

La Gaceta



DIARIO OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS

La primera imprenta llegó a Honduras en 1829, siendo instalada en Tegucigalpa, en el cuartel San Francisco, lo primero que se imprimió fue una proclama del General Morazán, con fecha 4 de diciembre de 1829.



Después se imprimió el primer periódico oficial del Gobierno con fecha 25 de mayo de 1830, conocido hoy, como Diario Oficial "La Gaceta".

AÑO CXLVI TEGUCIGALPA, M. D. C., HONDURAS, C. A.

JUEVES 8 DE AGOSTO DEL 2024.

NUM. 36,607

Sección A

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

ACUERDO CREE 47-2024

“APROBACIÓN DEL INFORME DE RESULTADOS DE LA CONSULTA PÚBLICA CREE-CP-04-2023 Y NORMA TÉCNICA TRANSITORIA DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS DE CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA Y DESCONEXIÓN DE CARGA; ASI COMO MODIFICACIÓN DE LA NORMA TÉCNICA DE PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN”

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica. Tegucigalpa, Municipio de Distrito Central, veintisiete de junio de dos mil veinticuatro.

Resultando:

1. Que la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante el Decreto 404-2013 publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha 20 de mayo de 2014 y sus reformas tienen por objeto regular las actividades de Generación, Transmisión, Distribución

SUMARIO

Sección A
Decretos y Acuerdos

COMISIÓN REGULADORA DE
ENERGÍA ELÉCTRICA (CREE)
Acuerdo CREE 47-2024

A. 1 - 36

Sección B
Avisos Legales
Desprendible para su comodidad

B. 1 - 20

y Comercialización de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Nacional.

2. Que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) ha identificado la necesidad de contar con elementos normativos que permitan al Centro Nacional de Despacho (CND), en su condición de Operador del Sistema, exigir a los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional y Empresas Transmisoras la operación de sus instalaciones, en el Sistema Interconectado Nacional, dentro de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM). Lo anterior en vista que la Norma Técnica de Servicios Complementarios actualmente se encuentra en proceso de revisión y posterior aprobación por parte de esta Comisión Reguladora.
3. Que mediante Acuerdo CREE-66-2023 de fecha 13 de julio de 2023 la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) aprobó el inicio de la Consulta Pública CREE-

CP-04-2023 denominada “Norma Técnica Transitoria de los Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva y Desconexión de Cargas”.

4. Que con el fin de expedir la “Norma Técnica Transitoria de Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva y Desconexión de Cargas”, la Comisión Reguladora de Energía (CREE) llevó a cabo el proceso de consulta pública número CREE-04-2023, el cual inició el 11 de julio a las 12:00 p.m. y finalizó el 15 de agosto de 2023. Como resultado de dicha consulta pública se recibieron 75 comentarios realizados por diferentes participantes (personas naturales y jurídicas).
5. Que como parte del proceso de revisión de los comentarios y observaciones recibidos durante la Consulta Pública CREE-04-2023, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) sostuvo reuniones con personal del Centro Nacional de Despacho (CND), con el objetivo de socializar propuestas, respuestas y evacuar consultas.
6. Que mediante oficio número 162-2024 de fecha 29 de abril de 2024 la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), con el fin de obtener comentarios y observaciones, compartió al Centro Nacional de Despacho (CND) la versión final de la Norma Técnica Transitoria de los Servicios Complementarios de Control de Voltaje, Potencia Reactiva y Desconexión de Cargas.
7. Que mediante oficio número GD-192-05-2024 de fecha 20 de mayo de 2024 el representante del Centro Nacional de Despacho (CND) remitió a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) observaciones sobre los artículos 5 y 7 de la Norma Técnica Transitoria de los Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva y Desconexión de Cargas.
8. Que producto de los comentarios recibidos durante el proceso de la consulta pública, así como las observaciones

realizadas por el Centro Nacional de Despacho (CND) se realizaron cambios de forma y fondo a la propuesta de norma técnica transitoria.

9. Que en junio de 2024 la Dirección de Regulación y la Dirección de Asesoría Jurídica emitieron el informe de resultados de la Consulta Pública CREE-CP-04-2023 mediante el cual dieron respuesta a los comentarios recibidos en la referida consulta pública y a su vez recomendaron, entre otras cosas, lo siguiente: a. aprobar el informe de resultados y la “Norma Técnica Transitoria de los Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva y Desconexión de Cargas”, y b. modificar la sección 8.3 del Anexo número 5 de la Norma Técnica de Programación de la Operación.

Considerando:

Que la Ley General de la Industria Eléctrica fue aprobada mediante Decreto No. 404-2013, publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” el 20 de mayo de 2014, y reformada mediante decretos legislativos números 61-2020 publicado en el Diario Oficial el 05 de junio del año 2020, 02-2022

La Gaceta

DIARIO OFICIAL DE LA REPÚBLICA DE HONDURAS
DECANO DE LA PRENSA HONDUREÑA
PARA MEJOR SEGURIDAD DE SUS PUBLICACIONES

EDIS ANTONIO MONCADA
Gerente General

SULY YADIRA ANDRADE GUTIERREZ
Coordinadora y Supervisora

EMPRESA NACIONAL DE ARTES GRÁFICAS
E.N.A.G.

Colonia Miraflores
Teléfono/Fax: Gerencia 2230-2520, 2230-1821
Administración: 2230-3026

CENTRO CÍVICO GUBERNAMENTAL

publicado en el Diario Oficial el 11 de febrero del año 2022, 46-2022 publicado en el Diario Oficial el 16 de mayo del año 2022 y 27-2023 publicado en el Diario Oficial el 6 de junio del año 2023; esta tiene por objeto, regular las actividades de Generación, Transmisión y Distribución de electricidad en el territorio de la República de Honduras, entre otros.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) cuenta con independencia funcional, presupuestaria y facultades administrativas suficientes para el cumplimiento de sus objetivos.

Que de acuerdo con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), el Estado supervisará la operación del Subsector Eléctrico a través de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), el mismo cuerpo legal manda que las disposiciones de la misma serán desarrolladas mediante reglamentos y normas técnicas específicas.

Que el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) también reconoce la potestad del Directorio de Comisionados para la toma de decisiones regulatorias, administrativas, técnicas, operativas, presupuestarias y de cualquier otro tipo que sea necesario en el diario accionar de la Comisión.

Que el Operador del Sistema, es el encargado de administrar y supervisar la provisión de Servicios Complementarios por parte de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN), de acuerdo con el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM).

Que el mismo cuerpo legal supra mencionado define y establece lo siguiente:

1. Define los Servicios Complementarios como “Servicios requeridos para el funcionamiento del sistema eléctrico en condiciones de calidad, seguridad, confiabilidad, y menor costo económico, que serán gestionados por el Operador del Sistema de acuerdo con lo establecido en este Reglamento y en la Norma Técnica de Servicios Complementarios”, a su vez los describe de la siguiente forma: “A) Control de frecuencia el cual incluye la Regulación Primaria de Frecuencia, Regulación Secundaria de Frecuencia, Regulación Terciaria de Frecuencia (incluyendo la Reserva Fría), y la demanda interrumpible; B) Control de voltaje y potencia reactiva; C) Arranque en Negro; D) La desconexión automática de cargas”.
2. El Operador del Sistema en coordinación con el Ente Operador Regional (EOR), determinará según los estudios de seguridad operativa de mediano plazo los requerimientos y etapas de desconexión automática de carga por baja frecuencia y bajo voltaje, tanto en porcentaje de la demanda como en temporización de las etapas. Su implementación será de carácter obligatorio por parte de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) y se detallará en la Norma Técnica de Servicios Complementarios.
3. El Operador del Sistema debe programar y coordinar todos los recursos disponibles para el control de voltaje con un día de antelación en el Predespacho. Cuando el Operador del Sistema detecte que en algún nodo no se puede mantener el voltaje dentro de los límites especificados una vez adoptados todos los medios previstos para el control de potencia reactiva podrá

despachar unidades de generación con el criterio de mínimo costo.

4. Los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) con unidades de generación están obligados a participar en el control de voltaje y deberán seguir las consignas dadas por el Operador del Sistema, mediante el regulador automático de voltaje inyectando o absorbiendo potencia reactiva dentro de los límites impuestos por la curva de funcionamiento de cada unidad generadora.
5. Los requerimientos mínimos para proveer los Servicios Complementarios establecidos en el presente Reglamento, así como en la respectiva norma técnica son de carácter obligatorio, por lo tanto los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) y Empresas Transmisoras no están sujetos a una remuneración adicional.
6. Dispone que los propietarios de las unidades generadoras tendrán el plazo de un (1) año contado a partir de la entrada en vigor de la norma técnica que regula los servicios complementarios para adaptar sus instalaciones, de manera que deberán cumplir con los requisitos técnicos relativos a proveer los Servicios Complementarios establecidos en la normativa legal vigente.

Que de conformidad con el Procedimiento para Consulta Pública aprobado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) se establece un mecanismo estructurado, no vinculante, para la elaboración participativa de las reglamentaciones y sus modificaciones o de otros asuntos de tal importancia que la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) considere lo amerite, observando los principios del debido proceso así como los de transparencia,

imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso procesal de oficio, economía procesal y publicidad que garanticen una participación efectiva y eficaz en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN).

Que de conformidad con el Procedimiento de Consulta Pública la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) convocará e iniciará la consulta pública, cuando se trate de la emisión de normativa, reglamentaciones o sus modificaciones, o cuando la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) considere que el asunto es de tal importancia para el buen funcionamiento del mercado eléctrico, que amerita ser sometido a consulta.

Que de conformidad con el Procedimiento de Consulta Pública la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) publicará en su sitio web el Informe de Resultados una vez aprobado por el Directorio de Comisionados, dando por finalizado el proceso.

Que de conformidad con el Procedimiento de Consulta Pública la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) debe de comunicar el Informe de Resultados a los participantes que hayan suministrado correo electrónico de contacto en la consulta pública.

Que en la Reunión Extraordinaria CREE-Ex-37-2024 del 27 de junio de 2024 el Directorio de Comisionados acordó emitir el presente acuerdo.

Por tanto

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) en uso de sus facultades y de conformidad con lo establecido en los

artículos 1, 3, primer párrafo, literal D romano III, 8, 9 y demás aplicables de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE); 4, 59, 60, 63, 68, 71, 117, del Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista (ROM), artículo 4 y demás aplicables del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), artículo 10 y demás aplicables del Procedimiento de Consulta Pública, por unanimidad de votos de los Comisionados presentes.

Acuerda

PRIMERO: Aprobar “Informe de Resultados CREE-CP-04-2023 Norma Técnica Transitoria de los Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva, y Desconexión de Cargas.” emitido por las Direcciones de Regulación y Asesoría Jurídica de esta Comisión Reguladora.

SEGUNDO: Aprobar la “Norma Técnica Transitoria de los Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva, y Desconexión de Cargas”, la cual se deberá leerse de la siguiente forma:

Norma Técnica Transitoria de los Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva, y Desconexión de Cargas

TITULO I

DISPOSICIONES TÉCNICAS GENERALES

Artículo 1. Objeto. El objeto de la presente norma técnica es:

- Establecer los requerimientos técnicos y operativos; así como el proceso de habilitación para la prestación del Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva.

- Establecer las obligaciones y los requisitos técnicos y operativos que deben cumplir las Empresas Generadoras, Empresas Distribuidoras, Consumidores Calificados y Empresas Transmisoras para aportar al control de voltaje;
- Establecer el conjunto de acciones, sistemas y procedimientos a utilizar por el Operador del Sistema para mantener el voltaje del Sistema Interconectado Nacional (SIN) dentro de los niveles y condiciones requeridos en los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM);
- Establecer los mecanismos del Operador del Sistema para supervisar el cumplimiento de las obligaciones de control de voltaje de los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) y Empresas Transmisoras, y evaluar el desempeño del Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva.
- Establecer los requisitos y procedimientos para definir, programar, utilizar, y supervisar el Servicio Complementario de Esquemas Desconexión de Cargas.

Artículo 2. Definiciones.

Coordinado: es toda persona natural o jurídica debidamente habilitada o autorizada como Empresa Generadora, Empresa Distribuidora o Empresa Transmisora en el SIN, todo Consumidor Calificado cuya operación de sus instalaciones o equipos deba ser coordinada por el Operador del Sistema.

