

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

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CREE)



JUNIO DE 2024



Índice de contenido

1. Introducción	3
2. Objetivos	3
2.1 Objetivo general	3
3. Participación en consulta pública CREE-CP-04-2023	4
3.1 Comentarios recibidos por artículo	4
3.2 Comentarios recibidos por fecha	4
3.3 Comentarios recibidos por institución	5
4. Comentarios recibidos	5
5. Resultados de la revisión de comentarios recibidos	6
6. Conclusión	43
7. Anexo	44

Índice de Figuras

Figura 3-1 Comentarios recibidos por artículo.....	4
Figura 3-2 Comentarios recibidos por fecha.....	5
Figura 3-3 Comentarios recibidos por institución.....	5

1. Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante 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 y comercialización de energía eléctrica en el mercado eléctrico nacional, para lo cual se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

El artículo 3, literal D, numeral romano III de la LGIE establece que es una función de la CREE expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la LGIE y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico. La CREE busca integrar la participación colectiva en el proceso de elaboración y modificación de reglamentos y normas técnicas, cumpliendo con los principios del debido proceso, así como los de transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procesal y publicidad que garanticen una participación efectiva y eficaz en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN).

Para ello, la CREE llevó a cabo la consulta pública CREE-CP-04-2023 que inició oficialmente por medio de la convocatoria publicada en el sitio web oficial y en las redes sociales de la CREE, donde se invitó a la población en general a enviar sus oposiciones, coadyuvancias, observaciones o comentarios en referencia a la propuesta de Norma técnica transitoria de los servicios complementarios de control de voltaje y potencia reactiva, y desconexión de cargas, utilizando para tal fin el Sistema de Consulta Pública de la CREE, que fue creado para atender las disposiciones previstas en el Procedimiento para Consulta Pública.

El presente documento tiene como finalidad dar a conocer los resultados de la citada consulta, así como mostrar la respuesta de la CREE ante cada uno de los comentarios recibidos.

2. Objetivos

2.1 Objetivo general

Mostrar los resultados del proceso de consulta pública CREE-CP-04-2024 y señalar las principales modificaciones que surgieron producto de las aportaciones y opiniones expresadas por los participantes del proceso en mención.

2.2 Objetivos específicos

1. Resumir los principales resultados del proceso de consulta pública.
2. Responder de forma justificada cada una de las propuestas, comentarios y observaciones admisibles expresadas por los participantes de la consulta pública.

- Incorporar de forma total o parcial los comentarios procedentes a la versión final de la propuesta de norma técnica.

3. Participación en consulta pública CREE-CP-04-2023

3.1 Comentarios recibidos por artículo

El proceso de consulta pública CREE-CP-04-2023 denominado “Norma técnica transitoria de los servicios complementarios de control de voltaje y potencia reactiva, y desconexión de cargas” inició el día 11 de julio a las 12:00 p.m. y finalizó el día 15 de agosto a las 12:00 p.m. del presente año.

Un total de 75 comentarios fueron recibidos a través del Sistema de Consulta Pública de la CREE. La **Figura 3-1** muestra los artículos con mayor cantidad de comentarios recibidos. El artículo 4 obtuvo nueve comentarios, siendo el artículo más comentado, seguido por los artículos 6, 5, y 2 que obtuvieron ocho, siete y seis comentarios respectivamente.

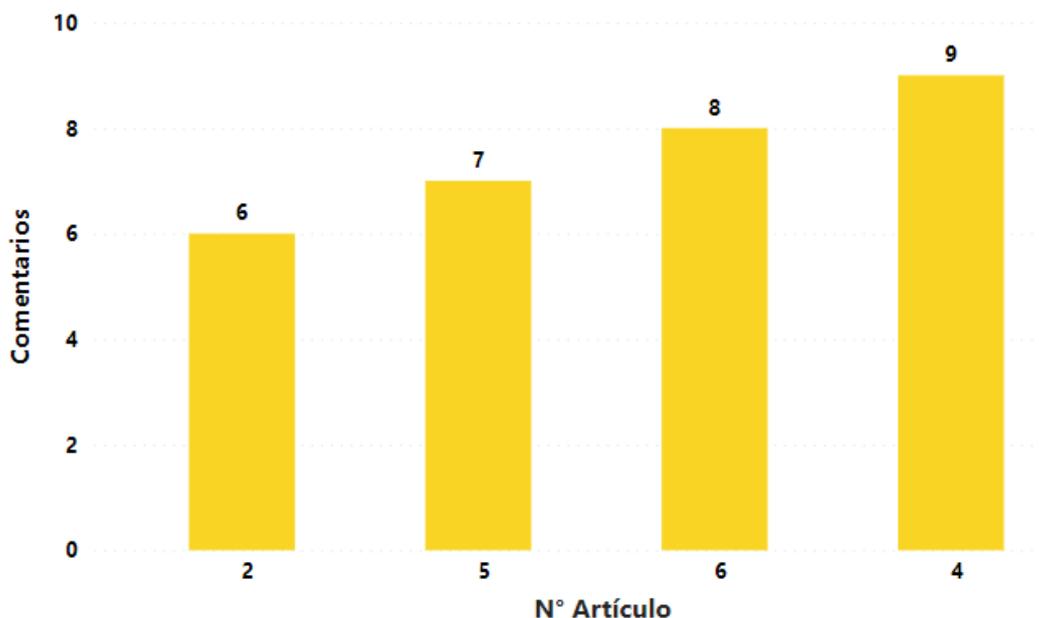


Figura 3-1 Comentarios recibidos por artículo.

3.2 Comentarios recibidos por fecha

La **Figura 3-2** describe la participación a lo largo del tiempo de los comentarios recibidos. Se observa que la mayor participación se llevó a cabo durante el día 15 de agosto, fecha en que finalizaba el plazo de la Consulta Pública, con 41 comentarios recibidos, seguido de los días 1 de agosto y 31 de julio con 15 y 7 comentarios respectivamente.

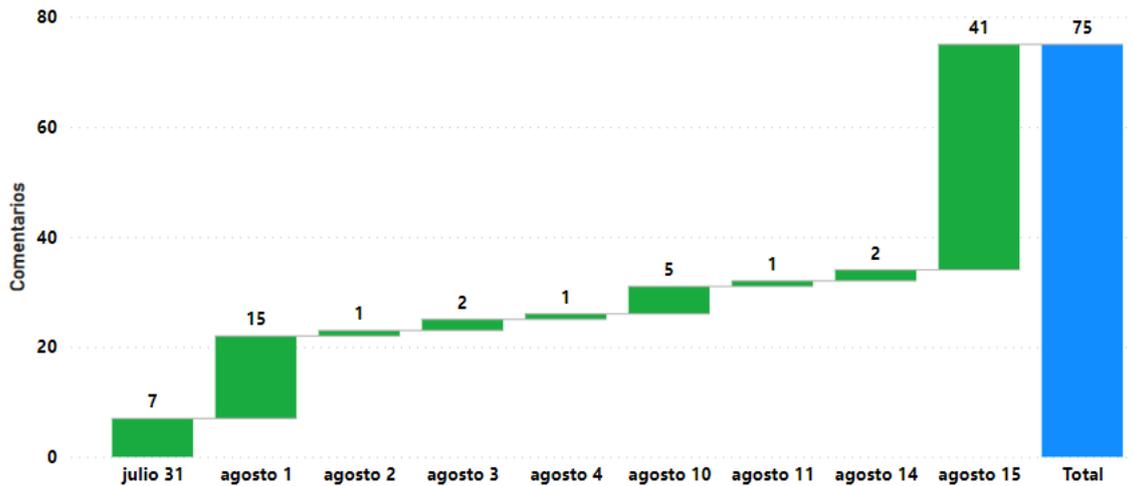


Figura 3-2 Comentarios recibidos por fecha.

3.3 Comentarios recibidos por institución

La **Figura 3-3** muestra los comentarios recibidos por institución. Se observa la participación de siete instituciones y una persona natural. Las instituciones que tuvieron la mayor participación en el proceso fueron la Secretaría de Energía (SEN) y la Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica (AHPEE) con 19 y 16 comentarios respectivamente, seguidas por la Centro Nacional de Despacho (CND) con 13 comentarios.

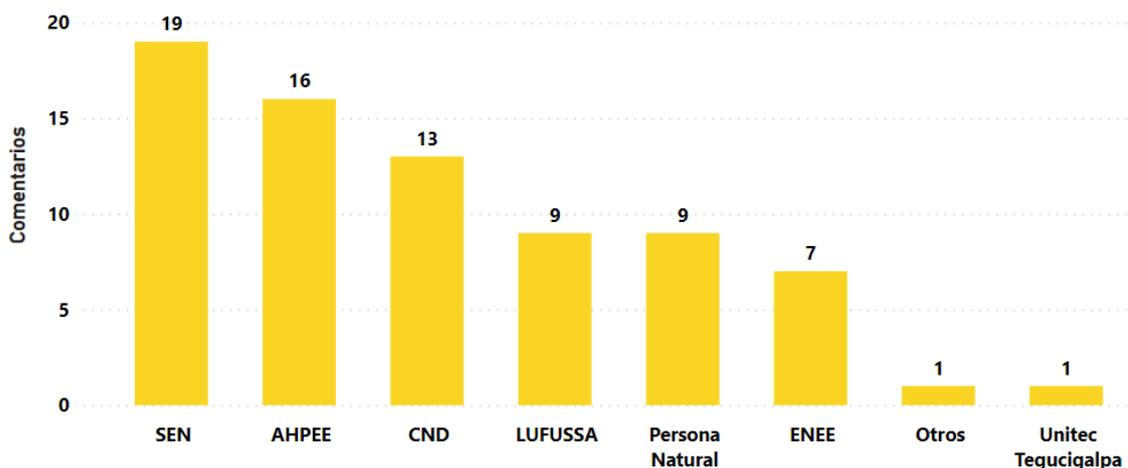


Figura 3-3 Comentarios recibidos por institución.

4. Comentarios recibidos

Luego de evaluar los comentarios recibidos, se concluyó que los 75 comentarios recibidos son admisibles.

5. Resultados de la revisión de comentarios recibidos

La Dirección de Regulación en conjunto con la Dirección de Asesoría Jurídica de esta Comisión, valoraron los comentarios admisibles de los participantes de la consulta pública, en particular los fundamentos de dichas opiniones con el fin de incorporarlas de forma parcial o total en la propuesta de “Norma Técnica Transitoria de los Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva, y Desconexión de Cargas”. Asimismo, y con el objeto de homologar y establecer claridad entre la normativa vigente y la propuesta de Norma Técnica Transitoria de los Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva, y Desconexión de Cargas, se presentan las modificaciones asociadas a la sección 8.3 de la Norma Técnica de Programación de la Operación. En función de lo antes expuesto, a continuación, se presenta la versión final de la propuesta de Norma Técnica Transitoria de los Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva, y Desconexión de Cargas y las modificaciones asociadas a la sección 8.3 de la Norma Técnica de Programación de la Operación, así como una comparación con la versión inicial y los cambios realizados en ambas normativas.

Los comentarios de los participantes y su justificación, así como la respuesta de la CREE a cada comentario se exponen en la sección “Anexo I: Revisión de comentarios recibidos admisibles”.

Se informa que el **color verde** corresponde a ajustes por adición, el **rojo** a modificaciones de la redacción, y el **azul** a la eliminación.



