de Usuarios Libres
Máxima Demanda de HFP de cada Usuario Libre [MW]	360	160	90	90	400	5

3. PROCESO PARA ESTABLECER LA MAGNITUD DEL RC DE LOS USUARIOS QUE RECHAZARÁN SU CARGA

- 3.1 Aplicando la fórmula mostrada en el numeral 9.3 del presente Procedimiento, se obtiene, para cada Usuario Libre seleccionado previamente, la magnitud de la carga disponible a rechazar que se muestra en el siguiente cuadro:

Cálculo de la Carga disponible a rechazar mediante aplicación de la fórmula del numeral 9.3		UL01	UL02	UL03	UL04	UL05
(1)	DT (MW) Demanda Total Usuario Libre	360	160	90	90	400
(2)	DTref (MW) Demanda de referencia (*)	400	200	100	100	400
(3) = (1) / (2)	DT/DTref	0,9	0,8	0,9	0,9	1
(4)	ERACMF (MW)	200	90	45	0	100
(5)	ERACMT (MW)	0	10	5	5	0
(6) = (4) + (5)	Cft (MW) Cft = ERACMF + ERACMT	200	100	50	5	100
(7) = (3) x (6)	Cft x (DT/DTref) (MW)	180	80	45	4,5	100
(8)	Ce (MW) Carga especial	0	0	15	5,5	0
(9) = (1) - (7) - (8)	CDR (MW) CDR = DT - Cft x (DT/DTref) - Ce Carga disponible a rechazar	180	80	30	80	300

(*) Demanda usada como referencia en el ERACG vigente para definir el ERACMF y ERACMT.

3.2 Aplicando las fórmulas mostradas en los numerales 9.5.1 y 9.5.2 del presente Procedimiento se obtiene el factor de participación "K" y la magnitud de los rechazos de carga para cada Usuario Libre.

	UL01	UL02	UL03	UL04	UL05	Total
Carga disponible a rechazar (MW)	180	80	30	80	300	670
K	0,1493	0,1493	0,1493	0,1493	0,1493	0,1493
Carga a rechazar (MW)	26,9	11,9	4,5	11,9	44,8	100

3.3 Finalmente el programa de RC, queda establecido de la siguiente manera:

PROGRAMA DE RECHAZO MANUAL DE CARGA EN HORA FUERA DE PUNTA					
EMPRESA	SUMINISTRADOR	Factor K	RC (MW)	Hora Inicio	Hora Final
UL01	Suministrador A	0,1493	26,9	10:00	17:00
UL02	Suministrador B	0,1493	11,9	10:00	17:00
UL03	Suministrador A	0,1493	4,5	10:00	17:00
UL04	Suministrador C	0,1493	11,9	10:00	17:00
UL05	Suministrador C	0,1493	44,8	10:00	17:00
Total			100		