Operador del Sistema: Entidad de capital público que forma parte de la estructura de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y que se reconoce como Centro Nacional de Despacho (CND), encargada de la operación del SIN y su

coordinación con el Sistema Eléctrico Regional (SER), y de la administración del MEN y su coordinación con el Mercado Eléctrico Regional (MER).

Proveedor de Servicios Complementarios: es el Coordinado que provee el Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva, o Desconexión de Carga definidos en el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista y esta norma técnica.

Regulador Automático de Voltaje: (i) en una unidad generadora sincrónica, es el dispositivo que permite el control del voltaje en los terminales de la unidad o en un nodo remoto, detectando las desviaciones del voltaje con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el control de la excitatriz para modificar la corriente del campo rotatorio; y (ii) en una central generadora eólica o solar, es el dispositivo que permite el control del voltaje en el punto de conexión de la central generadora al SIN, detectando las desviaciones del voltaje con respecto a un valor de referencia y actuando sobre sus equipos de generación o sobre equipos de suministro de potencia reactiva disponible, con el objetivo de mantener un valor de voltaje determinado.

Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva: el objetivo de este servicio complementario es mantener el perfil de voltaje en los nodos de la red de transmisión dentro de las condiciones y límites establecidos en los CCSDM para los distintos estados de operación, proteger la estabilidad del SIN y evitar el colapso de voltaje.

Servicio Complementario de Esquemas de Desconexión de Cargas: corresponde a los esquemas de control que, ante

condiciones en el SIN que ponen en riesgo la estabilidad del sistema y pueden causar un apagón. Estos esquemas permiten al Operador del Sistema realizar la desconexión automática o manual de cargas para reducir el consumo que toma energía de la red en el SIN. Su objetivo es proteger y asegurar la estabilidad del SIN respondiendo ante contingencias o disturbios graves que llevan a una disminución rápida o pronunciada de la frecuencia, o a condiciones de sobrecarga en elementos de la red, o a condiciones que puedan provocar voltajes anormales.

Artículo 3. Ámbito de la aplicación. El Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva involucra a los siguientes:

- a) El Operador del Sistema.
- b) Todas las Empresas Generadoras conectadas a la red de transmisión.
- c) Todas las Empresas Generadoras conectadas a la red de distribución y con una potencia instalada igual o mayor a 5 MW y cuya operación impacte en la calidad, seguridad y desempeño del SIN.
- d) Toda Empresa Transmisora y equipamiento del sistema de transmisión nacional coordinado por el Operador del Sistema, incluyendo las instalaciones de la Red de Transmisión Regional (RTR) ubicadas en el territorio de Honduras.
- e) Las Empresas Distribuidoras.
- f) Los Consumidores Calificados que actúen como Agentes del MEN que están conectados directamente a la red de transmisión.

Se excluyen de las obligaciones que establece esta norma técnica los casos siguientes:

- a) Las Empresas Generadoras conectadas a la red de distribución con potencia instalada menor que 5 MW, salvo que a criterio del Operador del Sistema dicha generación con independencia de la potencia instalada, impacte en la calidad, seguridad y desempeño del SIN.
- b) Las Empresas Generadoras conectadas a la red de distribución solo cuando estas no impacten significativamente en la red de transmisión, en este caso las Empresas Generadoras se someterán a la instrucción del operador de distribución.

El control de voltaje y potencia reactiva es un servicio complementario requerido de manera local en el SIN, que se provee a través de una combinación de equipamiento en las distintas actividades de la industria eléctrica, por lo que su aporte involucra a todos los Coordinados.

El Servicio Complementario de Desconexión de Cargas involucra a los siguientes:

- a) El Operador del Sistema.
- b) Las Empresas Distribuidoras.
- c) Los Consumidores Calificados.
- d) Toda Empresa Transmisora que forme parte del SIN.

Artículo 4. Contratos preexistentes. El Operador del Sistema determinará los requerimientos mínimos de servicios complementarios que suministrarán los Coordinados con independencia de lo que estos hayan pactado en un contrato de compra con la Empresa Distribuidora o a quien le estén vendiendo su energía.

TITULO II

HABILITACIÓN, SUPERVISIÓN, INCUMPLIMIENTOS Y REVOCACIÓN DE LA HABILITACIÓN

Artículo 5. Procedimiento de habilitación. El Operador del Sistema es el responsable de habilitar al Coordinado que proveerá el Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva, identificando su equipamiento, unidad o central generadora, sistema, instalación o demanda. Para equipamiento o instalaciones nuevas, el Operador del Sistema realizará el procedimiento de habilitación junto con el procedimiento y los ensayos para la conexión, por lo que la habilitación formará parte del proceso de conexión a la red de transmisión y distribución.

El procedimiento de habilitación para proveer el Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva incluye los pasos siguientes:

1. El Coordinado debe de presentar ante el Operador del Sistema la solicitud de habilitación identificando el equipamiento, instalaciones, sistemas, unidad o central generadora, y toda la información requerida para dicha habilitación de acuerdo con los requerimientos establecidos en esta norma técnica. La información incluirá el diseño y parámetros de los sistemas de control relevantes para proveer el servicio complementario en la solicitud. El Operador del Sistema deberá elaborar un manual o establecer un modelo estándar de plantilla con la información y formatos requeridos.
2. En caso de no poder cumplir con la totalidad de los requerimientos, el Coordinado deberá presentar una

solicitud de habilitación con excepciones en donde aparte de contener la información establecida en el numeral 1 del artículo precedente deberá indicar lo siguiente: a) las excepciones que solicita, con su justificación técnica y económica; b) las características técnicas y operativas existentes que no cumplen los requerimientos establecidos en la presente norma técnica; c) en caso de aplicar, informar el programa de medidas del cual se valdrá para cumplir con los requerimientos, incluyendo el detalle de los plazos y medidas a tomar. El Operador del Sistema establecerá los criterios que tomará en consideración para la aplicación de excepciones, siempre y cuando no se contravenga ninguna normativa vigente.

3. El Operador del Sistema, dentro del plazo de 20 días hábiles de recibida la información del solicitante, deberá de verificar si la información está completa o si es necesario información adicional o aclaraciones. En este último caso el Operador del Sistema deberá de requerir dicha información o aclaraciones y el solicitante tendrá 15 días hábiles para cumplimentar lo requerido o solicitar una prórroga justificando los motivos. Transcurrido el plazo anterior y habiendo recibido la información, el Operador del Sistema dentro del plazo de 20 días hábiles debe notificar al solicitante que la información se considera completa.

Cuando se trate de una solicitud de habilitación con excepciones, el Operador del Sistema deberá analizar la justificación y el costo asociado al cumplimiento, así como el impacto en el SIN y el cumplimiento de los CCSDM. Adicionalmente, el Operador del Sistema podrá realizar observaciones y requerir modificaciones a las medidas correctivas propuestas por el solicitante.

Si el Operador del Sistema, en el informe de evaluación que realice, identifica que no procede la excepción, se rechazará la solicitud y en caso de que en el informe de evaluación se determine que es procedente la excepción, se procederá conforme con lo establecido en el párrafo siguiente en lo aplicable.

4. El Operador del Sistema en coordinación con el solicitante con una antelación no menor a diez (10) días hábiles después de notificarse que la solicitud de habilitación presentada contiene toda la información requerida, podrá planificar pruebas o ensayos, desde su sala de control o en las instalaciones del Coordinado, para verificar que el equipamiento, instalación, sistemas o generación cumplen con los requisitos técnicos y operativos que se establecen en esta norma técnica. El Operador del Sistema administrará los ensayos en coordinación con el solicitante y junto con personal de este.

Durante las pruebas se comprobará la correcta realización de los ensayos y se suministrará la información adicional o clarificaciones sobre protocolos, equipos o información proporcionada de conformidad con lo requerido por el Operador del Sistema. Los costos de los ensayos o pruebas para la habilitación, de existir, serán a cargo del solicitante. En este sentido, los viáticos, movilización y alojamiento del personal representante del Operador del Sistema durante los días que se requieran para el desarrollo de los ensayos serán cubiertos por el solicitante. Para tales efectos el Operador del Sistema determinará los montos correspondientes, los cuales deberán ser pagados conforme con la normativa vigente.

5. Cuando el Operador del Sistema identifique e informe al solicitante que la información suministrada o las pruebas realizadas no cumplen en su totalidad con los requerimientos, excluyendo las excepciones solicitadas, el solicitante puede enviar información adicional y clarificaciones, y/o solicitar un nuevo ensayo con la presencia de personal de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), para dejar constancia de lo ocurrido a fin de que pueda ser utilizado en caso de que se realicen impugnaciones ante la CREE.

6. Una vez que el Operador del Sistema verifique el cumplimiento de los requerimientos establecidos en la presente norma técnica y se realicen los respectivos análisis sobre las excepciones solicitadas, deberá emitir una resolución aceptando o rechazando la solicitud, debiendo de notificarla al solicitante con copia a la CREE. En el caso de rechazo de la solicitud, la CREE determinará si el Coordinado ha incurrido en un incumplimiento de su obligación de proveer el Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva.

a) Si la decisión es favorable, la resolución contendrá el nombre del Coordinado proveedor del servicio complementario; los servicios complementarios habilitados; el conjunto de equipamientos, sistemas e instalaciones habilitadas.

b) Si la decisión rechaza la solicitud de habilitación, el Operador del Sistema indicará la justificación técnica y operativa de dicho rechazo.

En cualquiera de los casos anteriormente mencionados, el Operador del Sistema deberá de adjuntar un informe de evaluación de las excepciones.

El Operador del Sistema debe completar el procedimiento de habilitación dentro de los treinta (30) días hábiles contados a partir de que haya recibido la información completa.

La habilitación entrará en vigor a partir del subsiguiente día hábil luego de que el Operador del Sistema haya notificado la respectiva resolución. La habilitación implica la obligación del proveedor de mantener las características técnicas y operativas informadas y ponerla a disposición del Operador del Sistema para que programe y asigne los servicios complementarios en la planificación operativa de largo plazo, programación semanal, predespacho y operación en tiempo real del SIN.

Al entrar en vigor esta norma técnica, cada empresa que califique como Coordinado debe enviar al Operador del Sistema la solicitud de habilitación dentro de un plazo no mayor de tres (3) meses. En caso de que un Coordinado no envíe la solicitud de habilitación, el Operador del Sistema informará a la CREE y requerirá al Coordinado que le suministre la solicitud de habilitación junto con información requerida en esta norma técnica dentro de un plazo de 30 días calendario. El Coordinado podrá solicitar, con la correspondiente justificación, un plazo mayor para preparar y enviar la información a fin de que el Operador del Sistema evalúe y decida si extiende el plazo. Transcurrido el plazo sin respuesta del Coordinado o sin que el Coordinado envíe la información requerida, el Operador del Sistema informará a la CREE, con copia al Coordinado, sobre el incumplimiento de lo dispuesto en esta norma técnica.

El Servicio Complementario de Desconexión de Cargas no requiere habilitación.

Artículo 6. Excepciones. El Operador del Sistema es responsable de evaluar las excepciones solicitadas y comunicar las excepciones autorizadas, asegurando una consistencia en sus decisiones.

Cada Coordinado cuyo equipamiento, sistemas, instalaciones, central o unidad generadora existente no cumpla con uno o más de los requerimientos técnicos y operativos establecidos en esta norma técnica para el Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva puede incluir excepciones dentro de la solicitud de habilitación. El Coordinado debe analizar si existen medidas para cumplir con los requerimientos, incluyendo modificaciones a contratos preexistentes o inversiones que permitan cumplir con todos los requerimientos para proveer el Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva.

El Operador del Sistema podrá otorgar excepciones al cumplimiento del requerimiento técnico de las instalaciones de los Coordinados, en los momentos siguientes:

1. Cuando en la solicitud de habilitación el Coordinado realice lo siguiente:
 - a) Informe un programa de medidas que, dentro de un plazo establecido en la solicitud, le permitirá cumplir con todos los requerimientos. En este caso, la excepción se solicitará por el período de implementación de las medidas correctivas.
 - b) Cuando demuestre mediante la información y los estudios necesarios que existe imposibilidad técnica u operativa de cumplir con el requerimiento o que el cumplimiento requerirá costos excesivos, en este caso

la duración de la excepción no será mayor a cinco años y podrá solicitarse prórrogas sucesivas.