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
1	TÍTULO I DISPOSICIONES TÉCNICAS GENERALES	<p>Artículo 1. Objetivo y Alcance. El objetivo de la presente norma técnica es:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 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. b) Establecer las obligaciones y los requisitos técnicos y operativos que debe cumplir las Empresas Generadoras, Empresas Distribuidoras, Consumidores Calificados, y Empresas Transmisoras para aportar al control de voltaje; c) 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; d) 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 y Empresas Transmisoras, y evaluar el desempeño del servicio complementario de control de voltaje y potencia reactiva. e) Establecer los requisitos y procedimientos para definir, programar, utilizar, y supervisar el Servicio Complementario de Esquemas Desconexión de Cargas. 	<p>Artículo 1. Objetivo y Alcance. Objeto. El objetivo objeto de la presente norma técnica es:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 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. b) 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; c) 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); d) 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. e) Establecer los requisitos y procedimientos para definir, programar, utilizar, y supervisar el Servicio Complementario de Esquemas Desconexión de Cargas. 	<p>Artículo 1. Objeto. El objeto de la presente norma técnica es:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) 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. b) 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; c) 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); d) 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. e) Establecer los requisitos y procedimientos para definir, programar, utilizar, y supervisar el Servicio Complementario de Esquemas Desconexión de Cargas.
2	TÍTULO I DISPOSICIONES TÉCNICAS GENERALES	<p>Artículo 2. Definiciones.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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 Sistema Interconectado</p>	<p>Artículo 2. Definiciones.</p> <p>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.</p> <p>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).</p> <p>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.</p>	<p>Artículo 2. Definiciones.</p> <p>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.</p> <p>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).</p> <p>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.</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>Nacional, 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.</p> <p>Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva: El servicio complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva es mantener el perfil de voltaje en los nodos de la red de transmisión dentro de las condiciones y límites establecidos en los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo para los distintos estados de operación, proteger la estabilidad del SIN y evitar el colapso de voltaje.</p> <p>Servicio Complementario de Desconexión de Cargas: El 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, realizan 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 un apagón de voltaje.</p>	<p>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 Sistema Interconectado Nacional 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.</p> <p>Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva: el objetivo de este servicio complementario El servicio complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva es mantener el perfil de voltaje en los nodos de la red de transmisión dentro de las condiciones y límites establecidos en los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo CCSDM para los distintos estados de operación, proteger la estabilidad del SIN y evitar el colapso de voltaje.</p> <p>Servicio Complementario de Esquemas de Desconexión de Cargas: El 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 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 un apagón de voltaje-voltajes anormales.</p>	<p>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 Sistema Interconectado Nacional 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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
3	TÍTULO I DISPOSICIONES TÉCNICAS GENERALES	<p>Artículo 3. Ámbito de la Aplicación. El Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva involucra a los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) El operador del sistema. b) Las Empresas Generadoras. c) Las Empresas Transmisoras. d) Las Empresas Distribuidoras. e) Los Consumidores Calificados que actúen como Agentes del MEN que están conectados directamente a la red de transmisión. <p>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</p>	<p>Artículo 3. Ámbito de la Aplicación. El Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva involucra a los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) El Operador del Sistema. b) Las Empresas Generadoras. 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. e) Las Empresas Transmisoras. 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. 	<p>Artículo 3. Ámbito de la Aplicación. El Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva involucra a los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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.



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>eléctrica, por lo que su aporte involucra a todos los Coordinados.</p> <p>El Servicio Complementario de Desconexión de Cargas involucra a los siguientes:</p> <p>a) El operador del sistema. b) Las Empresas Distribuidoras. c) Los Consumidores Calificados. d) La Empresa Transmisora.</p>	<p>d) e) Las Empresas Distribuidoras.</p> <p>e) f) Los Consumidores Calificados que actúen como Agentes del MEN que están conectados directamente a la red de transmisión.</p> <p>Se excluyen de las obligaciones que establece esta norma técnica los casos siguientes:</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>El Servicio Complementario de Desconexión de Cargas involucra a los siguientes:</p> <p>a) El Operador del Sistema. b) Las Empresas Distribuidoras. c) Los Consumidores Calificados. d) Toda Empresa Transmisora que forme parte del SIN.</p>	<p>f) Los Consumidores Calificados que actúen como Agentes del MEN que están conectados directamente a la red de transmisión.</p> <p>Se excluyen de las obligaciones que establece esta norma técnica los casos siguientes:</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>El Servicio Complementario de Desconexión de Cargas involucra a los siguientes:</p> <p>a) El Operador del Sistema. b) Las Empresas Distribuidoras. c) Los Consumidores Calificados. d) Toda Empresa Transmisora que forme parte del SIN.</p>
4	TÍTULO I DISPOSICIONES TÉCNICAS GENERALES		<p>Artículo 4. Contratos preexistentes.</p> <p>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.</p>	<p>Artículo 4. Contratos preexistentes.</p> <p>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.</p>
5	TÍTULO II HABILITACIÓN, SUPERVISIÓN, INCUMPLIMIENTOS Y REVOCACIÓN DE LA HABILITACIÓN.	<p>Artículo 4. 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 ensayos para la conexión, y la solicitud de habilitación formará parte de la información a suministrar para que el operador del sistema autorice la conexión.</p> <p>El procedimiento de habilitación para proveer el servicio complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva incluye los pasos siguientes:</p> <p>1. El Coordinado debe de presentar ante el operador del sistema la solicitud</p>	<p>Artículo 4 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, y la solicitud de por lo que la habilitación formará parte de la información a suministrar para que el Operador del Sistema autorice la conexión del proceso de habilitación a la red.</p> <p>El procedimiento de habilitación para proveer el Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva incluye los pasos siguientes:</p>	<p>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.</p> <p>El procedimiento de habilitación para proveer el Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva incluye los pasos siguientes:</p> <p>1. El Coordinado debe de presentar ante el Operador del Sistema la</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>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 podrá elaborar un manual o deberá establecer un modelo estándar de plantilla con la información y formatos requeridos.</p> <p>2. En caso de no poder cumplir con la totalidad de los requerimientos, el Coordinado deberá presentar una solicitud con excepciones en donde aparte de contener la información establecida en el numeral 1 anterior 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 para cumplir con los requerimientos, incluyendo el detalle de los plazos y medidas a tomar.</p> <p>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. De no recibir la referida notificación dentro del plazo estipulado, el Coordinado entenderá que la información está completa.</p> <p>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, deberá planificar las pruebas 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.</p> <p>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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo. 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</p>	<p>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 podrá deberá elaborar un manual o establecer un modelo estándar de plantilla con la información y formatos requeridos.</p> <p>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 anterior 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.</p> <p>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. De no recibir la referida notificación dentro del plazo estipulado, el Coordinado entenderá que la información está completa.</p> <p>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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo-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 anterior-siguiente en lo</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>4. El Operador del Sistema en coordinación con el solicitante con una antelación no menor a diez (10) días hábiles después de notificarse que</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>excepción, se procederá conforme con lo establecido en el párrafo anterior en lo aplicable.</p> <p>Durante las pruebas debe estar presente personal del operador del sistema y personal calificado del solicitante, con el fin de comprobar la correcta realización de los ensayos y suministrar información adicional o clarificaciones sobre protocolos, equipos o información suministrada de conformidad con lo requerido por el operador del sistema. Los costos de los ensayos 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.</p> <p>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.</p> <p>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 decisión aceptando o rechazando la solicitud, debiendo de notificarla al solicitante con copia a la CREE.</p> <p>a) Si la decisión es favorable, el operador del sistema emitirá un certificado de habilitación al proveedor de servicios complementarios con copia a la CREE. El certificado identificará el nombre del proveedor del servicio complementario; los servicios complementarios habilitados; el conjunto de equipamientos, sistemas e instalaciones habilitadas.</p> <p>b) Si la decisión rechaza la solicitud de habilitación, el operador del sistema indicará la justificación técnica y operativa de dicho rechazo.</p> <p>En cualquiera de los casos anteriormente mencionados, el ODS deberá de adjuntar un informe de evaluación de las excepciones.</p> <p>El operador del sistema debe completar el procedimiento de habilitación dentro de los 60 días calendarios contados a partir de que haya recibido la información completa.</p> <p>La habilitación entrará en vigor a partir del subsiguiente día hábil luego de que el operador del sistema haya notificado el certificado de habilitación. La habilitación implica la obligación del coordinado 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</p>	<p>aplicable.</p> <p>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, deberá podrá planificar las 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.</p> <p>Durante las pruebas debe estar presente personal del operador del sistema y personal calificado del solicitante, con el fin de se comprobará la correcta realización de los ensayos y se suministrará la información adicional o clarificaciones sobre protocolos, equipos o información suministrada 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 lo establecido en la normativa vigente.</p> <p>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.</p> <p>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 decisión 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.</p> <p>a) Si la decisión es favorable, el operador del sistema emitirá un certificado de habilitación al proveedor de servicios complementarios con copia a la CREE. El certificado identificará la resolución contendrá</p>	<p>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.</p> <p>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 lo establecido en la normativa vigente.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>b) Si la decisión rechaza la solicitud de habilitación, el Operador del Sistema indicará la justificación técnica y operativa de dicho rechazo.</p> <p>En cualquiera de los casos anteriormente mencionados, el Operador del Sistema deberá de adjuntar un informe de evaluación de las</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>semanal, predespacho y operación en tiempo real del SIN.</p> <p>El Servicio Complementario de Desconexión de Cargas no requiere habilitación.</p> <p>Al entrar en vigencia esta norma técnica, cada empresa que califique como Coordinado o Proveedor de Servicios Complementarios debe enviar al operador del sistema la solicitud de habilitación inicial dentro de un plazo no mayor que tres meses. En caso de que un Proveedor de Servicios Complementarios no envíe la solicitud de habilitación, el operador del sistema requerirá al Proveedor de Servicios Complementarios que le suministre la solicitud de habilitación junto con información requerida en esta norma técnica dentro de un plazo de 30 días calendario. El Proveedor de Servicios Complementarios podrá requerir, con la correspondiente justificación, un plazo mayor para preparar y enviar la información para que el operador del sistema evalúe y decida si extiende el plazo. Transcurrido el plazo sin respuesta del Proveedor de Servicios Complementarios o sin que el Proveedor de Servicios Complementarios envíe la información requerida, el operador del sistema informará a la CREE, con copia al Proveedor de Servicios Complementarios.</p>	<p>el nombre del Coordinado proveedor del servicios complementarios; los servicios complementarios habilitados; el conjunto de equipamientos, sistemas e instalaciones habilitadas.</p> <p>b) Si la decisión rechaza la solicitud de habilitación, el ODS Operador del Sistema indicará la justificación técnica y operativa de dicho rechazo.</p> <p>En cualquiera de los casos anteriormente mencionados, el Operador del Sistema deberá de adjuntar un informe de evaluación de las excepciones.</p> <p>El Operador del Sistema debe completar el procedimiento de habilitación dentro de los 60 treinta (30) días calendarios hábiles contados a partir de que haya recibido la información completa.</p> <p>La habilitación entrará en vigor a partir del subsiguiente día hábil luego de que el Operador del Sistema haya notificado el certificado de habilitación la respectiva resolución. La habilitación implica la obligación del coordinado 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.</p> <p>Al entrar en vigor esta norma técnica, cada empresa que califique como Coordinado e Proveedor de Servicios Complementarios debe enviar al Operador del Sistema la solicitud de habilitación inicial dentro de un plazo no mayor que de tres (3) meses. En caso de que un Proveedor de Servicios Complementarios Coordinado no envíe la solicitud de habilitación, el Operador del Sistema informará a la CREE y requerirá al Proveedor de Servicios Complementarios 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 Proveedor de Servicios Complementarios Coordinado podrá requerir, con la correspondiente justificación, un plazo mayor para preparar y enviar la información para que el Operador del Sistema evalúe y decida si extiende el plazo. Transcurrido el plazo sin respuesta del Proveedor de Servicios Complementarios Coordinado o sin que el Proveedor de Servicios Complementarios Coordinado envíe la información requerida, el Operador del Sistema informará a la CREE, con copia al Proveedor de Servicios Complementarios Coordinado, sobre el incumplimiento dispuesto en esta norma técnica.</p> <p>El Servicio Complementario de Desconexión de Cargas no requiere habilitación.</p>	<p>excepciones.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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 requerir, con la correspondiente justificación, un plazo mayor para preparar y enviar la información para 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 dispuesto en esta norma técnica.</p> <p>El Servicio Complementario de Desconexión de Cargas no requiere habilitación</p>
6	TÍTULO II HABILITACIÓN, SUPERVISIÓN, INCUMPLIMIENTO	Artículo 5. Excepciones. El operador del sistema es responsable de evaluar las excepciones solicitadas y comunicar las excepciones autorizadas, asegurando una consistencia en sus decisiones.	Artículo 5 6. Excepciones. El Operador del Sistema es responsable de evaluar las excepciones solicitadas y comunicar las excepciones autorizadas, asegurando una consistencia en sus decisiones.	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.



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
	OS Y REVOCACIÓN DE LA HABILITACIÓN.	<p>Cada Proveedor de Servicio Complementario 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 Proveedor de Servicio Complementario 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.</p> <p>Los Proveedores de Servicios Complementarios tendrán seis meses contados a partir de la vigencia de la presente norma técnica para adecuar sus instalaciones a los requerimientos establecidos. En caso de que el proveedor 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, sin perjuicio de realizar las modificaciones correspondientes a sus instalaciones para proveer el Servicio Complementario. Asimismo, el proveedor que no haya logrado adecuar sus instalaciones dentro del plazo establecido, deberá solicitar ante el operador del sistema una excepción al cumplimiento del requerimiento técnico de sus instalaciones.</p> <p>El operador del sistema podrá otorgar excepciones al cumplimiento del requerimiento técnico de las instalaciones de los Proveedores de Servicios Complementarios, en los momentos siguientes:</p> <p>1. Cuando en la solicitud de habilitación el Proveedor de Servicios Complementarios realice lo siguiente:</p> <p>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.</p> <p>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 prorrogas sucesivas.</p> <p>2. Cuando el Proveedor de Servicios Complementarios habilitado tenga una indisponibilidad y solicite una excepción.</p> <p>El Proveedor de Servicio Complementario que obtenga una excepción de los requerimientos técnicos de la presente norma técnica, no se encuentra en</p>	<p>Cada Proveedor de Servicios Complementarios 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 Proveedor de Servicios Complementarios 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.</p> <p>Los Proveedores de Servicios Complementarios tendrán seis meses contados a partir de la vigencia de la presente norma técnica para adecuar sus instalaciones a los requerimientos establecidos. En caso de que el proveedor 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, sin perjuicio de realizar las modificaciones correspondientes a sus instalaciones para proveer el Servicio Complementario. Asimismo, el proveedor que no haya logrado adecuar sus instalaciones dentro del plazo establecido, deberá solicitar ante el operador del sistema una excepción al cumplimiento del requerimiento técnico de sus instalaciones.</p> <p>El Operador del Sistema podrá otorgar excepciones al cumplimiento del requerimiento técnico de las instalaciones de los Proveedores de Servicios Complementarios Coordinados, en los momentos siguientes:</p> <p>1. Cuando en la solicitud de habilitación el Proveedor de Servicios Complementarios Coordinado realice lo siguiente:</p> <p>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.</p> <p>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 prorrogas sucesivas.</p> <p>2. Cuando el Proveedor de Servicios Complementarios habilitado tenga una indisponibilidad y solicite una excepción.</p> <p>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</p>	<p>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.</p> <p>El Operador del Sistema podrá otorgar excepciones al cumplimiento del requerimiento técnico de las instalaciones de los Coordinados, en los momentos siguientes:</p> <p>1. Cuando en la solicitud de habilitación el Coordinado realice lo siguiente:</p> <p>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.</p> <p>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 prorrogas sucesivas.</p> <p>2. Cuando el Proveedor de Servicios Complementarios tenga una indisponibilidad y solicite una excepción.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>No se permitirá solicitar excepciones a la habilitación de instalaciones o equipamiento nuevo.</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>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.</p> <p>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.</p> <p>No se permitirá solicitar excepciones a la habilitación para la habilitación de instalaciones o equipamiento nuevo.</p>	<p>cumpla con su obligación comercial derivada de su responsabilidad de contribuir con el servicio complementario mediante la opción reconocida en la presente norma técnica.</p> <p>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.</p> <p>No se permitirá solicitar excepciones a la habilitación para la habilitación de instalaciones o equipamiento nuevo.</p>	
7	TÍTULO II HABILITACIÓN, SUPERVISIÓN, INCUMPLIMIENTOS Y REVOCACIÓN DE LA HABILITACIÓN.	<p>Artículo 6. 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 SCADA y sistemas en tiempo real, y los registros instalados de acuerdo con los requisitos establecidos en esta sección.</p> <p>Para la supervisión y la evaluación del servicio complementario el operador del sistema podrá:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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. 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. 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, esto para confirmar el cumplimiento de los requerimientos técnicos acordados en la habilitación. 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. <p>Para supervisión de la regulación de voltaje, 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, variables de excitación como ser la corriente de campo y el voltaje del regulador automático de voltaje (AVR), y frecuencia a la salida de estos equipos. 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</p>	<p>Artículo 6 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.</p> <p>Para la supervisión y la evaluación del servicio complementario, el Operador del Sistema podrá:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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. 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. 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. 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. <p>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 como ser la de</p>	<p>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.</p> <p>Para la supervisión y la evaluación del servicio complementario, el Operador del Sistema podrá:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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. 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. 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. 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. <p>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</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>onda de voltaje, corriente, potencia activa y potencia reactiva con duración de 5 segundos y razones de muestreo (oscilografía) de 256 muestras por ciclo. La duración de los registros de eventos deberá ser configurable hasta 30 segundos. Como respaldo, dichas unidades deberán contar con un registro continuo de disturbios con capacidad de almacenamiento de al menos 120 días.</p> <p>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 central. 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 las centrales de acuerdo con el estándar IEEE C37.118 y los registros de eventos asociados a perturbaciones.</p> <p>En cumplimiento de los requerimientos 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 trimestralmente.</p> <p>Ante requerimiento del Ente Operador Regional (EOR), el operador del sistema le informará sobre el cumplimiento y desempeño del servicio de control de voltaje.</p>	<p>corriente de campo y el 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 los establecidos en esta norma técnica respecto de la capacidad de almacenamiento, parámetros, duración y razón de muestreo. La duración de los registros de eventos deberá ser configurable hasta 30 segundos como mínimo. Como respaldo, dichas unidades deberán contar con un registro continuo de disturbios con capacidad de almacenamiento de al menos 120 días o según lo requiera el Operador del Sistema.</p> <p>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 central-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 las centrales-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.</p> <p>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.</p> <p>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 trimestralmente-cada seis (6) meses.</p> <p>Ante requerimiento del Ente Operador Regional (EOR), el Operador del Sistema le informará sobre el cumplimiento y desempeño del servicio de control de voltaje.</p>	<p>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. La duración de los registros de eventos deberá ser configurable en 30 segundos como mínimo. El Operador del Sistema podrá acordar con el Coordinado requerimientos distintos a los establecidos en esta norma técnica respecto de la capacidad de almacenamiento, parámetros, duración y razón de muestreo. 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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Ante requerimiento del Ente Operador Regional (EOR), el Operador del Sistema le informará sobre el cumplimiento y desempeño del servicio de control de voltaje.</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
8	TÍTULO II HABILITACIÓN, SUPERVISIÓN, INCUMPLIMIENTOS Y REVOCACIÓN DE LA HABILITACIÓN.	<p>Artículo 7. Informe de Desempeño de Servicios Complementarios. El operador del sistema al menos trimestralmente 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 informe se enviará a la CREE y estará disponible en la página web del operador del sistema.</p> <p>El objetivo del informe es mostrar el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo a través de los servicios complementarios, cubriendo lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo. 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. <p>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.</p>	<p>Artículo 7 8. Informe de Desempeño de Servicios Complementarios. El Operador del Sistema, al menos trimestralmente 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 informe se enviará a la CREE y estará disponible en la página web del operador del sistema.</p> <p>El objetivo del informe es mostrar el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo CCSDM a través de los servicios complementarios, cubriendo lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo 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. <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>El objetivo del informe es mostrar el cumplimiento de los CCSDM a través de los servicios complementarios, cubriendo lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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. <p>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.</p>
9	TÍTULO II HABILITACIÓN, SUPERVISIÓN, INCUMPLIMIENTOS Y REVOCACIÓN	<p>Artículo 8. Incumplimiento. En el Servicio Complementario de Control de Voltaje, se diferenciarán los siguientes tipos de incumplimientos de un Coordinado:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Incumplimientos de información: incumplimientos en el suministro de 	<p>Artículo 8 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:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Incumplimientos de información: incumplimientos en el suministro de 	<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Incumplimientos de información: incumplimientos en el suministro de