2. Cuando el Proveedor de Servicios Complementarios tenga una indisponibilidad y solicite una excepción.

El Proveedor de Servicio Complementario que obtenga una excepción de los requerimientos técnicos de la presente norma técnica no se encuentra en incumplimiento de proveer el servicio complementario, siempre y cuando cumpla con su obligación comercial derivada de su responsabilidad de contribuir con el servicio complementario mediante la opción reconocida en la presente norma técnica.

El Operador del Sistema podrá revisar las excepciones otorgadas cuando se modifiquen las instalaciones o condiciones sobre las cuales se basó para otorgar las mismas. No se permitirá solicitar excepciones a la habilitación de instalaciones o equipamiento nuevo.

Artículo 7. Supervisión y desempeño del control de voltaje y reactivo. El Operador del Sistema tiene la responsabilidad de supervisar el cumplimiento de las instrucciones y consignas de potencia reactiva y nivel de voltaje, así como de los requisitos establecidos en esta sección. Para la verificación del cumplimiento del servicio complementario, el Operador del Sistema utilizará la información obtenida del sistema de supervisión, control y adquisición de datos, SCADA por sus siglas en inglés, sistemas en tiempo real y los registros instalados de acuerdo con los requisitos establecidos en esta sección.

Para la supervisión y la evaluación del servicio complementario, el Operador del Sistema podrá:

- a) Verificar que las unidades generadoras y las centrales generadoras eólicas y solares operan con el regulador automático de voltaje habilitado, salvo en las condiciones acordadas con el Operador del Sistema de operar transitoriamente en modo manual.
- b) Analizar la respuesta de las unidades generadoras y centrales generadoras eólicas y solares ante eventos que produzcan variaciones pronunciadas de voltaje cercanas a la zona en que se conecta la generación.
- c) Realizar ensayos y auditorías de conformidad con el Plan Anual de Auditorías Técnicas (PAAT) y las disposiciones contenidas en las Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV), esto para confirmar el cumplimiento de los requerimientos técnicos acordados en la habilitación.
- d) Supervisar durante la operación el voltaje, la generación de reactivo de los generadores y el aporte de reactivo de la demanda (factores de potencia) en los puntos de conexión a la red de transmisión.

Para la supervisión de la regulación de voltaje y en los casos en que el Operador del Sistema mediante criterio técnico lo considere necesario, cada generador, sistema de almacenamiento de energía o elemento de compensación, habilitados para dar este servicio, deberán contar con unidades de sincrofasores PMU (Phasor Measurement Unit) de acuerdo con el estándar IEEE C37.118 que permitan registrar los valores fasoriales de voltaje y corriente, así como otras variables que requiera el Operador del Sistema, por ejemplo, la frecuencia a la salida de estos equipos, variables de excitación de corriente de campo y voltaje del regulador automático de voltaje (AVR). La frecuencia de envío de datos debe ser en velocidades (tramas por segundo) que cumplan con el estándar IEEE C37.118. Además, estas unidades deberán poseer una

capacidad de almacenamiento para registros de 1,000 eventos y formas de onda de voltaje, corriente, potencia activa y potencia reactiva con duración de 5 segundos y razones de muestreo (oscilografía) de 256 muestras por ciclo. El Operador del Sistema podrá acordar con el Coordinado requerimientos distintos a las establecidas en esta norma técnica. La duración de los registros de eventos deberá ser configurable en 30 segundos como mínimo. Como respaldo, dichas unidades podrán contar con un registro continuo de disturbios con capacidad de almacenamiento de al menos 120 días o según lo requiera el Operador del Sistema.

El Operador del Sistema podrá habilitar y mantener un sistema de gestión y registro del Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva que provee cada generador, sistema de almacenamiento de energía o elemento de compensación que se encuentre habilitado. El Operador del Sistema podrá hacer uso de una red de comunicaciones con las instalaciones donde se encuentre el equipamiento e infraestructura para registro de parámetros relacionados con el control de voltaje y potencia reactiva de cada generador, sistema de almacenamiento de energía o elemento de compensación habilitado. Además, el Operador del Sistema podrá habilitar un servidor dedicado al sistema de gestión y registro que cuente con capacidad suficiente, de un período no menor a 6 meses, para gestionar y recopilar información proveniente de las unidades PMU de cada generador, sistema de almacenamiento de energía o elemento de compensación habilitado de acuerdo con el estándar IEEE C37.118 y los registros de eventos asociados a perturbaciones.

Las PMU, el concentrador de datos fasoriales y demás equipos asociados, incluyendo las comunicaciones hacia el sistema de gestión y registro del Operador del Sistema,

son responsabilidad del Coordinado. Adicionalmente, para tal efecto, los protocolos de comunicación deberán estar conforme con las características exigidas por el Operador del Sistema.

En cumplimiento de los requerimientos establecidos en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), el Operador del Sistema implementará y mantendrá un registro con el desempeño del servicio complementario de control de voltaje, incluyendo los datos utilizados para calcular dicho desempeño, debiendo emitir un informe de desempeño del control de voltaje y potencia reactiva y desconexión de carga al menos cada seis (6) meses.

Ante requerimiento del Ente Operador Regional (EOR), el Operador del Sistema le informará sobre el cumplimiento y desempeño del servicio de control de voltaje.

Artículo 8. Informe de Desempeño de Servicios Complementarios. El Operador del Sistema, al menos cada seis (6) meses, preparará el Informe de Desempeño de Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva y Desconexión de Cargas describiendo la supervisión, ensayos y evaluaciones realizadas y sus resultados, incluyendo incumplimientos identificados.

El objetivo del informe es mostrar el cumplimiento de los CCSDM, a través de los servicios complementarios, cubriendo lo siguiente:

- a) La cantidad de recursos disponibles, el balance y gestión de la potencia reactiva en el SIN y la evaluación del desempeño del control de voltaje y

reactivo, la generación forzada por requerimientos de control de voltaje, medidas adoptadas para resolver incumplimientos detectados y recomendaciones de existir o preverse para el futuro que los recursos para el control de voltaje serán insuficientes o inadecuados para cumplir con los CCSDM.

- b) El desempeño de los esquemas de desconexión de cargas, de existir actuaciones y las recomendaciones de mejoras cuando se justifiquen o modificaciones requeridas por el EOR.
- c) Recomendaciones de modificaciones a esta norma técnica para mejorar la administración y el desempeño de los servicios complementarios, de existir.

El Operador del Sistema publicará el borrador inicial del informe en su página web. Los Coordinados dentro de un plazo de 15 días calendarios podrán enviar sus comentarios y observaciones, incluyendo de corresponder información para demostrar su cumplimiento o diferencias con la evaluación realizada por el Operador del Sistema en el informe. El Operador del Sistema tendrá un plazo de 15 días calendarios para contestar las observaciones y comentarios presentados. Los Coordinados dispondrán de otros 15 días calendarios para someter a la CREE los conflictos que subsistan con el Operador del Sistema. La CREE resolverá dichos conflictos mediante resoluciones que emitirá en un plazo no superior a 15 días hábiles, misma que notificará al Coordinado y al Operador del Sistema. El Operador del Sistema, finalmente, dentro de los 30 días calendarios emitirá el informe definitivo y lo publicará en su página web la versión final del informe, incluyendo como mínimo las observaciones recibidas y el tratamiento de estas, en particular deberá de indicar si fueron rechazadas y el motivo que lo justifica.

Artículo 9. Incumplimiento. En el Servicio Complementario de Control de Voltaje o Potencia Reactiva, se diferenciarán los siguientes tipos de incumplimientos de un Proveedor de Servicios Complementarios:

- a) Incumplimientos de información: Incumplimientos en el suministro de información al Operador del Sistema de acuerdo con lo requerido en esta norma técnica;
- b) Incumplimientos técnicos previstos, debido a restricciones o indisponibilidades informados previamente en la Planificación Operativa de Largo Plazo, programación semanal o predespacho, permitiendo al Operador del Sistema tomar medidas para compensar su impacto y buscar cumplir con los niveles permisibles de voltaje.
- c) Incumplimientos técnicos no previstos, detectados durante o después de la operación en tiempo real que no fueron informados previamente por el Proveedor del Servicio Complementario al Operador del Sistema.

En caso de que el nivel de voltaje o potencia reactiva resulte fuera del rango de consigna, el Operador del Sistema podrá realizar las verificaciones necesarias durante la operación en tiempo real y, en caso de ser necesario, requerir pruebas o ensayos de conformidad con lo establecido en la NT-IV.

El proveedor tiene el derecho de enviar información para demostrar su cumplimiento y las causas de las variaciones de voltaje o de potencia reactiva fuera de la consigna. El plazo que tendrán los proveedores para presentar la información de respaldo a su justificación luego de detectado el incumplimiento no será mayor a cinco (5) días hábiles. En el caso de una Empresa Generadora, deberá demostrar que tomó

todas las medidas disponibles y realizó todas las operaciones posibles para que el voltaje se mantenga dentro del rango consigna en la instrucción recibida del Operador del Sistema. En todos los casos, la evaluación del incumplimiento se realizará en cada punto de conexión al SIN.

En caso de detectarse incumplimientos previstos o imprevistos de la Empresa Transmisora, el Operador del Sistema debe analizar si es necesario o se justifica contar con más equipamiento de compensación reactiva. El análisis y la recomendación resultante debe incluirse en el Informe de Desempeño de los Servicios Complementarios.

Artículo 10. Suspensión y revocación de una habilitación.

Los Coordinados que provean el Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva están obligados a informar al Operador del Sistema todo cambio en la información que fue suministrada para la habilitación del servicio complementario. Los proveedores tendrán un plazo de diez (10) días hábiles para comunicar dichos cambios una vez que los mismos hayan surtido efecto.

En caso de que haya dudas o cuestionamientos en el desempeño de equipamiento, sistemas, instalación, centrales o unidades generadoras habilitadas, el Operador del Sistema puede solicitar una nueva validación a través de nuevos ensayos similares a los realizados para la habilitación inicial. El Operador del Sistema puede suspender la habilitación del equipamiento, unidad o central generadora, sistema, instalación o demanda y en caso de corresponder al Proveedor de Servicios Complementarios en cualquiera de los siguientes casos:

- a) Si un nuevo ensayo verifica que no se cumplen todos los requerimientos establecidos en la habilitación.
- b) Ante el registro de al menos tres incumplimientos en informar al Operador del Sistema cambios en la información y condiciones con que fuera habilitado, y dentro de un período de seis meses.

Para verificar la causal de suspensión de la habilitación conforme con el literal b) anterior, el Operador del Sistema llevará un registro donde se constate que se ha percatado de cambios en la información y condiciones.

El Operador del Sistema notificará de las suspensiones al Proveedor de Servicios Complementarios y a la CREE, e incluirá en su base de datos de Proveedores de Servicios Complementarios las habilitaciones de equipamiento, unidad o central generadora, sistema, instalación o demanda y en caso de corresponder Proveedores de Servicios Complementarios que han sido suspendidos.

Una vez informada la suspensión por parte del Operador del Sistema, el Proveedor de Servicios Complementarios debe llevar a cabo las medidas necesarias para corregir la situación y luego presentar una nueva solicitud para la habilitación del servicio complementario, demostrando que cumple con todos los requerimientos establecidos en su habilitación, e informando las medidas tomadas para evitar se repita la situación que llevó a la suspensión de la habilitación.

El Operador del Sistema puede revocar la habilitación del equipamiento, unidad o central generadora, sistema, instalación o demanda y en caso de corresponder al Proveedor de Servicios Complementarios en cualquiera de los siguientes casos:

- a) Si el Proveedor de Servicios Complementarios no presenta una solicitud de habilitación dentro de un plazo de 30 días contados a partir de la suspensión, o si las consecuencias de los incumplimientos afectan la seguridad del SIN o pueden causar apagones o incumplimientos a las obligaciones establecidas en el RMER.
- b) En caso de incumplimientos reiterados, independiente de la justificación.

Se considera incumplimiento reiterado cuando el Operador del Sistema identifica al menos tres incumplimientos dentro de un período de 30 días consecutivos; o identifica por lo menos un incumplimiento en cada mes durante un periodo de tres meses consecutivos.