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
	DE LA HABILITACIÓN.	<p>información al operador del sistema de acuerdo con lo requerido en esta norma técnica;</p> <p>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.</p> <p>c) Incumplimientos técnicos no previstos, detectados durante o después de la operación en tiempo real que no fueron informados previamente por el Coordinado al operador del sistema.</p> <p>De verificar que el nivel de voltaje resulta fuera del rango de consigna, el operador del sistema puede requerir ensayos y auditorías técnicas. Los Coordinados con incumplimientos técnicos deben poner a disposición el equipamiento y el personal necesario para realizar las mediciones y ensayos con supervisión del operador del sistema. De no hacerlo, el operador del sistema podrá contratarlo y los costos serán a cargo del Coordinado.</p> <p>El Coordinado 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 coordinados 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.</p> <p>En todos los casos, la evaluación del incumplimiento se realizará en cada punto de conexión al SIN.</p> <p>En caso de detectarse incumplimiento 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.</p>	<p>información al Operador del Sistema de acuerdo con lo requerido en esta norma técnica;</p> <p>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.</p> <p>c) Incumplimientos técnicos no previstos, detectados durante o después de la operación en tiempo real que no fueron informados previamente por el Coordinado Proveedor del Servicio Complementario al Operador del Sistema.</p> <p>De verificar En caso de que el nivel de voltaje o potencia reactiva resulta resulte fuera del rango de consigna, el Operador del Sistema puede podrá requerir ensayos y auditorías técnicas 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. Los Coordinados con incumplimientos técnicos deben poner a disposición el equipamiento y el personal necesario para realizar las mediciones y pruebas o ensayos con supervisión del Operador del Sistema. De no hacerlo, el operador del sistema podrá contratarlo y los costos serán a cargo del Coordinado.</p> <p>El Coordinado 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 coordinados 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.</p> <p>En todos los casos, la evaluación del incumplimiento se realizará en cada punto de conexión al SIN.</p> <p>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.</p>	<p>información al Operador del Sistema de acuerdo con lo requerido en esta norma técnica;</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>En caso de que el nivel de voltaje o potencia reactiva resulta 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.</p> <p>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.</p> <p>En todos los casos, la evaluación del incumplimiento se realizará en cada punto de conexión al SIN.</p> <p>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.</p>
10	TÍTULO II HABILITACIÓN, SUPERVISIÓN, INCUMPLIMIENTOS Y REVOCACIÓN DE LA HABILITACIÓN.	<p>Artículo 9. 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 Coordinados tendrán un plazo de diez (10) días hábiles para comunicar dichos cambios una vez que los mismos hayan surtido efecto.</p> <p>En caso de que haya dudas o cuestionamientos en el desempeño de</p>	<p>Artículo 9 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 Coordinados proveedores tendrán un plazo de diez (10) días hábiles para comunicar dichos cambios una vez que los mismos hayan surtido efecto.</p>	<p>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.</p> <p>En caso de que haya dudas o cuestionamientos en el desempeño de</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>equipamiento, sistemas, instalación, centrales o unidades generadoras habilitada, el operador del sistema puede solicitar una nueva validación a través de nuevos ensayos similares a los realizados para la habilitación inicial.</p> <p>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:</p> <p>a) Si un nuevo ensayo verifica que no se cumplen todos los requerimientos establecidos en la habilitación.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>El operador del sistema notificará de las suspensiones al Proveedor de Servicios Complementarios y a la CREE, e incluirá en el registro 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.</p> <p>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.</p> <p>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:</p> <p>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.</p> <p>b) En caso de incumplimientos reiterados, independiente de la justificación.</p> <p>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</p> <p>Si el operador del sistema revoca una habilitación debe notificar al Proveedor</p>	<p>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.</p> <p>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:</p> <p>a) Si un nuevo ensayo verifica que no se cumplen todos los requerimientos establecidos en la habilitación.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>El Operador del Sistema notificará de las suspensiones al Proveedor de Servicios Complementarios y a la CREE, e incluirá en el registro 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.</p> <p>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.</p> <p>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:</p> <p>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.</p> <p>b) En caso de incumplimientos reiterados, independiente de la justificación.</p> <p>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</p>	<p>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.</p> <p>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:</p> <p>a) Si un nuevo ensayo verifica que no se cumplen todos los requerimientos establecidos en la habilitación.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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:</p> <p>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.</p> <p>b) En caso de incumplimientos reiterados, independiente de la justificación.</p> <p>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.</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>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, o Empresa Transmisora, a sus obligaciones a la provisión del Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva.</p>	<p>durante un periodo de tres meses consecutivos</p> <p>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 a la de provisión proveer del Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva.</p>	<p>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.</p>
11	<p>TITULO III SERVICIO COMPLEMENTARIO DE CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA Obligaciones y Requerimientos</p>	<p>Artículo 10. 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.</p> <p>Los requisitos de control de voltaje y reactivo que se establecen en la presente norma técnica son obligatorios para las Empresas Generadoras, Empresas Transmisoras y Empresas Distribuidoras. Corresponden al requerimiento mínimo, por lo que no les corresponde una remuneración explícita adicional por el servicio complementario.</p> <p>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 EOR 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.</p> <p>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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo, 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.</p> <p>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.</p> <p>Es obligación de cada Coordinado comunicar al operador del sistema cualquier, restricción, falla o limitación de un equipo o sistema que afecte el</p>	<p>Artículo 10 11. Obligaciones de los Coordinados del SIN. El Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Ractiva 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.</p> <p>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.</p> <p>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 EOR 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.</p> <p>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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo 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.</p> <p>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 Ractiva. 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.</p> <p>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</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		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.	informar inmediatamente cuando el equipo o sistema nuevamente está en condición de operación normal.	informar inmediatamente cuando el equipo o sistema nuevamente está en condición de operación normal.
12	TITULO III SERVICIO COMPLEMENTARIO DE CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA Obligaciones y Requerimientos	<p>Artículo 11. Obligaciones y derechos del operador del sistema. El Ente Operador Regional (EOR) determinará, sustentado en los estudios de Seguridad Operativa regional de mediano plazo del MER, los requerimientos de potencia reactiva en el Sistema Eléctrico Regional. El suministro de dicho requerimiento es de carácter obligatorio y el operador del sistema tiene la responsabilidad de coordinarlo en el SIN.</p> <p>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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo.</p> <p>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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo y en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).</p> <p>En lo relativo al Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva el operador del sistema tiene las obligaciones siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> Habilitar equipamientos y sistemas para el servicio complementario Control de Voltaje y Potencia Reactiva. 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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo, 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; 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; 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; Verificar que toda la generación habilitada al control de voltaje mantenga los reguladores automáticos de voltaje de las unidades generadoras 	<p>Artículo 11 12. Obligaciones y derechos del Operador del Sistema. El Ente Operador Regional (EOR) determinará, sustentado en los estudios de Seguridad Operativa regional de mediano plazo del MER, los requerimientos de potencia reactiva en el Sistema Eléctrico Regional (SER). El suministro de dicho requerimiento es de carácter obligatorio y el Operador del Sistema tiene la responsabilidad de coordinarlo en el SIN.</p> <p>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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo CCSDM.</p> <p>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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo CCSDM y en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).</p> <p>En lo relativo al Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva el Operador del Sistema tiene las obligaciones siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> Habilitar equipamientos y sistemas para el Servicio Complementario Control de Voltaje y Potencia Reactiva. 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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo 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; 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; 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; Verificar que toda la generación habilitada al control de voltaje 	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>En lo relativo al Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva el Operador del Sistema tiene las obligaciones siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> Habilitar equipamientos y sistemas para el Servicio Complementario Control de Voltaje y Potencia Reactiva. 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; 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; 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; 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. <p>En lo relativo al Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva el Operador del Sistema tiene los derechos siguientes:</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>conectados y en modo de control de voltaje.</p> <p>En lo relativo al servicio complementario de control de voltaje y potencia reactiva el operador del sistema tiene los derechos siguientes:</p> <p>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;</p> <p>b) Instruir el despacho de Generación Forzada para contar con fuente de potencia reactiva en una zona localizada con problemas de bajo voltaje;</p> <p>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;</p> <p>d) Requerir desconexión manual de cargas para controlar caídas de voltaje, de acuerdo con lo que establece el título IV “Desconexión de Cargas”.</p>	<p>mantenga los reguladores automáticos de voltaje de las unidades generadoras conectados y en modo de control de voltaje.</p> <p>En lo relativo al Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva el Operador del Sistema tiene los derechos siguientes:</p> <p>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;</p> <p>b) Instruir el despacho de generación forzada para contar con fuente de potencia reactiva en una zona localizada con problemas de bajo voltaje;</p> <p>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;</p> <p>d) Requerir desconexión manual de cargas para controlar caídas de voltaje, de acuerdo con lo que establece el título IV “Desconexión de Cargas”.</p>	<p>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;</p> <p>b) Instruir el despacho de generación forzada para contar con fuente de potencia reactiva en una zona localizada con problemas de bajo voltaje;</p> <p>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;</p> <p>d) Requerir desconexión manual de cargas para controlar caídas de voltaje, de acuerdo con lo que establece el título IV “Desconexión de Cargas”.</p>
13	<p>TITULO III SERVICIO COMPLEMENTARIO DE CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA Obligaciones y Requerimientos</p>	<p>Artículo 12. 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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Las Empresas Generadoras con unidades o centrales generadoras con</p>	<p>Artículo 12 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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Las Empresas Generadoras con unidades o centrales generadoras con</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Las Empresas Generadoras con unidades o centrales generadoras deben de</p>

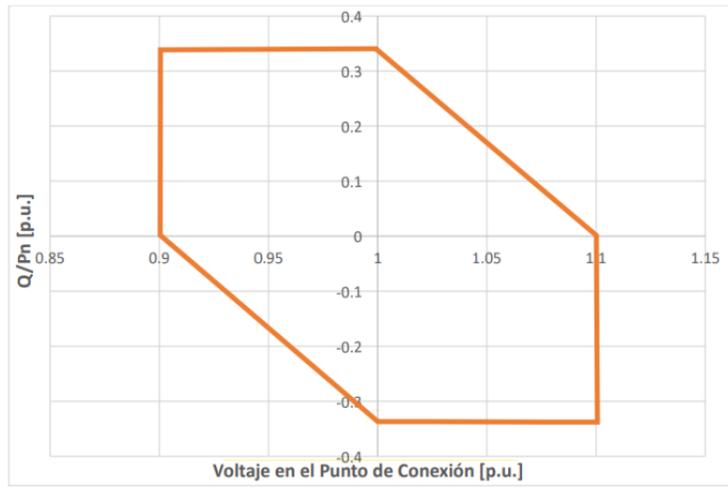
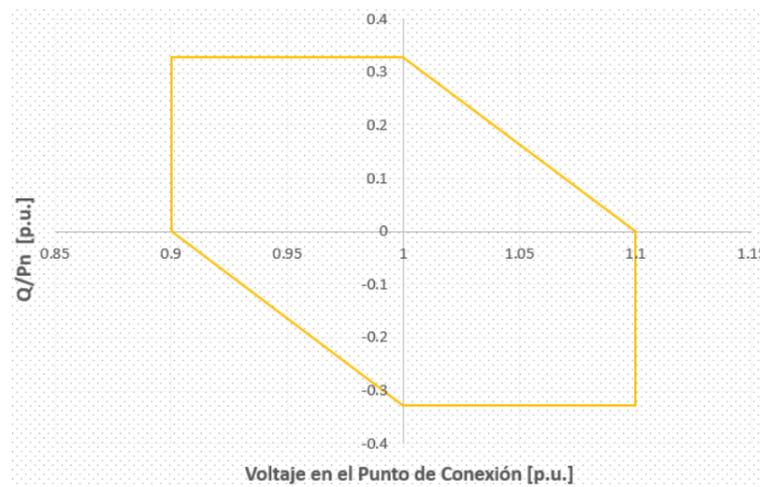
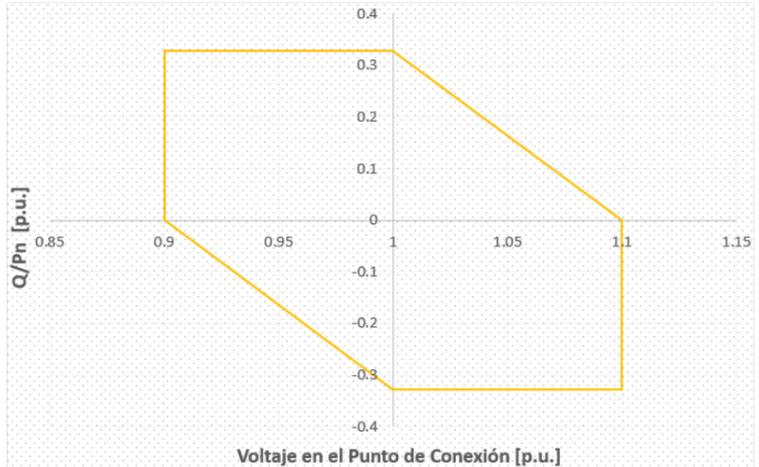


N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>capacidad igual o mayor a 5 MW deben de aportar el servicio complementario de control de voltaje y potencia reactiva y cumplir con los requisitos siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Enviar al operador del sistema 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 generadora 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 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 en terminales del generador, liberado al nivel de consigna que envíe el operador del sistema. h) En cualquier nivel de potencia activa generada, 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 20 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 	<p>capacidad igual o mayor a 5 MW deben de aportar el Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva y cumplir con los requisitos siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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) En cualquier nivel de potencia activa generada 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 20 15 minutos continuos, a menos que el fabricante 	<p>aportar el Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva y cumplir con los requisitos siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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.

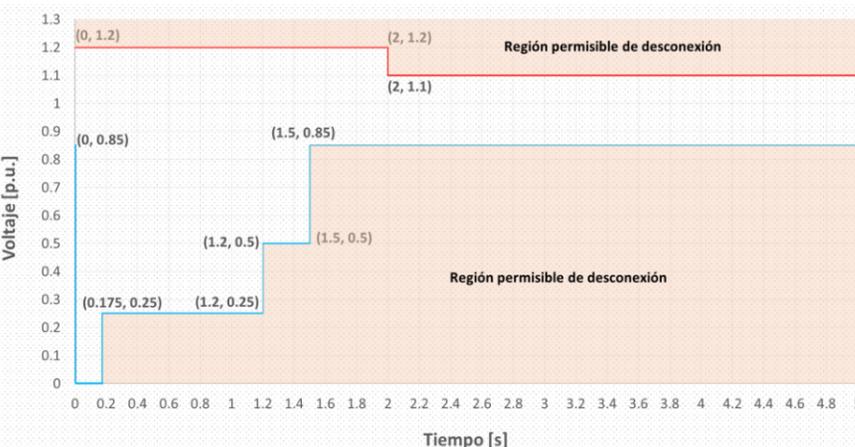


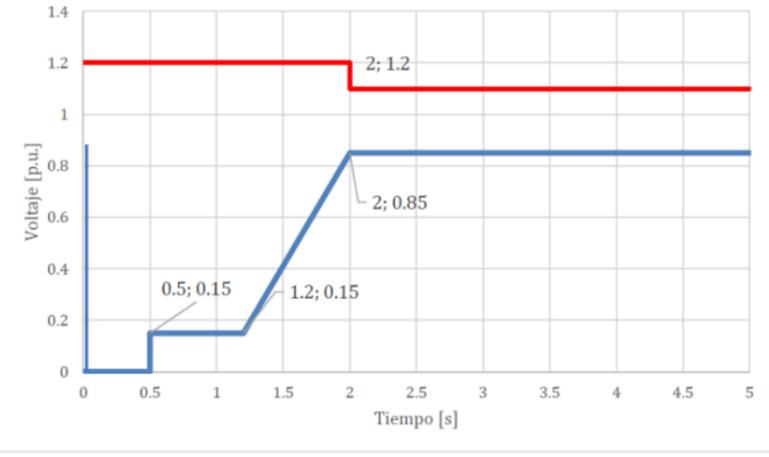
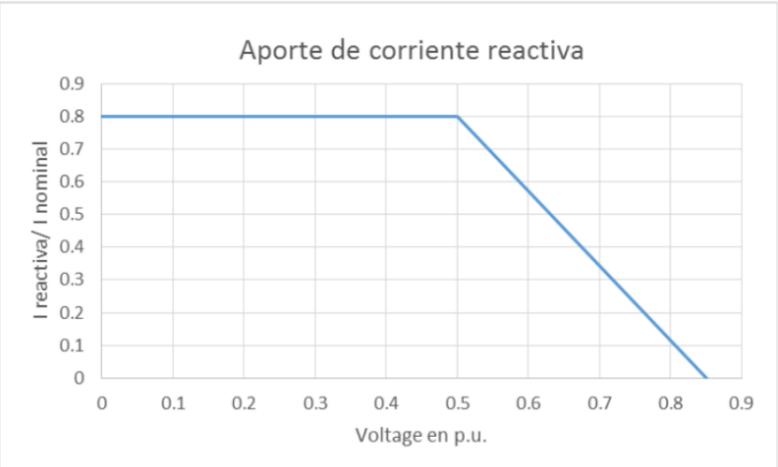
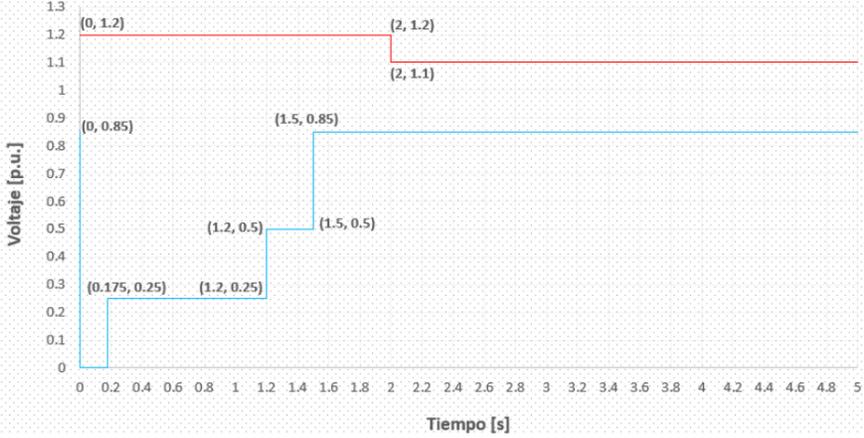
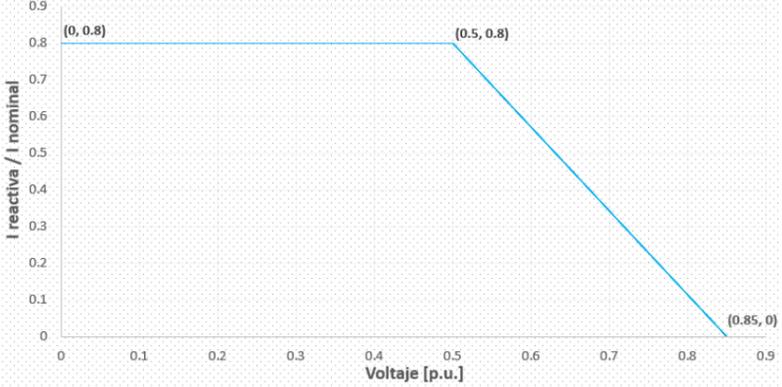
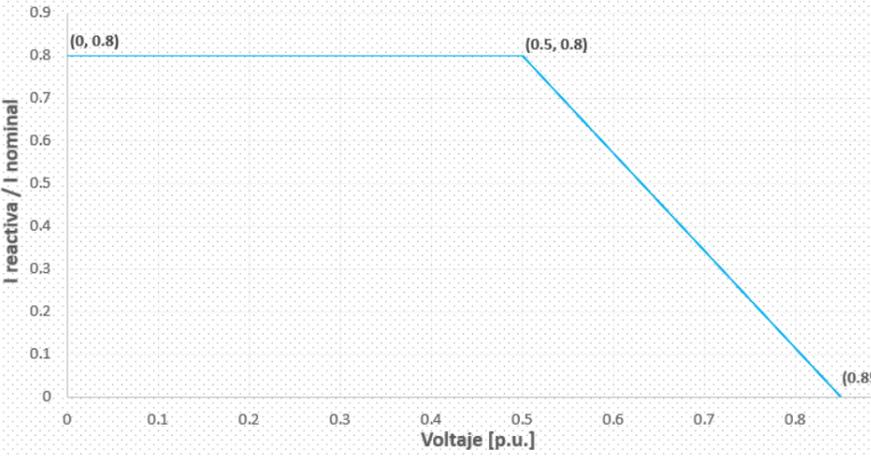
N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>disposición del operador del sistema cuando los solicite.</p> <p>Es obligación de las Empresas Generadoras informar cuando una unidad o central generadora habilitada deje de cumplir o de operar de acuerdo con los requisitos establecidos en esta sección y los parámetros acordados en la habilitación para el control de voltaje y potencia reactiva.</p>	<p>indique otros parámetros.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p>
14	<p>TITULO III SERVICIO COMPLEMENTARIO DE CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA Obligaciones y Requerimientos</p>	<p>Artículo 13. Requerimientos para Centrales Eólicas y Solares. Las centrales generadoras eólicas y solares deben contribuir al control de voltaje, y cumplir con los requisitos siguientes:</p> <p>a) Contar con la capacidad de operar en forma permanente absorbiendo o entregando potencia reactiva en el punto de conexión a la red.</p> <p>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.</p> <p>c) Permanecer conectados a la red ante fallas que causen subvoltaje (huecos de voltaje) o sobre voltaje por fuera de los límites establecidos.</p> <p>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 superado el hueco de voltaje deberán de recuperar la potencia activa suministrada previo al evento, en un tiempo no mayor a 1 segundo, siempre que haya disponibilidad de recurso primario.</p> <p>e) Permanecer en servicio al menos 20 minutos en condiciones de emergencia con voltaje nominal entre +108 % a 110 % y entre 85 % a 90 %.</p> <p>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 ± 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 +/- 5 %.</p> <p>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.</p>	<p>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 requisitos siguientes:</p> <p>a) Contar con la capacidad de operar en forma permanente absorbiendo o entregando potencia reactiva en el punto de conexión a la red.</p> <p>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.</p> <p>c) Permanecer conectados a la red ante fallas que causen subvoltaje (huecos de voltaje) o sobre voltaje por fuera de los límites establecidos.</p> <p>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 el-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.</p> <p>e) Permanecer en servicio al menos 20 durante 15 minutos en condiciones de emergencia cuando el voltaje se encuentre entre el 85 % y el 90 % del voltaje nominal, y en los rangos de 90 % - 95 % o 105 % - 110 % del voltaje nominal. En condiciones de operación normal, no se permite la desconexión. en condiciones de emergencia con voltaje nominal entre +108 % a 110 % y entre 85 % a 90 %.</p> <p>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 ± 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 +/- 5 % de la potencia nominal.</p> <p>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</p>	<p>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:</p> <p>a) Contar con la capacidad de operar en forma permanente absorbiendo o entregando potencia reactiva en el punto de conexión a la red.</p> <p>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.</p> <p>c) Permanecer conectados a la red ante fallas que causen subvoltaje (huecos de voltaje) o sobre voltaje por fuera de los límites establecidos.</p> <p>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.</p> <p>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 % o 105 % - 110 % del voltaje nominal. En condiciones de operación normal, no se permite la desconexión.</p> <p>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 ± 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 +/- 5 % de la potencia nominal.</p> <p>g) En condiciones de contingencias o de emergencia, operar con factor de</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>h) Suministrar al menos el 50% del rango de la respuesta de potencia reactiva a partir de recursos dinámicos.</p> <p>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:</p> <p>a) Modo de control de factor de potencia fijo: Mediante una consigna de factor de potencia se establece el reactivo de salida de todo la central con el objeto de mantener el factor de potencia requerido por el operador del sistema en el punto de entrega.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>El operador del sistema podrá establecer otros modos de control de voltaje que se encuentren definidos en la regulación regional vigente.</p> <p>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.</p>  <p>Gráfico 1. Curva de capacidad de potencia reactiva en función del voltaje del punto de conexión.</p>	<p>límites técnicos de los equipos según las curvas de capacidad.</p> <p>h) Suministrar al menos el 50% del rango de la respuesta de potencia reactiva a partir de recursos dinámicos.</p> <p>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:</p> <p>a) Modo de control de factor de potencia fijo: Mediante una consigna de factor de potencia se establece el reactivo de salida de todo la central con el objeto de mantener el factor de potencia requerido por el Operador del Sistema en el punto de entrega.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>El Operador del Sistema podrá establecer otros modos de control de voltaje que se encuentren definidos en la regulación regional vigente.</p> <p>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.</p> 	<p>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.</p> <p>h) Suministrar al menos el 50% del rango de la respuesta de potencia reactiva a partir de recursos dinámicos.</p> <p>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:</p> <p>a) Modo de control de factor de potencia fijo: Mediante una consigna de factor de potencia se establece el reactivo de salida de todo la central con el objeto de mantener el factor de potencia requerido por el Operador del Sistema en el punto de entrega.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>El Operador del Sistema podrá establecer otros modos de control de voltaje que se encuentren definidos en la regulación regional vigente.</p> <p>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.</p> 