Si el Operador del Sistema revoca una habilitación debe notificar al Proveedor de Servicios Complementarios para su conocimiento y a la CREE para su tratamiento. La suspensión o revocación se considera un incumplimiento del Proveedor de Servicios Complementarios, sea una Empresa Generadora, Empresa Distribuidora, Empresa Transmisora o Consumidor Calificado, a sus obligaciones de proveer el Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva.

TÍTULO III

SERVICIO COMPLEMENTARIO DE CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA

Obligaciones y Requerimientos

Artículo 11. Obligaciones de los Coordinados del SIN. El Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva es una responsabilidad compartida entre todos los Coordinados, a través de actuaciones de equipamientos de

control de voltaje y de absorción o inyección de potencia reactiva, programadas y coordinadas por el Operador del Sistema.

Los requisitos de control de voltaje y reactivo que se establecen en la presente norma técnica son obligatorios para las Empresas Generadoras, Empresas Transmisoras, Empresas Distribuidoras y Consumidores Calificados. Corresponden al requerimiento mínimo, por lo que no les corresponde una remuneración explícita adicional por el servicio complementario.

Cada Coordinado es responsable del flujo de energía reactiva en sus puntos de conexión con el SIN. Los Coordinados deben cumplir con las consignas e instrucciones para el control de voltaje y potencia reactiva que reciban del Operador del Sistema, e informar inmediatamente al Operador del Sistema cualquier restricción o condición que impida cumplir con la instrucción o requerimiento para el control de voltaje o potencia reactiva.

Todas las Empresas Generadoras que sean Coordinados del SIN, tienen la obligación de participar en el control de voltaje del sistema de transmisión para contribuir a los CCSDM, por medio de la inyección o absorción de potencia reactiva, de acuerdo con la curva de capacidad de sus unidades y las instrucciones o consignas del Operador del Sistema. Aún si no completan su habilitación para proveer el servicio complementario o no suministran toda la información requerida, el Operador del Sistema está autorizado a asignar a cada unidad o central generadora consignas de reactivo de acuerdo con lo que establece esta sección.

Para generación nueva, el Operador del Sistema no permitirá su conexión en tanto no suministre toda la información requerida, incluyendo curva de capacidad y se realice las pruebas para su habilitación al Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva. El Operador del Sistema podrá establecer, como parte de los requerimientos para la conexión de nueva generación, el estándar mínimo requerido en la curva de capacidad.

Es obligación de cada Coordinado comunicar al Operador del Sistema cualquier restricción, falla o limitación de un equipo o sistema que afecte el control de voltaje y de potencia reactiva, informando las causas, las medidas adoptadas y el tiempo estimado en que se prolongará la condición. El Coordinado debe informar inmediatamente cuando el equipo o sistema nuevamente está en condición de operación normal.

Artículo 12. Obligaciones y derechos del Operador del Sistema. El EOR determinará, sustentado en los estudios de Seguridad Operativa regional de mediano plazo del MER, los requerimientos de potencia reactiva en el SER. El suministro de dicho requerimiento es de carácter obligatorio y el Operador del Sistema tiene la responsabilidad de coordinarlo en el SIN. El Operador del Sistema deberá programar y asignar los recursos de potencia reactiva disponibles, tanto inductiva como capacitiva, para asegurar que los niveles de voltajes en el SIN se mantengan dentro de los límites establecidos bajo condiciones de operación del sistema en estado estable, y para poder hacer frente a contingencias, de acuerdo con los CCSDM.

El Operador del Sistema es el responsable de programar y supervisar el control de voltaje en el sistema de transmisión del SIN a través de mantener los niveles de voltaje en las barras del SIN dentro de los límites definidos y cumplir con

los requerimientos establecidos en los CCSDM y en el RMER. En lo relativo al Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva el Operador del Sistema tiene las obligaciones siguientes:

- a) Habilitar equipamientos y sistemas para el Servicio Complementario Control de Voltaje y Potencia Reactiva.
- b) Programar y administrar los recursos de potencia reactiva en el SIN, tanto inductiva como capacitiva, para asegurar que los niveles de voltaje se mantengan dentro de los límites permitidos en los CCSDM y para hacer responder ante eventos o contingencias manteniendo la calidad en el servicio de transmisión y dentro de criterios de eficiencia minimizando pérdidas de transmisión;
- c) Realizar los estudios de Seguridad Operativa de los recursos de potencia reactiva del SIN y despachar y supervisar en tiempo real la generación de potencia reactiva y los perfiles de voltaje en las subestaciones del sistema principal de transmisión del SIN;
- d) En la coordinación de mantenimientos del SIN, evitar superposiciones de mantenimientos programados de generadores o equipamientos de compensación que puedan comprometer el control de voltaje;
- e) Verificar que toda la generación habilitada al control de voltaje mantenga los reguladores automáticos de voltaje de las unidades generadoras conectados y en modo de control de voltaje.

En lo relativo al Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva el Operador del Sistema tiene los derechos siguientes:

- a) Como resultado de los estudios de Seguridad

Operativa, programar en el predespacho y enviar consignas de voltaje, de aporte/inyección o absorción de potencia reactiva de los generadores en línea, requerir u operar los equipos de compensación reactiva, requerir o realizar ajustes de la posición del cambiador de derivadores de transformadores y otras acciones para controlar el voltaje de acuerdo con lo establecido en esta norma técnica, para cumplir con sus responsabilidades de administrar el control de voltaje;

- b) Instruir el despacho de generación forzada para contar con fuente de potencia reactiva en una zona localizada con problemas de bajo voltaje;
- c) Tomar todas las acciones operativas necesarias para el control de voltaje y enviar instrucciones a las Empresas Generadoras para incrementar su aporte de potencia reactiva;
- d) Requerir desconexión manual de cargas para controlar caídas de voltaje, de acuerdo con lo que establece el título IV “Desconexión de Cargas”.

Artículo 13. Requerimientos para las Empresas Generadoras con generadores sincrónicos. Como parte de su obligación de contribuir al control de voltaje, cada Empresa Generadora debe suministrar al Operador del Sistema una copia de la curva de capacidad de cada una de sus unidades generadoras, con los formatos que establezca el Operador del Sistema. Dicha curva es parte de la información que debe entregar junto con la solicitud de habilitación para proveer el servicio complementario. En caso de que la información no sea suministrada, el Operador del Sistema deberá reiterar el requerimiento. Si una Empresa Generadora continúa sin suministrar la curva de capacidad, el Operador del Sistema debe asumir curvas características típicas y considerar como disponible los reactivos indicados por dichas características,

informando a la Empresa Generadora la curva asumida en tanto no suministre la información faltante.

Cuando una Empresa Generadora no entregue la curva de capacidad se considerará un incumplimiento al Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva. El Operador del Sistema debe informar del incumplimiento y la curva de capacidad asumida a la CREE y al EOR para la aplicación de los procedimientos que correspondan.

El Operador del Sistema programará las consignas de reactivo y supervisará su cumplimiento teniendo en cuenta la curva de capacidad informada o la asumida según corresponda.

Las Empresas Generadoras con unidades o centrales generadoras deben de aportar el Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva y cumplir con los requisitos siguientes:

- a) Enviar al Operador del Sistema la curva de capacidad y la curva de variabilidad operativa de cada unidad generadora, identificando las zonas seguras de operación desde el punto de vista técnico, para modelado del Operador del Sistema y para las pruebas a realizar en la habilitación.
- b) Tener y mantener un sistema de excitación con un Regulador Automático de Voltaje que pueda operar en los modos de control de voltaje y control de factor de potencia.
- c) Suministrar al Operador del Sistema toda la información sobre las características técnicas del Regulador Automático de Voltaje y de la excitación de las unidades generadoras para modelado y simulación mediante herramientas de estudios de sistemas de potencia.
- d) La unidad o central generadora y el sistema de

excitación deben ser capaces de operar en forma continua dentro de la curva de capacidad.

- e) El ajuste de limitadores del Regulador Automático de Voltaje (sobre o subexcitación, sobre flujo, ángulo de carga o estabilidad) se realizará buscando maximizar el aprovechamiento de la curva de capacidad, manteniendo una adecuada coordinación con las protecciones eléctricas.
- f) Contar con el equipo de comunicación para recibir en tiempo real las consignas de voltaje y factor de potencia y llevar a cabo las acciones para cumplir con las instrucciones y mantener el voltaje en barras de acuerdo con las consignas que envíe el Operador del Sistema respetando los límites operativos de la unidad o central generadora.
- g) Operar con el Regulador Automático de Voltaje en modo de control automático de voltaje o factor de potencia en terminales del generador, liberado al nivel de consigna que envíe el Operador del Sistema.
- h) Para niveles de potencia activa menores al 60 % de su potencia nominal, la absorción y entrega de potencia reactiva en la salida de cada generador debe ser igual o mayor a un rango de ± 48.43 % de su potencia nominal. Para niveles de potencia activa generada superiores al 60 % pueden considerarse los límites que impone la curva de capacidad del generador.
- i) Contar con capacidad de absorber o inyectar/entregar potencia reactiva en condición de operación normal, en forma permanente hasta el 90 % de su capacidad de producir o consumir potencia reactiva según su curva de capacidad y en operación en emergencia hasta el 100 % durante 15 minutos continuos, a menos que el fabricante indique otros parámetros.

- j) Contar con un sistema SCADA o similar para registrar y almacenar continuamente como mínimo el voltaje en terminales y la potencia reactiva. El sistema debe tener una capacidad de muestreo mínima de cuatro segundos con estampado de tiempo. Estos registros deben estar a disposición del Operador del Sistema cuando los solicite.

Es obligación de las Empresas Generadoras informar cuando una unidad o central generadora habilitada deje de cumplir o de operar de acuerdo con los requisitos establecidos en esta sección y los parámetros acordados en la habilitación para el control de voltaje y potencia reactiva.

Artículo 14. Requerimientos para centrales eólicas y solares. Las centrales generadoras eólicas y solares deben contribuir al control de voltaje y potencia reactiva y cumplir con los requerimientos siguientes:

- a) Contar con la capacidad de operar en forma permanente absorbiendo o entregando potencia reactiva en el punto de conexión a la red.
- b) Poder operar en el modo de control de voltaje que establezca el Operador del Sistema de acuerdo con las pruebas y parámetros verificados y acordado en la habilitación.
- c) Permanecer conectados a la red ante fallas que causen subvoltaje (huecos de voltaje) o sobre voltaje por fuera de los límites establecidos.
- d) Contar con la capacidad de disminuir su inyección de potencia activa y contribuir con inyección de potencia reactiva mientras dure el evento de hueco de voltaje

sin salir de operación. Una vez superada la condición de hueco de voltaje, deberán de recuperar la potencia activa suministrada previo al evento, en un tiempo no mayor a 1 segundo o lo acordado con el Operador del Sistema, siempre que haya disponibilidad de recurso primario.

- e) Permanecer en servicio al menos durante 15 minutos cuando el voltaje se encuentra entre el 85 % y el 90 % del voltaje nominal y en los rangos de 90 % - 95 % ó 105 % - 110 % del voltaje nominal. En condiciones de operación normal, no se permite la desconexión por motivos de voltaje.
- f) Poder regular automáticamente el factor de potencia de la central generadora en condiciones normales de operación en el rango entre +0.95 y -0.95, con el propósito de mantener el voltaje del punto de entrega en la consigna requerida por el Operador del Sistema dentro del rango $\pm 5\%$ de el voltaje nominal. El Operador del Sistema podrá requerir un menor rango de absorción/suministro de potencia reactiva de la central para valores de potencia activa entre el 5 % y 50 % de la potencia nominal. Para el caso que la potencia activa de la central esté debajo del 5 % respecto a la potencia nominal, la potencia reactiva de la central deberá estar dentro del rango de $\pm 5\%$ de la potencia nominal.
- g) En condiciones de contingencias o de emergencia, operar con factor de potencia en el rango entre +0.90 y -0.90 de factor de potencia, conforme a los límites técnicos de los equipos según las curvas de capacidad.
- h) Suministrar al menos el 50 % del rango de la respuesta de potencia reactiva a partir de recursos dinámicos.