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>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 %, de acuerdo con la siguiente fórmula:</p> $\text{Pendiente: Droop} = (\text{delta } V/V_n) / (Q/P_n) = 10 \%$ <p>Donde:</p> <p>P_n = Potencia nominal</p> <p>Q = Potencia reactiva inyectada en punto de entrega</p> <p>Delta V = Diferencia entre voltaje de referencia y voltaje en punto de entrega.</p> <p>V_n = Voltaje nominal en punto de entrega.</p> <p>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.</p> <p>El tiempo de arranque de la respuesta ante un cambio de consigna debe estar entre a 1.5 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.</p> <p>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.</p> <p>El regulador de voltaje debe contar con parámetros de amortiguamiento que permitan ajustar su operación para obtener respuestas sub amortiguadas.</p> <p>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.</p>	<p>Gráfico 1. Curva de capacidad de potencia reactiva en función del voltaje del punto de conexión.</p> <p>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 %.</p> <p>de acuerdo con la siguiente fórmula:</p> $\text{Pendiente: Droop} = (\text{delta } V/V_n) / (Q/P_n) = 10 \%$ <p>Donde:</p> <p>P_n = Potencia nominal</p> <p>Q = Potencia reactiva inyectada en punto de entrega</p> <p>Delta V = Diferencia entre voltaje de referencia y voltaje en punto de entrega.</p> <p>V_n = Voltaje nominal en punto de entrega.</p> <p>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.</p> <p>El tiempo de arranque de la respuesta ante un cambio de consigna debe estar entre a 1.5 a 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.</p> <p>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.</p> <p>El regulador de voltaje debe contar con parámetros de amortiguamiento que permitan ajustar su operación para obtener respuestas sub amortiguadas.</p> <p>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.</p>	<p>Gráfico 1. Curva de capacidad de potencia reactiva en función del voltaje del punto de conexión.</p> <p>El regulador de voltaje en el modo de control de voltaje por caída de voltaje debe poder programarse para ajustar la pendiente de voltaje (<i>droop</i>) entre 4 % – 15 %, e inicialmente debe estar ajustado a 10 %.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>El regulador de voltaje debe contar con parámetros de amortiguamiento que permitan ajustar su operación para obtener respuestas sub amortiguadas.</p> <p>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.</p>  <p>Gráfico 2. Área de operación frente a bajos y altos voltajes transitorios.</p> <p>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</p>