El Operador del Sistema definirá el modo de control en el cual operará cada central de generación eólica y fotovoltaica de acuerdo con los requerimientos de potencia reactiva y voltaje en la zona de conexión de la central de generación. Las centrales generadoras deben poder operar en los siguientes tres modos de control de voltaje:

- a) Modo de control de factor de potencia fijo: Mediante una consigna de factor de potencia se establece el reactivo de salida de toda la central con el objeto de mantener el factor de potencia requerido por el Operador del Sistema en el punto de entrega.
- b) Modo de control de potencia reactiva constante: La central fija el valor de reactivo de acuerdo con una consigna local o remota según las instrucciones del Operador del Sistema.
- c) Modo de control de voltaje por caída de voltaje

(voltage droop): Cuya respuesta de potencia reactiva ayuda a estabilizar el voltaje y permite operar por consigna de voltaje local o remoto.

Según el modo de control de voltaje, para cada central generadora, el Operador del Sistema podrá definir el tiempo de establecimiento y el rango de la consigna de control después de una perturbación en la red.

El Operador del Sistema podrá establecer otros modos de control de voltaje que se encuentren definidos en la regulación regional vigente.

Las centrales de generación eólicas y fotovoltaicas deben ser capaces de suministrar/absorber potencia reactiva en función del voltaje del punto de conexión, de acuerdo con la curva de capacidad del Gráfico 1. El Operador del Sistema puede determinar un rango diferente, coordinándolo con la central.

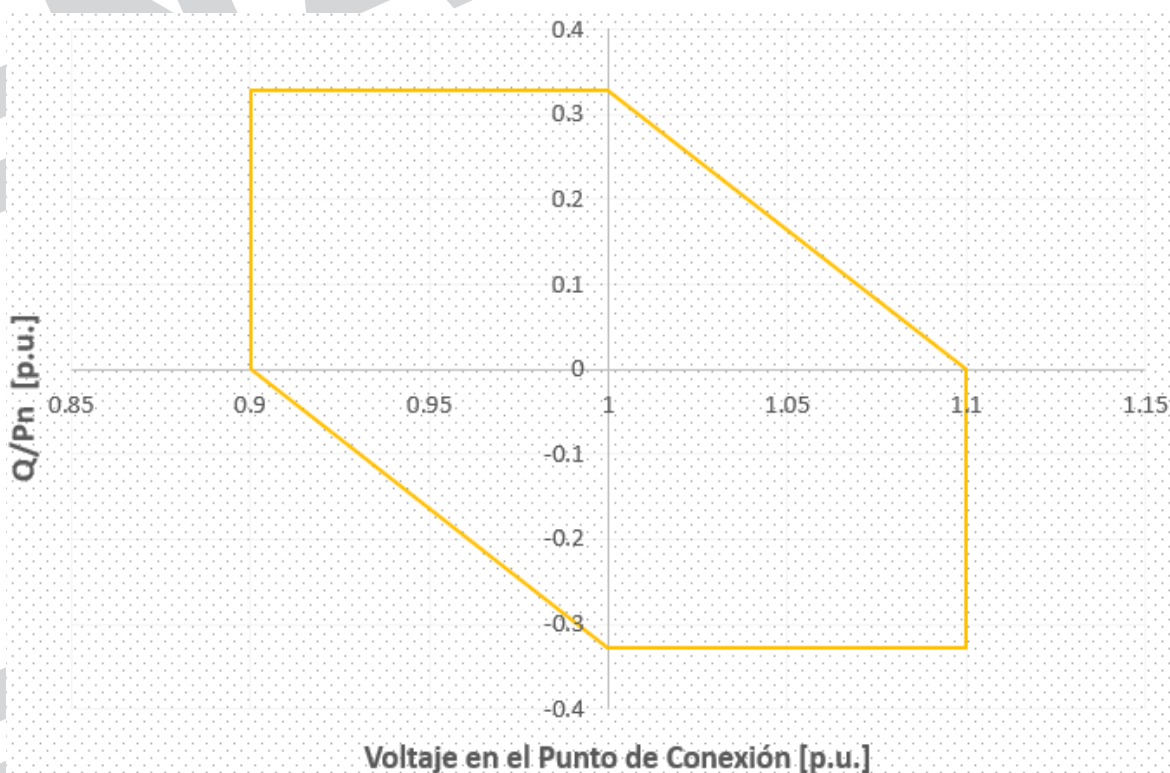


Gráfico 1. Curva de capacidad de potencia reactiva en función del voltaje del punto de conexión.

El regulador de voltaje en el modo de control de voltaje por caída de voltaje debe poder programarse para ajustar la pendiente de voltaje (droop) entre 4 % – 15 %, e inicialmente debe estar ajustado a 10 %.

El voltaje de referencia podrá variar entre 0.95 p.u. y 1.05 p.u. en función de la consigna que envíe electrónicamente el Operador del Sistema o en forma local. Adicionalmente, el Operador del Sistema podrá definir una banda muerta para la pendiente de voltaje.

El tiempo de arranque de la respuesta ante un cambio de consigna debe ser menor a 5 segundos. El tiempo de respuesta estable del control ante un cambio del 5 % de la consigna debe ser inferior a 15 segundos y no debe provocar sobre alcance

de la potencia reactiva inyectada o retirada superior al 10 % de la potencia nominal.

El regulador debe tener módulos de control limitadores que eviten respuestas en inyección de reactivo superiores $|Q/P_n| = 0.3287$ en condiciones normales de operación y $|Q/P_n| = 0.4843$ en condiciones anormales de operación.

El regulador de voltaje debe contar con parámetros de amortiguamiento que permitan ajustar su operación para obtener respuestas sub amortiguadas.

La configuración de la resistencia ante eventos de variación de voltaje (hueco de voltaje y sobre voltaje) debe permitir que los equipos se mantengan en operación durante los tiempos y valores mínimos y máximos establecidos en el Gráfico 2.

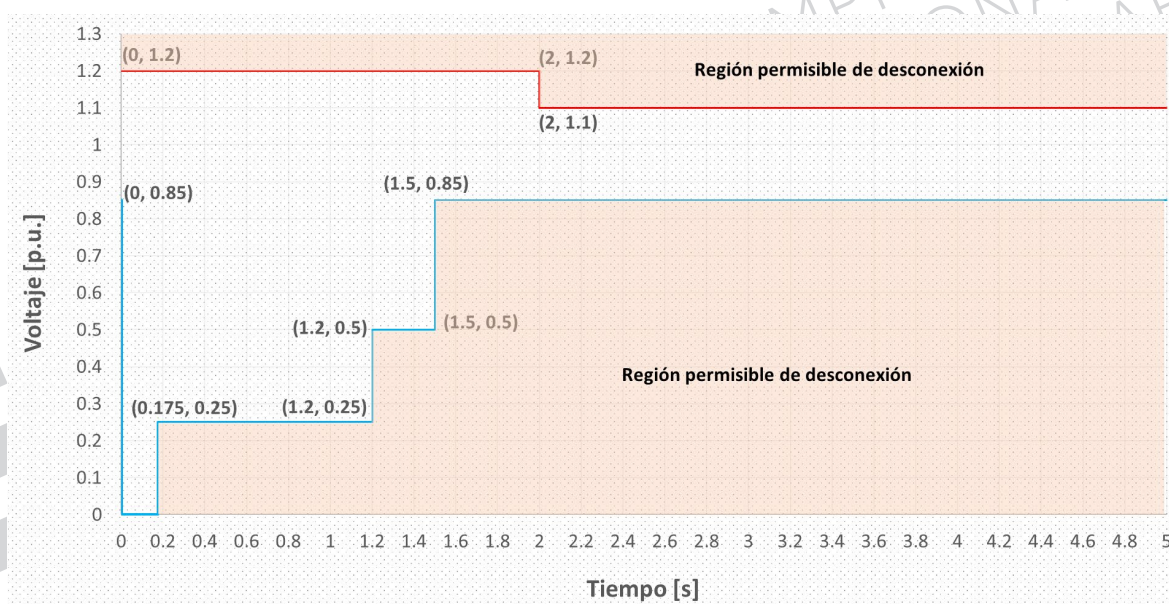


Gráfico 2. Área de operación frente a bajos y altos voltajes transitorios.

Se considera como condición de hueco de voltaje niveles menores a 0.85 p.u. del voltaje nominal en el punto de entrega debido a transitorios. La central de generación deberá mostrar un desempeño ante huecos de voltaje tal cual se detalla en la curva de la gráfica 2, aún ante la presencia de fallas remotas. Un desempeño ante huecos de voltaje diferente puede ser requerido por el Operador del Sistema, coordinándolo con la central.

El soporte de corriente reactiva frente a transitorios que produzcan hueco de voltaje debe ser tal que aporte al menos el 80 % de su corriente nominal en corriente reactiva, mientras se mantenga la condición de hueco de voltaje y de acuerdo con el Gráfico 3, con el objeto de aportar corriente de falla en la recuperación del sistema luego de una falla transitoria.

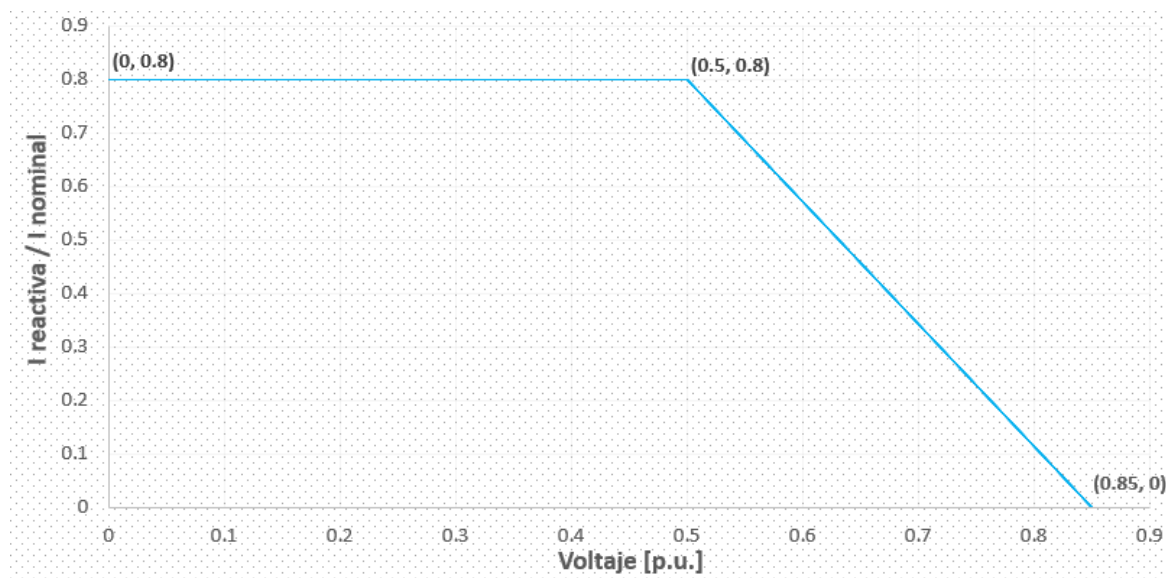


Gráfico 3. Curva de aporte de corriente reactiva en función del voltaje.

La desconexión de la central generadora por huecos de voltaje medidos en el punto de conexión con niveles de voltaje iguales o superiores a los establecidos en los gráficos se considerará un incumplimiento a las obligaciones de la Empresa Generadora al servicio complementario control de voltaje.

El Operador del Sistema verificará los requerimientos sobre huecos de voltaje durante las pruebas de habilitación o pruebas de puesta en operación. Si la central generadora no tiene la capacidad de regular el voltaje en el punto de conexión de acuerdo con la consigna requerida por el Operador del Sistema dentro de los límites técnicos, el Operador del Sistema podrá instruir reducir la carga/potencia entregada o desconectar la central generadora, de acuerdo con las condiciones en el SIN y el control del voltaje.

Las centrales generadoras conectadas a la red de transmisión regional (RTR) deberán cumplir con los requerimientos más exigentes entre la regulación nacional y la regulación regional.

Artículo 15. Compromisos de las Empresas Distribuidoras y Consumidores Calificados. Para evitar un consumo excesivo de reactivo, la Empresa Distribuidora y el Consumidor Calificado que actúen como Agente del MEN y esté conectado al sistema de transmisión tienen la obligación de mantener en el nodo de conexión a la red, a toda hora, un factor de potencia inductivo igual a 0.90 o superior.