N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		 <p data-bbox="404 705 1281 954"> 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 pu 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. </p> <p data-bbox="404 974 1281 1133"> 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 al menos durante dos segundos 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. </p>  <p data-bbox="404 1650 1281 1795"> 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 </p>	 <p data-bbox="1281 675 2176 924"> 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 pu 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. </p> <p data-bbox="1281 944 2176 1133"> 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 al menos durante dos segundos, 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. </p>  <p data-bbox="1281 1560 2176 1795"> 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 </p>	<p data-bbox="2176 218 3078 258"> Operador del Sistema, coordinándolo con la central. </p> <p data-bbox="2176 268 3078 437"> 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. </p>  <p data-bbox="2176 924 3078 1103"> 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. </p> <p data-bbox="2176 1123 3078 1361"> 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. </p> <p data-bbox="2176 1381 3078 1481"> 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. </p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>Empresa Generadora al servicio complementario control de voltaje.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p>	
15	TITULO III SERVICIO COMPLEMENTARI O DE CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA Obligaciones y Requerimientos	<p>Artículo 14. 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 Mercado Eléctrico Nacional 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.</p>	<p>Artículo 14 16. 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 Mercado Eléctrico Nacional 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.</p>	<p>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.</p>
16	TITULO III SERVICIO COMPLEMENTARI O DE CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA Obligaciones y Requerimientos	<p>Artículo 15. 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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo, conforme con lo dispuesto en la regulación del subsector vigente.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>La Empresa Transmisora como parte de su obligación al aporte al servicio complementario de control de voltaje y potencia reactiva debe de cumplir con los requisitos siguientes:</p> <p>a) Poner a disposición del operador del sistema todo su equipamiento para el control de voltaje y suministro de potencia reactiva.</p> <p>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.</p>	<p>Artículo 15 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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo CCSDM, conforme con lo dispuesto en la regulación del subsector vigente.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>La Empresa Transmisora como parte de su obligación al aporte al del Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva debe de cumplir con los requisitos siguientes:</p> <p>a) Poner a disposición del Operador del Sistema todo su equipamiento para el control de voltaje y suministro de potencia reactiva.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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:</p> <p>a) Poner a disposición del Operador del Sistema todo su equipamiento para el control de voltaje y suministro de potencia reactiva.</p> <p>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.</p> <p>c) Mantener el voltaje dentro de las consignas y rango que indique el</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>c) Mantener el voltaje dentro de las consignas y rango que indique el operador del sistema y de acuerdo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo 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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>c) Mantener el voltaje dentro de las consignas y rango que indique el Operador del Sistema y de acuerdo con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo 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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
17	TITULO III SERVICIO COMPLEMENTARIO DE CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA Obligaciones y Requerimientos	<p>Artículo 16. 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.</p> <p>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.</p> <p>Considerando el equipamiento de reactivo habilitado o disponible, el operador del sistema debe realizar estudios para determinar el reactivo requerido, evaluar con despachos previstos y flujos de carga el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo en lo que hace a mantenimiento de 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:</p> <p>a) Toda indisponibilidad prevista de equipamiento existente y entrada en servicio de nuevo equipamiento que afecte o pueda afectar su aporte al</p>	<p>Artículo 16 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.</p> <p>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.</p> <p>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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo CCSDM junto con en lo que hace a mantenimiento de 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:</p> <p>a) Toda indisponibilidad prevista de equipamiento existente y entrada en servicio de nuevo equipamiento que afecte o pueda afectar su aporte al control</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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:</p> <p>a) Toda indisponibilidad prevista de equipamiento existente y entrada en servicio de nuevo equipamiento que afecte o pueda afectar su aporte</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>control de voltaje y suministro de potencia reactiva.</p> <p>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.</p> <p>c) Toda otra restricción o condición que afecte el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo y la Norma Técnica de Calidad de la Transmisión referidos al voltaje.</p> <p>Para dichos estudios, la Empresa Distribuidora debe suministrar al operador del sistema lo siguiente:</p> <p>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.</p> <p>b) Puntos de conexión dónde prevé no poder cumplir con el factor de potencia requerido y los motivos de los incumplimientos.</p> <p>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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo, 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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo normal.</p> <p>Junto con los resultados del predespacho, el operador del sistema enviará las consignas de nivel de voltaje y despacho de potencia reactiva.</p>	<p>de voltaje y suministro de potencia reactiva.</p> <p>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.</p> <p>c) Toda otra restricción o condición que afecte el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo CCSDM y la Norma Técnica de Calidad de la Transmisión referidos al voltaje.</p> <p>Para dichos estudios, la Empresa Distribuidora debe suministrar al Operador del Sistema Operador del Sistema lo siguiente:</p> <p>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.</p> <p>b) Puntos de conexión dónde prevé no poder cumplir con el factor de potencia requerido y los motivos de los incumplimientos.</p> <p>Al realizar el despacho de potencia reactiva, el Operador del Sistema Operador del Sistema tendrá como objetivos mantener el voltaje dentro de los niveles permisibles, cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo 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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo CCSDM normal.</p> <p>Junto con los resultados del predespacho, el Operador del Sistema Operador del Sistema enviará las consignas de nivel de voltaje y despacho de potencia reactiva.</p>	<p>al control de voltaje y suministro de potencia reactiva.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Para dichos estudios, la Empresa Distribuidora debe suministrar al Operador del Sistema lo siguiente:</p> <p>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.</p> <p>b) Puntos de conexión dónde prevé no poder cumplir con el factor de potencia requerido y los motivos de los incumplimientos.</p> <p>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.</p> <p>Junto con los resultados del predespacho, el Operador del Sistema enviará las consignas de nivel de voltaje y despacho de potencia reactiva.</p>
18	TITULO III SERVICIO COMPLEMENTARIO DE CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA Obligaciones y Requerimientos	<p>Artículo 17. 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.</p> <p>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 en esta norma técnica, el operador del sistema calculará y liquidará como compensación los sobrecostos ocasionados en Generación Forzada.</p>	<p>Artículo 17 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 Operador del Sistema.</p> <p>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 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 Operador del Sistema calculará y liquidará como compensación los sobrecostos ocasionados en generación forzada.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p>
19	TITULO III SERVICIO COMPLEMENTARIO DE CONTROL DE	<p>Artículo 18. 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</p>	<p>Artículo 18 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</p>	<p>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</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
	VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA Obligaciones y Requerimientos	<p>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 sobre costo causado al despacho. El operador del sistema debe calcular el sobre costo 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.</p> <p>El operador del sistema debe agregar al sobre costo 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 sobre costo total mensual por generación forzada causado por dicho incumplimiento, calculado por el operador del sistema como la suma de los sobre costos 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 sobre costo 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.</p> <p>El sobre costo 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 sobre costo correspondiente.</p> <p>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 sobre costo de la Generación Forzada, incluyendo la información y cálculos que validan el incumplimiento y el sobre costo.</p>	<p>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 sobre costo causado al despacho. El Operador del Sistema debe calcular el sobre costo 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.</p> <p>El Operador del Sistema debe agregar al sobre costo 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 sobre costo total mensual por generación forzada causado por dicho incumplimiento, calculado por el Operador del Sistema como la suma de los sobre costos 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 sobre costo 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.</p> <p>El sobre costo 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 sobre costo correspondiente.</p> <p>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 sobre costo de la Generación Forzada, incluyendo la información y cálculos que validan el incumplimiento y el sobre costo.</p>	<p>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 sobre costo causado al despacho. El Operador del Sistema debe calcular el sobre costo 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.</p> <p>El Operador del Sistema debe agregar al sobre costo 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 sobre costo total mensual por generación forzada causado por dicho incumplimiento, calculado por el Operador del Sistema como la suma de los sobre costos 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 sobre costo 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.</p> <p>El sobre costo 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 sobre costo correspondiente.</p> <p>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 sobre costo de la Generación Forzada, incluyendo la información y cálculos que validan el incumplimiento y el sobre costo.</p>
20	TITULO IV DESCONEJÓN DE CARGAS	<p>Artículo 19. Objetivo del Servicio Complementario 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.</p>	<p>Artículo 19 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.</p>	<p>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.</p>
21	TITULO IV DESCONEJÓN DE CARGAS	<p>Artículo 20. Clasificación de Esquemas de Desconexión de Cargas. A continuación, se establecen como servicio complementario los siguientes tipos de Esquemas de Desconexión de Cargas:</p>	<p>Artículo 20 21. Clasificación de Esquemas de Desconexión de Cargas. A continuación, se establecen como servicio complementario los siguientes tipos de esquemas de desconexión de cargas:</p>	<p>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:</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>a) Esquema de desconexión automática de cargas por baja frecuencia, que automáticamente desconecta consumo ante niveles de subfrecuencia establecidos.</p> <p>b) Esquemas de desconexión automática de cargas por bajo voltaje, que automáticamente desconectan consumo ante niveles de bajo voltaje establecidos.</p> <p>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.</p>	<p>a) Esquema de desconexión automática de cargas por baja frecuencia, que automáticamente desconecta consumo ante niveles de subfrecuencia establecidos.</p> <p>b) Esquemas de desconexión automática de cargas por bajo voltaje, que automáticamente desconectan consumo ante niveles de bajo voltaje establecidos.</p> <p>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.</p>	<p>a) Esquema de desconexión automática de cargas por baja frecuencia, que automáticamente desconecta consumo ante niveles de subfrecuencia establecidos.</p> <p>b) Esquemas de desconexión automática de cargas por bajo voltaje, que automáticamente desconectan consumo ante niveles de bajo voltaje establecidos.</p> <p>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.</p>
22	TITULO IV DESCONEXIÓN DE CARGAS	<p>Artículo 21. 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.</p> <p>Toda modificación a los Esquemas de Desconexión Automática de Cargas en el SIN serán el resultado de los requerimientos para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo 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.</p> <p>Los Esquemas de Desconexión Automática de Cargas se deberán ajustar a los que determine el EOR de acuerdo con lo establecido en el RMER.</p> <p>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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo 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.</p> <p>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</p>	<p>Artículo 21 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.</p> <p>Toda modificación a los esquemas de desconexión automática de cargas en el SIN serán el resultado de los requerimientos para cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo 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.</p> <p>Los esquemas de desconexión automática de cargas se deberán ajustar a los que determine el EOR de acuerdo con lo establecido en el RMER.</p> <p>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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo 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.</p> <p>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,</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>Los esquemas de desconexión automática de cargas se deberán ajustar a los que determine el EOR de acuerdo con lo establecido en el RMER.</p> <p>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.</p> <p>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,</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>específicos, para actualizar los Esquemas de Desconexión Automática de Cargas.</p> <p>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 Esquema de Desconexión Automática de Cargas, o en caso de modificaciones requeridas por el EOR.</p>	<p>para actualizar los Esquemas de Desconexión Automática de Cargas.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>para actualizar los Esquemas de Desconexión Automática de Cargas.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
23	TITULO IV DESCONEXIÓN DE CARGAS	<p>Artículo 22. 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:</p> <p>a) Realizar los estudios para analizar, y ajustar los Esquemas de Desconexión Automática de Cargas.</p> <p>b) Coordinar con el EOR la implementación y desempeño de los requerimientos regionales en los Esquemas de Desconexión Automática de Cargas.</p> <p>c) Supervisar y evaluar la implementación de los Esquemas de Desconexión Automática de Cargas, e informar sobre su desempeño y los casos de incumplimientos.</p> <p>d) Establecer esquemas de desconexión manual de cargas de acuerdo con lo establecido en esta sección.</p> <p>e) Informar a la CREE los casos en que se aplicó desconexión manual de cargas.</p> <p>El operador del sistema tiene los siguientes derechos referidos al servicio complementario de esquemas de desconexión de cargas:</p> <p>a) Realizar pruebas para verificar Esquemas de Desconexión Automática de Cargas de la Empresa Distribuidora.</p> <p>b) Requerir a la Empresa Distribuidora información para realizar los estudios para evaluar y ajustar los Esquemas de Desconexión Automática de Cargas.</p> <p>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.</p> <p>d) Requerir una auditoría técnica para evaluar que las instalaciones y funcionamiento de los sistemas de un Esquema de Desconexión Automática</p>	<p>Artículo 22 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:</p> <p>a) Realizar los estudios para analizar, y ajustar los esquemas de desconexión automática de cargas.</p> <p>b) Coordinar con el EOR la implementación y desempeño de los requerimientos regionales en los esquemas de desconexión automática de cargas.</p> <p>c) Supervisar y evaluar la implementación de los esquemas de desconexión automática de cargas, e informar sobre su desempeño y los casos de incumplimientos.</p> <p>d) Establecer esquemas de desconexión manual de cargas de acuerdo con lo establecido en esta sección.</p> <p>e) Informar a la CREE los casos en que se aplicó desconexión manual de cargas.</p> <p>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.</p> <p>El Operador del Sistema tiene los siguientes derechos referidos al Servicio Complementario de Esquemas de Desconexión de Cargas:</p> <p>a) Realizar pruebas para verificar esquemas de desconexión automática de cargas de la Empresa Distribuidora.</p> <p>b) Requerir a la Empresa Distribuidora información para realizar los estudios para evaluar y ajustar los esquemas de desconexión automática de cargas.</p> <p>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</p>	<p>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:</p> <p>a) Realizar los estudios para analizar, y ajustar los esquemas de desconexión automática de cargas.</p> <p>b) Coordinar con el EOR la implementación y desempeño de los requerimientos regionales en los esquemas de desconexión automática de cargas.</p> <p>c) Supervisar y evaluar la implementación de los esquemas de desconexión automática de cargas, e informar sobre su desempeño y los casos de incumplimientos.</p> <p>d) Establecer esquemas de desconexión manual de cargas de acuerdo con lo establecido en esta sección.</p> <p>e) Informar a la CREE los casos en que se aplicó desconexión manual de cargas.</p> <p>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.</p> <p>El Operador del Sistema tiene los siguientes derechos referidos al Servicio Complementario de Esquemas de Desconexión de Cargas:</p> <p>a) Realizar pruebas para verificar esquemas de desconexión automática de cargas de la Empresa Distribuidora.</p> <p>b) Requerir a la Empresa Distribuidora información para realizar los estudios para evaluar y ajustar los esquemas de desconexión automática de cargas.</p> <p>c) Recibir de la Empresa Distribuidora la información ante condiciones</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>de Cargas de una Empresa Distribuidora cumple con las etapas de dicho esquema y los requisitos establecidos en esta sección.</p>	<p>establecidas en esta sección.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p>
24	TITULO IV DESCONEXIÓN DE CARGAS	<p>Artículo 23. 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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo evitando, en lo posible, apagones.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>La Empresa Distribuidora tiene las siguientes obligaciones referidas a Esquemas de Desconexión Automática de Cargas:</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>c) Cumplir con los esquemas de desconexión manual de cargas que requiera el operador del sistema de acuerdo con lo establecido en esta sección.</p> <p>d) Una vez que ha actuado un esquema de desconexión de carga, no</p>	<p>Artículo 23 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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo CCSDM evitando, en lo posible, apagones.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>La Empresa Distribuidora tiene las siguientes obligaciones referidas a esquemas de desconexión automática de cargas:</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>c) Cumplir con los esquemas de desconexión manual de cargas que requiera el Operador del Sistema de acuerdo con lo establecido en esta sección.</p> <p>d) Permitir la realización de auditorías técnicas a fin de evaluar que las</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>La Empresa Distribuidora tiene las siguientes obligaciones referidas a esquemas de desconexión automática de cargas:</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>c) Cumplir con los esquemas de desconexión manual de cargas que requiera el Operador del Sistema de acuerdo con lo establecido en esta sección.</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>reconectar carga o cerrar anillos en la red de distribución para restablecerla hasta recibir las instrucciones del operador del sistema.</p> <p>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 por contener cargas especiales por lo que no se deben asignar a los esquemas de desconexión de cargas.</p> <p>En lo relativo al Servicio Complementario de Esquemas de Desconexión de Cargas, el Consumidor Calificado que es Agente del MEN tiene las obligaciones siguientes:</p> <p>a) En caso de estar conectado directamente a la red de transmisión tiene la obligación de implementar Esquemas de Desconexión Automática de Cargas 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.</p> <p>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 sea considerada como una carga especial definida por la Empresa Distribuidora.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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 por contener cargas especiales por lo que no se deben asignar a los esquemas de desconexión de cargas.</p> <p>En lo relativo al Servicio Complementario de Esquemas de Desconexión de Cargas, el Consumidor Calificado que es Agente del MEN tiene las obligaciones siguientes:</p> <p>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.</p> <p>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 sea considerada como una carga especial definida por la Empresa Distribuidora.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>En lo relativo al Servicio Complementario de Esquemas de Desconexión de Cargas, el Consumidor Calificado que es Agente del MEN tiene las obligaciones siguientes:</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
25	TITULO IV DESCONEXIÓN DE CARGAS	<p>Artículo 24. 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. Los circuitos que tengan cargas especiales como hospitales, estaciones policiales, estaciones de bomberos, estaciones de radio y TV, torres de control de aeropuertos y otras instalaciones de seguridad pública, así como las demás cargas aprobadas por la CREE a solicitud de la Empresa Distribuidora no formarán parte de estos esquemas.</p> <p>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</p>	<p>Artículo 24 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. Los circuitos que tengan cargas especiales como hospitales, estaciones policiales, estaciones de bomberos, estaciones de radio y TV, torres de control de aeropuertos y otras instalaciones de seguridad pública, así como las demás cargas aprobadas por la CREE a solicitud de la Empresa Distribuidora no formarán parte de estos esquemas.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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</p>

N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>función de la severidad de la condición.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>La desconexión de las interconexiones internacionales resultará de acuerdos y coordinación con el EOR.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>La desconexión de las interconexiones internacionales resultará de acuerdos y coordinación con el EOR.</p>	<p>requerimiento regional, el porcentaje de carga a desconectar en cada etapa y la temporización de las etapas.</p> <p>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.</p> <p>La desconexión de las interconexiones internacionales resultará de acuerdos y coordinación con el EOR.</p>
26	TITULO IV DESCONEXIÓN DE CARGAS	<p>Artículo 25. 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:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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. 	<p>Artículo 25 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:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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. 	<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> 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.
27	TITULO IV DESCONEXIÓN DE CARGAS	<p>Artículo 26. Esquema de Desconexión Automática de Cargas por Baja Frecuencia (EDACBF). El Esquema de Desconexión Automática de Cargas por baja frecuencia se basa en múltiples etapas con relés de baja frecuencia, incluyendo lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Numero 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. <p>El diseño e implementación del EDACBF debe cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo y los siguientes requisitos:</p>	<p>Artículo 26 27. Esquema de Desconexión Automática de Cargas por Baja Frecuencia (EDACBF). El Esquema de Desconexión Automática de Cargas por baja frecuencia EDACBF se basa en múltiples etapas con relés de baja frecuencia, incluyendo lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Numero 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. <p>El diseño e implementación del EDACBF debe cumplir con los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo CCSDM y los siguientes requisitos:</p>	<p>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:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Numero 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. <p>El diseño e implementación del EDACBF debe cumplir con los CCSDM y los siguientes requisitos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) La salida de operación por protección automática de la unidad de generación