Artículo 16. Responsabilidades de la Empresa Transmisora. La Empresa Transmisora debe instalar elementos de compensación reactiva para mejorar el perfil de voltaje y garantizar el cumplimiento de los CCSDM, conforme con lo dispuesto en la regulación del subsector vigente.

La Empresa Transmisora debe supervisar las variables de los equipos y controles utilizados para la prestación del servicio

de energía reactiva, coordinar su operación con el Operador del Sistema y ejecutar las maniobras requeridas en las instrucciones del Operador del Sistema, mediante el envío de las señales y controles que éste requiera. La Empresa Transmisora debe instalar los equipos requeridos para la realización de estas funciones.

Con el fin de optimizar el flujo de reactivo, la Empresa Transmisora debe tener cambiadores bajo carga en sus transformadores y debe coordinar la operación de estos con el Operador del Sistema.

La Empresa Transmisora como parte de su obligación al aporte del Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva debe de cumplir con los requisitos siguientes:

- a) Poner a disposición del Operador del Sistema todo su equipamiento para el control de voltaje y suministro de potencia reactiva.
- b) Enviar al Operador del Sistema los rangos de operación y restricciones asociadas a los equipos que dispone para el control de voltaje y el suministro de potencia reactiva.
- c) Mantener el voltaje dentro de las consignas y rango que indique el Operador del Sistema y de acuerdo con los CCSDM y la Norma Técnica de Calidad de la Transmisión, poniendo para ello a disposición del Operador del Sistema sus equipos disponibles y coordinando su operación.

d) Contar con los sistemas y asegurar el intercambio de información con el Operador del Sistema en tiempo real para el control de los equipos de compensación reactiva, incluyendo, cuando corresponda, el envío de consignas de voltaje o de pulsos de subir/bajar voltaje y el envío de las señales y controles que se requiera para el control de voltaje, de acuerdo con los protocolos y enlaces con el SCADA del Operador del Sistema.

e) Contar con cambiadores bajo carga en sus transformadores y coordinar su operación con el Operador del Sistema, con el objetivo de optimizar el flujo de reactivo en el sistema de transmisión.

La Empresa Transmisora debe informar al Operador del Sistema cualquier indisponibilidad, restricción o modificación a las características de su equipamiento disponible para el control de voltaje y suministro de potencia reactiva. La Empresa Transmisora debe coordinar y acordar con el Operador del Sistema los programas de mantenimiento y disponibilidad de su equipamiento con capacidad para la regulación de voltaje, tales como transformadores con cambiadores y equipos de compensación de potencia reactiva inductiva y capacitiva.

Artículo 17. Programación y despacho de control de voltaje y reactivo. El Operador del Sistema debe programar y realizar el despacho del Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva teniendo en cuenta

y administrando todos los equipamientos habilitados y disponibles.

En la Planificación Operativa de Largo Plazo, el Operador del Sistema realizará análisis eléctricos de estado estacionario para las diferentes condiciones de demanda para determinar la inyección o absorción de potencia reactiva de las centrales generadoras del SIN. De ser necesario, el Operador del Sistema también realizará dichos estudios junto con la programación semanal y el predespacho considerando el equipamiento de reactivo habilitado o disponible.

El Operador del Sistema debe realizar estudios para determinar el reactivo requerido, evaluar con despachos previstos incluyendo mantenimientos y flujos de carga, el cumplimiento de los CCSDM junto con los niveles de voltaje requeridos y la sobrecarga que resulta en el equipamiento. Para dichos estudios, la Empresa Transmisora debe enviar al Operador del Sistema como mínimo la información siguiente:

- a) Toda indisponibilidad prevista de equipamiento existente y entrada en servicio de nuevo equipamiento que afecte o pueda afectar su aporte al control de voltaje y suministro de potencia reactiva.
- b) Las subestaciones donde prevé inconvenientes o imposibilidad de cumplir con los niveles de voltaje requeridos, identificando períodos del año y de demanda y el motivo del incumplimiento.

- c) Toda otra restricción o condición que afecte el cumplimiento de los CCSDM y la Norma Técnica de Calidad de la Transmisión referidos al voltaje.

Para dichos estudios, la Empresa Distribuidora debe suministrar al Operador del Sistema lo siguiente:

- a) Información sobre las características del equipamiento para el control de voltaje y suministro de potencia reactiva que afecten sensiblemente el control de voltaje en el sistema de transmisión del SIN y el factor de potencia en su conexión a transmisión.
- b) Puntos de conexión donde prevé no poder cumplir con el factor de potencia requerido y los motivos de los incumplimientos.

Al realizar el despacho de potencia reactiva, el Operador del Sistema tendrá como objetivos mantener el voltaje dentro de los niveles permisibles, cumplir con los CCSDM y minimizar las pérdidas de transmisión del SIN. En condiciones normales de operación, el criterio es mantener el voltaje dentro del rango establecido en los CCSDM normal.

Junto con los resultados del predespacho, el Operador del Sistema enviará las consignas de nivel de voltaje y despacho de potencia reactiva.

Artículo 18. Remuneración. Los requisitos de control de voltaje y potencia reactiva que se establecen en esta norma

técnica corresponden al requerimiento mínimo, por lo que a dicho servicio complementario no le corresponde una remuneración adicional en las liquidaciones del Operador del Sistema.

Cuando un Proveedor de Servicios Complementarios no cumpla con la prestación de servicio y consignas de control de voltaje y potencia reactiva, forzando al Operador del Sistema para solucionar dicho incumplimiento, realizar asignaciones de control de voltaje y potencia reactiva a otros Proveedores de Servicios Complementarios mayores que las obligaciones y requerimientos establecidos en esta norma técnica, el Operador del Sistema calculará y liquidará como compensación los sobrecostos ocasionados en generación forzada.

Artículo 19. Compensación por generación forzada.

En caso de que el incumplimiento o restricciones de un Proveedor de Servicios Complementarios a sus obligaciones de proveer el Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva obligue al Operador del Sistema a convocar generación forzada para cumplir con los requerimientos para el control de tensión y potencia reactiva, dicho Proveedor de Servicios Complementarios debe pagar como compensación el sobrecosto causado al despacho. El Operador del Sistema debe calcular el sobrecosto horario por generación forzada para el Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva como la diferencia entre el costo variable de la generación forzada menos el costo marginal (precio

del Mercado de Oportunidad) en el correspondiente nodo de conexión al Sistema Principal de Transmisión en dicha hora.

El Operador del Sistema debe agregar al sobrecosto de generación forzada el costo variable del arranque de dicha unidad o central generadora, de acuerdo con lo que establece la Norma Técnica de Programación de la Operación, si el incumplimiento del Proveedor de Servicios Complementarios obligó a arrancar la generación. El Proveedor de Servicios Complementarios debe pagar como compensación por el incumplimiento el sobrecosto total mensual por generación forzada causado por dicho incumplimiento, calculado por el Operador del Sistema como la suma de los sobrecostos horarios en las horas en que el incumplimiento causó generación forzada, más la suma de los costos de arranque correspondientes, de existir. Si la generación forzada fue causada por incumplimientos de más de un Proveedor de Servicios Complementarios, el Operador del Sistema repartirá el sobrecosto entre dichos Proveedores de Servicios Complementarios en forma proporcional a la magnitud del incumplimiento de cada uno de acuerdo con lo que establece esta sección.

El sobrecosto de la generación forzada será asignado en las liquidaciones del Operador del Sistema entre los Proveedores de Servicios Complementarios que causaron despachar generación forzada, asignándole a cada Proveedor de Servicios Complementarios el sobrecosto correspondiente.

El Operador del Sistema debe incluir en el informe de transacciones comerciales un anexo de generación forzada por Servicios Complementarios describiendo el o los incumplimientos, la unidad o central generadora que resultó obligada y el sobrecosto de la Generación Forzada, incluyendo la información y cálculos que validan el incumplimiento y el sobrecosto.

TÍTULO IV

DESCONEXIÓN DE CARGAS

Artículo 20. Objetivo del Servicio Complementario de Esquemas de Desconexión de Cargas. Tiene como propósito proteger la estabilidad del SIN, evitar la pérdida de estabilidad del sistema eléctrico por caída de frecuencia o de voltaje y evitar que, ante una contingencia o disturbio no previsto, el efecto se propague y lleve a una cascada de desconexiones y el apagón parcial o total del SIN.

Artículo 21. Clasificación de Esquemas de Desconexión de Cargas. A continuación, se establecen como servicio complementario los siguientes tipos de esquemas de desconexión de cargas:

- a) Esquema de desconexión automática de cargas por baja frecuencia, que automáticamente desconecta consumo ante niveles de subfrecuencia establecidos.
- b) Esquemas de desconexión automática de cargas por bajo voltaje, que automáticamente desconectan consumo ante niveles de bajo voltaje establecidos.

- c) Esquemas de desconexión manual de cargas, para condiciones inesperadas, sobre carga de equipos, o emergencias que requieren actuación inmediata manual por instrucción u operación del Operador del Sistema.

Artículo 22. Estudios e informes. A la entrada en vigencia de la Norma Técnica Transitoria de los Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva y Desconexión de Cargas, continuarán los esquemas de desconexión automática de carga existentes.

Toda modificación a los esquemas de desconexión automática de cargas en el SIN serán el resultado de los requerimientos para cumplir con los CCSDM que determinen los estudios elaborados por el Operador del Sistema, incluyendo informes de servicios complementarios y los estudios regionales o los requerimientos del EOR y de acuerdo con lo establecido en esta norma técnica y el RMER.

Los esquemas de desconexión automática de cargas se deberán ajustar a los que determine el EOR de acuerdo con lo establecido en el RMER.

Si el Operador del Sistema propone modificaciones a un esquema de desconexión automática de cargas que no fueron requeridos por el EOR, como parte de los estudios de desempeño del SIN para el Informe Anual de Programación de los Servicios Complementarios, el Operador del Sistema debe evaluar con un horizonte de 12 meses los requerimientos

de dicho esquema de desconexión automática de carga para cumplir con los CCSDM y con los requerimientos del RMER. El Informe debe describir los estudios realizados y las modificaciones propuestas indicando el número de etapas, el nivel de frecuencia o voltaje para la actuación de cada etapa, el porcentaje y carga asignado a cada etapa. Los estudios analizarán contingencias simples, incluyendo el disparo de la unidad generadora más grande del SIN y vínculos críticos de transmisión, incluyendo también de considerarse necesario disparo de interconexiones regionales.

Para llevar a cabo dichos estudios y para los informes de servicios complementarios, cada Empresa Distribuidora debe enviar al Operador del Sistema en enero y en julio de cada año, los perfiles de carga de los circuitos de distribución seleccionados para la participación en los esquemas de desconexión automática de cargas. El Operador del Sistema puede solicitar a la Empresa Distribuidora información adicional de perfiles de carga específicos, para actualizar los esquemas de desconexión automática de cargas.

Un esquema de desconexión automática de cargas se revisará y ajustará de ser necesario durante el año si se producen incorporaciones o modificaciones importantes en el SIN que puedan afectar la estabilidad del SIN o el correcto funcionamiento de cada tipo de esquemas de desconexión automática de cargas, o en caso de modificaciones requeridas por el EOR.

El Operador del Sistema luego de realizar los estudios e informes de servicios complementarios, así como cualquier otra actualización que se produzca a los esquemas de desconexión automática de cargas, informará a la Empresa Distribuidora los circuitos seleccionados que forman parte del esquema y en el caso de los Consumidores Calificados, se les informará si su circuito forma parte o no de dicho esquema.

Artículo 23. Obligaciones y derechos del Operador del Sistema. El Operador del Sistema tiene las siguientes obligaciones referidas al Servicio Complementario de Esquemas de Desconexión de Cargas:

- a) Realizar los estudios para analizar y ajustar los esquemas de desconexión automática de cargas.
- b) Coordinar con el EOR la implementación y desempeño de los requerimientos regionales en los esquemas de desconexión automática de cargas.
- c) Supervisar y evaluar la implementación de los esquemas de desconexión automática de cargas, e informar sobre su desempeño y los casos de incumplimientos.
- d) Establecer esquemas de desconexión manual de cargas de acuerdo con lo establecido en esta sección.
- e) Informar a la CREE los casos en que se aplicó desconexión manual de cargas.
- f) En la medida de lo posible, diseñar e implementar los esquemas de desconexión incluyendo en primer lugar, la Empresa Distribuidora o Consumidor Calificado

que no tenga cubierta completamente su obligación de contratación de potencia firme.

El Operador del Sistema tiene los siguientes derechos referidos al Servicio Complementario de Esquemas de Desconexión de Cargas:

- a) Realizar pruebas para verificar esquemas de desconexión automática de cargas de la Empresa Distribuidora.
- b) Requerir a la Empresa Distribuidora información para realizar los estudios para evaluar y ajustar los esquemas de desconexión automática de cargas.
- c) Recibir de la Empresa Distribuidora la información ante condiciones que correspondan a la actuación de los esquemas de desconexión automática de cargas para verificar desempeño y cumplimiento de las condiciones establecidas en esta sección.
- d) Requerir una auditoría técnica para evaluar que las instalaciones y funcionamiento de los sistemas de un esquema de desconexión automática de cargas de una Empresa Distribuidora cumple con las etapas de dicho esquema y los requisitos establecidos en esta sección.

Artículo 24. Obligaciones y derechos de Empresas Distribuidoras y Consumidores Calificados. Los esquemas de desconexión automática de cargas son de carácter obligatorio para las Empresas Distribuidoras y los Consumidores Calificados, con el fin de aportar a la estabilidad y continuidad

del servicio eléctrico y a los CCSDM evitando, en lo posible, apagones.

Los esquemas de desconexión de cargas son una obligación de la Empresa Distribuidora y del Consumidor Calificado. Por lo tanto, se les considera como un requerimiento mínimo y no son remunerados.

El costo de inversión y mantenimiento de los esquemas de desconexión automática de cargas es responsabilidad de cada Empresa Distribuidora y es parte de los activos a considerar en la metodología tarifaria para la Empresa Distribuidora.

La Empresa Distribuidora es el responsable de implementar los esquemas de desconexión automática de cargas en su área de operación, cubriendo los usuarios que abastece y los Consumidores Calificados conectados a su red de distribución. Como parte de dicha responsabilidad, la Empresa Distribuidora debe asegurar que la demanda que se le asigna a cada escalón representa la requerida.

La Empresa Distribuidora tiene las siguientes obligaciones referidas a esquemas de desconexión automática de cargas:

- a) Suministrar al Operador del Sistema toda la información requerida en esta sección, en particular los perfiles de demanda y los datos para evaluar el desempeño de la actuación de esquemas de desconexión automática de cargas.
- b) Implementar los esquemas de desconexión automática de cargas que establezca el Operador del Sistema,

cumpliendo con el diseño de dichos esquemas y los requisitos y procedimientos que establecen esta sección, buscando que la demanda que se asigna a los relés de cada etapa corresponda al porcentaje requerido en el diseño de dicho esquema.

- c) Cumplir con los esquemas de desconexión manual de cargas que requiera el Operador del Sistema de acuerdo con lo establecido en esta sección.
- d) Permitir la realización de auditorías técnicas a fin de evaluar que las instalaciones y funcionamiento de los sistemas de un esquema de desconexión automática de cargas cumplen con las etapas de dicho esquema y los requisitos establecidos en esta sección.
- e) Una vez que ha actuado un esquema de desconexión de carga, no reconectar carga o cerrar anillos en la red de distribución para restablecerla hasta recibir las instrucciones del Operador del Sistema.

En lo relativo al Servicio Complementario de Esquemas de Desconexión de Cargas la Empresa Distribuidora tiene el derecho de informar y solicitar, con su debida justificación, al Operador del Sistema la exclusión de circuitos de los esquemas de desconexión de cargas.

En lo relativo al Servicio Complementario de Esquemas de Desconexión de Cargas, el Consumidor Calificado que es Agente del MEN tiene las obligaciones siguientes:

- a) En caso de estar conectado directamente a la red de transmisión tiene la obligación de implementar

esquemas de desconexión automática de cargas haciendo las provisiones de equipo necesarias para facilitar la implementación de los esquemas de desconexión de acuerdo con lo que requiera o establezca el Operador del Sistema y desconectar su carga ante instrucciones del Operador del Sistema por esquemas de desconexión manual de cargas.

- b) En caso de estar conectado directamente a la red de distribución tiene la obligación de participar en los esquemas de desconexión de cargas de la Empresa Distribuidora, salvo que su circuito sea excluido por la Empresa Distribuidora.

Artículo 25. Alcance de los Esquemas de Desconexión Automática de Cargas.

Para asegurar el balance entre la generación y demanda de potencia activa ante contingencias o condiciones de emergencia o eventos graves y que los perfiles de voltaje no causen apagones en el SIN, un porcentaje de la carga del SIN debe estar controlada por equipos de desconexión automática por baja frecuencia o por bajo voltaje. Los esquemas de desconexión automática de cargas representan una contribución de reserva instantánea de la demanda a la calidad y seguridad del servicio en el SIN.

Cada esquema de desconexión automática de cargas estará definido por el número de etapas, dónde la serie de etapas representan escalones de caída de frecuencia o de voltaje y la cantidad de carga desconectada es mayor en función de la severidad de la condición.

Como resultado de los estudios de seguridad operativa de mediano plazo del MER, el EOR determinará los requerimientos regionales del esquema de desconexión automática de cargas por baja frecuencia y de bajo voltaje. El EOR determinará el número de etapas del esquema a implementar como requerimiento regional, el porcentaje de carga a desconectar en cada etapa y la temporización de las etapas.

La implementación de esquemas de desconexión automática de cargas regionales es obligatoria en el MER y el Operador del Sistema es responsable de coordinar su implementación en el SIN. Es responsabilidad del Operador del Sistema determinar las etapas locales y el correspondiente porcentaje de carga a desconectar en el SIN.

La desconexión de las interconexiones internacionales resultará de acuerdos y coordinación con el EOR.

Artículo 26. Coordinación de los Esquemas de Desconexión Automática de Cargas. El Operador del Sistema debe coordinar el esquema de desconexión automática de cargas por baja frecuencia con los otros sistemas, esquemas o controles, incluyendo:

- a) Sistemas de protección y control de las unidades o centrales generadoras.
- b) Control de frecuencia.
- c) Esquemas y estrategias de control de voltaje regionales.

- d) Guías regionales de restablecimiento y guía nacional de restablecimiento del SIN.
- e) Sistemas de control y protección de la red de transmisión.

Artículo 27. Esquema de Desconexión Automática de Cargas por Baja Frecuencia (EDACBF). El EDACBF se basa en múltiples etapas con relés de baja frecuencia, incluyendo lo siguiente:

- a) Número de etapas del esquema y su correspondiente temporización.
- b) Frecuencia de inicio de disparo en cada etapa, indicando la frecuencia mínima y máxima de actuación, el paso de frecuencia entre las diferentes etapas.
- c) Magnitud de carga a desconectar en cada etapa.
- d) Velocidad de respuesta, dado por el tiempo de actuación en que deberá ejecutarse la apertura del conjunto relevador – interruptor en cada etapa.

El diseño e implementación del EDACBF debe cumplir con los CCSDM y los siguientes requisitos:

- a) La salida de operación por protección automática de la unidad de generación de mayor capacidad del SIN o de la mayor capacidad de generación que pueda desconectarse bajo contingencia simple no debe activar la primera etapa de desconexión por baja frecuencia.
- b) La frecuencia para la actuación de la primera etapa

será inicialmente 59.3 Hz, que podrá modificarse con base en los estudios realizados por el EOR de acuerdo con lo que establece el RMER.

- c) Después de 50 segundos de ocurrido una contingencia o evento o perturbación, la frecuencia del SIN debe estar por encima del umbral de la primera etapa del esquema.
- d) Se debe optimizar la cantidad de carga a desconectar ante contingencias o eventos, evitando al máximo la sobre frecuencia.
- e) El diseño de la última etapa (nivel de frecuencia y porcentaje de carga a desconectar) debe cubrir la contingencia simple más severa probable, ya sea la pérdida de una generación o la desconexión de un vínculo de transmisión y no debe ser inferior a 57.5 Hz.
- f) En contingencias se debe minimizar el tiempo que la frecuencia permanezca por debajo de 58.5 Hz.
- g) La temporización de los relés, es decir, el tiempo desde que la frecuencia alcanza los valores establecidos para la etapa hasta que efectivamente la carga es desconectada, debe cumplir con los valores que resulte de los estudios realizados por el EOR de acuerdo con el RMER.

La Empresa Distribuidora tiene la obligación de suministrar la información necesaria para que el Operador del Sistema pueda evaluar y comprobar que se asigna la demanda necesaria de desconexión automática de carga por baja frecuencia.

Artículo 28. Esquema de Desconexión Automática de Cargas por Bajo Voltaje. El esquema de desconexión automática de cargas por bajo voltaje en el SIN se basa en múltiples etapas con relés de bajo voltaje, incluyendo lo siguiente:

- a) Número de etapas del esquema y su correspondiente temporización.
- b) Voltaje inicial de disparo en cada etapa.
- c) Magnitud y localización de la carga a desconectar en cada etapa.
- d) Tipos de relevadores y tiempos de retardo.
- e) Tiempo de operación de los interruptores de potencia.

El diseño del esquema de desconexión automática de cargas por bajo voltaje debe tener en cuenta lo siguiente:

- a) En el estudio, el Operador del Sistema debe analizar si existen en el SIN condiciones de riesgo de apagón por caída de voltaje y es necesario establecer esquemas con relés de desconexión de carga por bajo voltaje para prevenirlo.
- b) Los relés deben operar con un tiempo de retardo ajustable entre cero y un segundo.

Artículo 29. Desconexión Manual de Cargas. El Operador del Sistema es responsable de administrar emergencias y contingencias o sobrecargas que ponen en peligro la estabilidad del SIN, pudiendo para ello enviar instrucciones para la desconexión manual de cargas.

El esquema de desconexión manual de cargas corresponde a un servicio complementario y, por lo tanto, no incluye el caso de desconexión programada de cargas por una condición de racionamiento.

El Operador del Sistema podrá utilizar el servicio complementario de desconexión manual de cargas definido en esta sección solamente con el objetivo de proteger la seguridad y calidad del servicio en todo el SIN, o en un área específica del SIN donde se presenta un riesgo localizado de desbalance carga – generación por sobrecarga de equipamiento o caída de voltaje. En particular, el Operador del Sistema podrá requerir desconexión manual de cargas ante una condición de bajo voltaje, congestión en la red de transmisión, o emergencias que pongan en peligro la estabilidad del SIN. Sin embargo, el Operador del Sistema debe utilizar todo otro recurso y medidas técnicas disponibles antes de hacer uso de la desconexión manual de cargas.

La Empresa Distribuidora y el Consumidor Calificado están obligados a cumplir con las instrucciones del Operador del Sistema de desconexión manual de cargas, debiendo el Operador del Sistema informar el motivo que justifica el requerimiento. Si el Consumidor Calificado está conectado directamente a la red de transmisión, el Operador del Sistema informará a la Empresa Transmisora que será el responsable de ejecutar las instrucciones de desconexión manual de cargas.

La Empresa Distribuidora no puede reconectar la carga desconectada hasta que reciba la instrucción del Operador

del Sistema. Sin embargo, si la instrucción de desconexión manual de cargas se prolonga por una duración mayor que dos horas, la Empresa Distribuidora buscará, de ser posible, rotar la carga desconectada entre distintos consumidores manteniendo la potencia/consumo desconectado que requirió el Operador del Sistema. La Empresa Distribuidora debe informar al Operador del Sistema previo a realizar el cambio de los consumidores afectados.

Luego de finalizar la condición de desconexión manual de cargas, la Empresa Distribuidora y cuando aplique también la Empresa Transmisora, deben informar al Operador del Sistema los circuitos desconectados y la carga correspondiente previo a la desconexión de acuerdo con los plazos y formatos que establezca el Operador del Sistema. De haber aplicado la Empresa Distribuidora desconexión rotativa, la información incluirá la descripción de los cortes rotativos.

El Operador del Sistema deberá establecer un manual o guía con el procedimiento de detalle, plazos, medios de comunicación e intercambio de información para el servicio complementario de desconexión manual de cargas.

Dentro del día hábil siguiente al que aplicó desconexión manual de cargas, el Operador del Sistema debe enviar un informe a la CREE incluyendo:

- a) Los motivos que justificaron la desconexión manual de cargas.

- b) Área afectada y período en que aplicó (hora de inicio y de fin) y duración de la desconexión.
- c) Las Empresas Distribuidoras y Consumidores Calificados afectados y la demanda a desconectar requerida a cada uno.
- d) El porcentaje en que afectó a cada Empresa Distribuidora.
- e) Toda otra información que considere el Operador del Sistema necesaria para demostrar el cumplimiento de esta sección.

La CREE podrá requerir información adicional o clarificaciones referidas al cumplimiento de esta sección.

El Operador del Sistema deberá de publicar en su página web el informe enviado a la CREE y las Empresas Distribuidoras tendrán un plazo de 15 días calendarios para presentar alegaciones al Operador del Sistema. El Operador del Sistema tendrá un plazo de 15 días calendarios para contestar las alegaciones presentadas por la Empresa Distribuidora. La Empresa Distribuidora dispondrá de otros 15 días calendarios para someter a la CREE los conflictos que subsistan con el Operador del Sistema. La CREE resolverá dichos conflictos mediante resolución que emitirá en un plazo no superior de 15 días hábiles, misma que notificará a la Empresa Distribuidora en cuestión y al Operador del Sistema.

Artículo 30. Supervisión y desempeño. El Operador del Sistema es responsable de realizar la supervisión de la prestación del Servicio Complementario de Esquema de Desconexión de Carga en el SIN.

Ante una contingencia o evento que lleva a una condición en que deben actuar los relés de un esquema de desconexión automática de cargas, la Empresa Distribuidora tiene la obligación de suministrar al Operador del Sistema la información para evaluar el cumplimiento del aporte comprometido, incluyendo lo siguiente:

- a) Demanda previa a la actuación del esquema, total y asignada a cada etapa.
- b) Magnitud de carga desconectada y porcentaje que representa.
- c) Para cada etapa, hora (en formato hora, minutos, segundos) en que la frecuencia o el voltaje, según corresponda, alcanzó el valor de actuación de una etapa del esquema y en que se desconectó la carga, o sea tiempo de actuación efectivo desde que se detecta la caída de frecuencia o de voltaje.
- d) Hora en que se repuso la carga desconectada.
- e) Comentarios sobre la actuación y problemas técnicos detectados.

El cumplimiento de una Empresa Distribuidora al servicio complementario de desconexión automática de cargas incluye el envío de la información completa requerida, dentro de los plazos y formatos que establezca el Operador del Sistema.

Con base en la información recibida, estimaciones propias y la metodología definida en el RMER, el Operador del Sistema debe evaluar el cumplimiento y los desvíos con respecto a la obligación de desconexión automática de cargas. Para el

diseño del EDACBF, el Operador del Sistema tendrá en cuenta los siguientes criterios:

- a) El relé correspondiente a una etapa escalón debería actuar si el valor mínimo al que llegó la frecuencia del sistema resultó menor que la frecuencia de corte de dicha etapa menos una tolerancia de +/- 0.04 Hz.
- b) Se considerará una tolerancia máxima en la temporización de +/- 50 ms.

El Operador del Sistema realizará estimaciones propias, sustentadas en mediciones de energía, perfiles de demanda prevista, registro de frecuencia o voltaje y herramientas computacionales.

Si, con base en la información suministrada por la Empresa Distribuidora y los estudios y cálculos realizados, el Operador del Sistema identifica que la Empresa Distribuidora incumple con el porcentaje de desconexión establecido en el esquema, dentro del nivel de tolerancia máxima permitida, enviará a la Empresa Distribuidora los resultados del análisis para sus comentarios, para que explique los motivos técnicos de incumplimiento dentro de un plazo no mayor que dos semanas.

Los posibles motivos técnicos del incumplimiento incluyen los siguientes:

- a) Indisponibilidad por mantenimiento programado de uno o más circuitos en que se localizan relés de desconexión del esquema.

- b) Indisponibilidad forzada de uno o más circuitos con relés de desconexión en el esquema, causada por los efectos del evento.
- c) Errores o desvíos en el pronóstico de demandas en los circuitos correspondientes, comparado con la demanda real existente al momento de la actuación del esquema.

Si la Empresa Distribuidora no responde con la información requerida dentro del plazo establecido o la información no demuestra que existe una justificación técnica razonable, se considera que la Empresa Distribuidora tiene un incumplimiento al Servicio Complementario de Esquema de Desconexión de Cargas. Adicionalmente, dentro de un plazo de 30 días la Empresa Distribuidora tiene la obligación de realizar con la coordinación del Operador del Sistema, pruebas en el esquema y circuitos, así como informar las medidas adoptadas para evitar se repitan o registren nuevos incumplimientos.

Artículo 31. Supervisión y evaluación del EDACBF. En consistencia con los requerimientos en el RMER, el Operador del Sistema verificará que las Empresas Distribuidoras y Consumidores Calificados del SIN estén cumpliendo con el servicio complementario de EDACBF definido por el EOR. Como parte de la supervisión, ante eventos en que actuó o debió actuar el esquema de desconexión de carga, el Operador del Sistema debe evaluar el cumplimiento y desempeño de acuerdo con siguiente procedimiento establecido en el RMER:

- a) El Operador del Sistema calculará la desconexión de carga efectivamente realizada y la desconexión que teóricamente debió realizar dicho esquema de acuerdo con la magnitud y resultados del evento, con base en los estudios de evaluación que realice;
- b) Si la diferencia entre la magnitud de la desconexión teórica y la desconexión real es mayor al 5 %, se considera que hubo incumplimiento regional en el servicio de desconexión de carga y el Operador del Sistema debe documentar las razones de tal incumplimiento.

El Operador del Sistema implementará y mantendrá un registro sobre el desempeño del servicio complementario de EDACBF, incluyendo los datos utilizados para calcular dicho desempeño.

El Operador del Sistema debe reportar al EOR el desempeño del esquema de desconexión como parte de los informes de eventos definidos en el RMER. El Operador del Sistema preparará de manera anual el Informe de Desempeño del Servicio Complementario de Esquemas de Desconexión de Cargas como un capítulo del Informe de Desempeño de Servicios Complementarios e incluirá como mínimo, actuaciones, evaluaciones, incumplimientos y recomendaciones de mejoras o modificaciones.

Ante un incumplimiento del Proveedor de Servicios Complementarios en la prestación de esquemas de desconexión de carga,

incluyendo incumplimiento al envío de información requerida en esta norma técnica, el Operador del Sistema debe informar a la CREE, al EOR y a la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), con copia al Proveedor de Servicios Complementarios en la notificación. El Operador del Sistema adjuntará un informe describiendo el o los incumplimientos, incluyendo la información recibida, las estimaciones realizadas y la magnitud de cada incumplimiento.

TÍTULO V

DISPOSICIONES VARIAS

Artículo 32. Periodo de gradualidad para adecuación de instalaciones existentes. Los Coordinados tendrán un año contado a partir de la entrada en vigor de la presente norma técnica para adecuar sus instalaciones a los requerimientos establecidos en la misma. En caso de que el Coordinado no pueda adecuar sus instalaciones dentro del plazo antes mencionado, deberá de cumplir con la obligación comercial derivada de su responsabilidad de contribuir con el servicio complementario, debiendo pagar las compensaciones establecidas en esta norma técnica.

A fin de contar con claridad sobre la duración de la excepción de la obligación correspondiente al pago de la compensación indicada anteriormente, el Operador del Sistema deberá de indicar en las resoluciones de habilitación, el tiempo restante que cada uno de los Coordinados tendrá para adecuar sus instalaciones, tomando en consideración la fecha de la

vigencia de la presente norma técnica y la fecha de emisión de la resolución de habilitación correspondiente por parte del Operador del Sistema.

Artículo 33. Lineamientos para excepciones. El Operador del Sistema, dentro del plazo de 30 días hábiles contados a partir de la publicación de la presente norma técnica, socializará y publicará en su página web los lineamientos que utilizará para aplicar las excepciones como se establecen en el numeral 2 del artículo 5 y el artículo 6 de la presente norma. Lo anterior con el fin de garantizar transparencia y obtener comentarios u observaciones por parte de los actores y empresas del sector eléctrico. Finalizado dicho proceso, el Operador del Sistema deberá de enviar a la CREE los resultados del proceso de socialización.

Artículo 34. Elaboración de manuales, formatos o guías.

El Operador del Sistema, a más tardar en 20 días hábiles contados a partir de la publicación de la presente norma, deberá elaborar:

- a. Un manual o un modelo estándar de plantilla con la información y formatos requeridos que los Coordinados tendrán que utilizar para la presentación de la solicitud de habilitación indicada en el artículo 5 de la presente.
- b. Un manual o guía con el procedimiento de detalle, plazos, medios de comunicación e intercambio de información para el servicio complementario de desconexión manual de cargas.

TERCERO: Modificar la sección 8.3 del Anexo número 5 de la Norma Técnica de Programación de la Operación contenida en el Acuerdo CREE-057 publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha 03 de julio de 2020 y modificado mediante el Acuerdo CREE 60-2021 publicado en el Diario Oficial “La Gaceta” en fecha 18 de noviembre de 2021 en virtud de lo anterior, de ahora en adelante la sección 8.3 del Anexo número 5 deberán de leerse de la siguiente manera:

“ANEXO 5: CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO MÍNIMO.

...

8.3 Regulación de Voltaje

Todas las centrales (o parques) de generación con capacidad igual o mayor a cinco (05) MW deben contar con equipos de regulación de voltaje para operar de manera paralela con otras centrales de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en modo de control por caída de voltaje (en inglés “voltage droop”).

El ODS debe realizar los Estudios de Seguridad Operativa para determinar y asignar los requerimientos de potencia reactiva y control de voltaje de acuerdo a lo que establece la Norma Técnica de Servicios Complementarios, para cumplir con los criterios de calidad para el voltaje establecidos en este Anexo como CCSDM normal, para mantener los perfiles de voltaje en las conexiones de transmisión dentro del rango de Operación Normal ante variaciones de potencia esperados

(variabilidad de demanda y generación), Perturbaciones y ante contingencia N-1 del Sistema Principal de Transmisión. La administración y requerimientos de detalle se establecen en el Anexo Control de Voltaje de la Norma Técnica Servicios Complementarios.

Todas las centrales generadoras o parques de generación conectados al sistema de transmisión del SIN y/o coordinadas por el ODS deben contar con la capacidad de recibir del ODS y cumplir consigna de voltaje, en su punto de entrega/conexión y dentro de los límites de Operación Normal”.

CUARTO: Confirmar en todas y cada una de sus partes no modificadas la Norma Técnica de Programación de la Operación.

QUINTO: Instruir a la Secretaría General de esta Comisión Reguladora para que:

- i. Comunique el Informe de Resultados a los participantes de la consulta pública que hayan suministrado su correo electrónico, de conformidad con lo establecido en el artículo 10 del Procedimiento de Consulta Pública.
- ii. Proceda con la publicación del presente acuerdo en el Diario Oficial “La Gaceta” en conjunto con las unidades administrativas.
- iii. Publique en la página web de la Comisión Reguladora el presente acto administrativo, de conformidad con el artículo 3 Literal D, romano XII de la Ley General de

la Industria Eléctrica (LGIE), proceda a publicar en la página web de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) el presente acto administrativo.

- iv. Una vez que la presente norma técnica se encuentre publicada en el Diario Oficial “La Gaceta”, proceda a informar a los Agentes del Mercado Eléctrico Nacional (MEN) y a las Empresas Transmisoras de la entrada en vigencia de la Norma Técnica Transitoria de los Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva y Desconexión de Cargas.

SEXTO: La Norma Técnica Transitoria de los Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva y Desconexión de Carga estará en vigencia una vez publicada en el Diario Oficial “La Gaceta” y hasta que se emita la Norma Técnica de Servicios Complementarios.

COMUNÍQUESE Y PUBLÍQUESE.

RAFAEL VIRGILIO PADILLA PAZ

WILFREDO CÉSAR FLORES CASTRO

LEONARDO ENRIQUE DERAS VÁSQUEZ