N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>d) Se debe optimizar la cantidad de carga a desconectar ante contingencias o eventos, evitando al máximo la sobre frecuencia.</p> <p>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.</p> <p>f) En contingencias se debe minimizar el tiempo que la frecuencia permanezca por debajo de 58.5 Hz.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>d) Se debe optimizar la cantidad de carga a desconectar ante contingencias o eventos, evitando al máximo la sobre frecuencia.</p> <p>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.</p> <p>f) En contingencias se debe minimizar el tiempo que la frecuencia permanezca por debajo de 58.5 Hz.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>d) Se debe optimizar la cantidad de carga a desconectar ante contingencias o eventos, evitando al máximo la sobre frecuencia.</p> <p>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.</p> <p>f) En contingencias se debe minimizar el tiempo que la frecuencia permanezca por debajo de 58.5 Hz.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>
28	TITULO IV DESCONEXIÓN DE CARGAS	<p>Artículo 27. 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:</p> <p>a) Numero de etapas del esquema y su correspondiente temporización.</p> <p>b) Voltaje inicial de disparo en cada etapa.</p> <p>c) Magnitud y localización de la carga a desconectar en cada etapa.</p> <p>d) Tipos de relevadores y tiempos de retardo.</p> <p>e) Tiempo de operación de los interruptores de potencia.</p> <p>El diseño del Esquema de Desconexión Automática de Cargas por bajo voltaje debe tener en cuenta lo siguiente:</p> <p>a) En el estudio, el operador del sistema debe analizar si existen en el SIN</p>	<p>Artículo 27 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:</p> <p>a) Numero de etapas del esquema y su correspondiente temporización.</p> <p>b) Voltaje inicial de disparo en cada etapa.</p> <p>c) Magnitud y localización de la carga a desconectar en cada etapa.</p> <p>d) Tipos de relevadores y tiempos de retardo.</p> <p>e) Tiempo de operación de los interruptores de potencia.</p> <p>El diseño del esquema de desconexión automática de cargas por bajo voltaje debe tener en cuenta lo siguiente:</p> <p>a) En el estudio, el Operador del Sistema debe analizar si existen en el SIN</p>	<p>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:</p> <p>a) Numero de etapas del esquema y su correspondiente temporización.</p> <p>b) Voltaje inicial de disparo en cada etapa.</p> <p>c) Magnitud y localización de la carga a desconectar en cada etapa.</p> <p>d) Tipos de relevadores y tiempos de retardo.</p> <p>e) Tiempo de operación de los interruptores de potencia.</p> <p>El diseño del esquema de desconexión automática de cargas por bajo voltaje debe tener en cuenta lo siguiente:</p> <p>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</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>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.</p> <p>b) Los relés deben operar con un tiempo de retardo ajustable entre cero y un segundo.</p>	<p>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.</p> <p>b) Los relés deben operar con un tiempo de retardo ajustable entre cero y un segundo.</p>	<p>esquemas con relés de desconexión de carga por bajo voltaje para prevenirlo.</p> <p>b) Los relés deben operar con un tiempo de retardo ajustable entre cero y un segundo.</p>
29	TITULO IV DESCONEXIÓN DE CARGAS	<p>Artículo 28. 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.</p> <p>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.</p> <p>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 dónde 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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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</p>	<p>Artículo 28 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.</p> <p>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.</p> <p>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 dónde 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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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</p>	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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 dónde 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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>los cortes rotativos.</p> <p>El operador del sistema puede 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.</p> <p>Dentro del día hábil siguiente al que aplicó desconexión manual de cargas, el operador del sistema debe enviar un informe a la CREE incluyendo:</p> <p>a) Los motivos que justificaron la desconexión manual de cargas.</p> <p>b) Área afectada y período en que aplicó (hora de inicio y de fin) y duración de la desconexión.</p> <p>c) Las Empresas Distribuidoras y Consumidores Calificados afectados, y la demanda a desconectar requerida a cada uno.</p> <p>d) El porcentaje en que afectó a cada Empresa Distribuidora.</p> <p>e) Toda otra información que considere el operador del sistema necesaria para demostrar el cumplimiento de esta sección.</p> <p>La CREE podrá requerir información adicional o clarificaciones referidas al cumplimiento de esta sección.</p> <p>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.</p>	<p>cortes rotativos.</p> <p>El Operador del Sistema puede 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.</p> <p>Dentro del día hábil siguiente al que aplicó desconexión manual de cargas, el Operador del Sistema debe enviar un informe a la CREE incluyendo:</p> <p>a) Los motivos que justificaron la desconexión manual de cargas.</p> <p>b) Área afectada y período en que aplicó (hora de inicio y de fin) y duración de la desconexión.</p> <p>c) Las Empresas Distribuidoras y Consumidores Calificados afectados, y la demanda a desconectar requerida a cada uno.</p> <p>d) El porcentaje en que afectó a cada Empresa Distribuidora.</p> <p>e) Toda otra información que considere el Operador del Sistema necesaria para demostrar el cumplimiento de esta sección.</p> <p>La CREE podrá requerir información adicional o clarificaciones referidas al cumplimiento de esta sección.</p> <p>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.</p>	<p>cortes rotativos.</p> <p>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.</p> <p>Dentro del día hábil siguiente al que aplicó desconexión manual de cargas, el Operador del Sistema debe enviar un informe a la CREE incluyendo:</p> <p>a) Los motivos que justificaron la desconexión manual de cargas.</p> <p>b) Área afectada y período en que aplicó (hora de inicio y de fin) y duración de la desconexión.</p> <p>c) Las Empresas Distribuidoras y Consumidores Calificados afectados, y la demanda a desconectar requerida a cada uno.</p> <p>d) El porcentaje en que afectó a cada Empresa Distribuidora.</p> <p>e) Toda otra información que considere el Operador del Sistema necesaria para demostrar el cumplimiento de esta sección.</p> <p>La CREE podrá requerir información adicional o clarificaciones referidas al cumplimiento de esta sección.</p> <p>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.</p>
30	TITULO IV DESCONEXIÓN DE CARGAS	<p>Artículo 29. 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.</p> <p>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:</p> <p>a) Demanda previa a la actuación del esquema, total y asignada a cada etapa.</p> <p>b) Magnitud de carga desconectada y porcentaje que representa.</p>	<p>Artículo 29 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.</p> <p>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:</p> <p>a) Demanda previa a la actuación del esquema, total y asignada a cada etapa.</p> <p>b) Magnitud de carga desconectada y porcentaje que representa.</p>	<p>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.</p> <p>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:</p> <p>a) Demanda previa a la actuación del esquema, total y asignada a cada etapa.</p> <p>b) Magnitud de carga desconectada y porcentaje que representa.</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>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.</p> <p>d) Hora en que se repuso la carga desconectada.</p> <p>e) Comentarios sobre la actuación y problemas técnicos detectados.</p> <p>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.</p> <p>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:</p> <p>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.</p> <p>b) Se considerará una tolerancia máxima en la temporización de +/- 50 ms.</p> <p>El operador del sistema realizará estimaciones propias, sustentadas en mediciones de energía, perfiles de demanda prevista, registro de frecuencia o voltaje, y herramientas computacionales.</p> <p>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:</p> <p>a) Indisponibilidad por mantenimiento programado de uno o más circuitos en que se localizan relés de desconexión del esquema.</p> <p>b) Indisponibilidad forzada de uno o más circuitos con relés de desconexión en el esquema, causada por los efectos del evento.</p> <p>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.</p> <p>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</p>	<p>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.</p> <p>d) Hora en que se repuso la carga desconectada.</p> <p>e) Comentarios sobre la actuación y problemas técnicos detectados.</p> <p>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.</p> <p>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:</p> <p>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.</p> <p>b) Se considerará una tolerancia máxima en la temporización de +/- 50 ms.</p> <p>El Operador del Sistema realizará estimaciones propias, sustentadas en mediciones de energía, perfiles de demanda prevista, registro de frecuencia o voltaje, y herramientas computacionales.</p> <p>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:</p> <p>a) Indisponibilidad por mantenimiento programado de uno o más circuitos en que se localizan relés de desconexión del esquema.</p> <p>b) Indisponibilidad forzada de uno o más circuitos con relés de desconexión en el esquema, causada por los efectos del evento.</p> <p>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.</p> <p>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</p>	<p>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.</p> <p>d) Hora en que se repuso la carga desconectada.</p> <p>e) Comentarios sobre la actuación y problemas técnicos detectados.</p> <p>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.</p> <p>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:</p> <p>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.</p> <p>b) Se considerará una tolerancia máxima en la temporización de +/- 50 ms.</p> <p>El Operador del Sistema realizará estimaciones propias, sustentadas en mediciones de energía, perfiles de demanda prevista, registro de frecuencia o voltaje, y herramientas computacionales.</p> <p>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:</p> <p>a) Indisponibilidad por mantenimiento programado de uno o más circuitos en que se localizan relés de desconexión del esquema.</p> <p>b) Indisponibilidad forzada de uno o más circuitos con relés de desconexión en el esquema, causada por los efectos del evento.</p> <p>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.</p> <p>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</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
		<p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>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.</p>
31	TITULO IV DESCONEXIÓN DE CARGAS	<p>Artículo 30. 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 Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia definido por el EOR.</p> <p>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:</p> <p>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;</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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 anualmente un informe de desempeño del servicio complementario de desconexión de cargas que incluya como mínimo actuaciones, evaluaciones, incumplimientos y recomendaciones de mejoras o modificaciones.</p> <p>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 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.</p>	<p>Artículo 30 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 Esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia EDACBF definido por el EOR.</p> <p>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:</p> <p>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;</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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 Informe de Desempeño del Servicio Complementario de Esquemas de Desconexión de Cargas será un capítulo del Informe de Desempeño de Servicios Complementarios El Operador del Sistema preparará anualmente un informe de desempeño del servicio complementario de desconexión de cargas que incluya e incluirá como mínimo actuaciones, evaluaciones, incumplimientos y recomendaciones de mejoras o modificaciones.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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:</p> <p>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;</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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 Informe de Desempeño del Servicio Complementario de Esquemas de Desconexión de Cargas será un capítulo del Informe de Desempeño de Servicios Complementarios e incluirá como mínimo, actuaciones, evaluaciones, incumplimientos y recomendaciones de mejoras o modificaciones.</p> <p>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.</p>
32	TITULO IV DESCONEXIÓN DE	<p>Los Proveedores de Servicios Complementarios tendrán seis meses contados a partir de la vigencia de la presente norma técnica para adecuar sus</p>	<p>Artículo 33. Periodo de gradualidad para adecuación de instalaciones existentes. Los Proveedores de Servicios Complementarios Coordinados</p>	<p>Artículo 32. Periodo de gradualidad para adecuación de instalaciones</p>



N°.	Título	Versión Original	Versión con modificaciones	Versión final
	CARGAS	instalaciones a los requerimientos establecidos. En caso de que el proveedor 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, sin perjuicio de realizar las modificaciones correspondientes a sus instalaciones para proveer el Servicio Complementario. Asimismo, el proveedor que no haya logrado adecuar sus instalaciones dentro del plazo establecido, deberá solicitar ante el operador del sistema una excepción al cumplimiento del requerimiento técnico de sus instalaciones.	<p>tendrán seis meses-un año contados a partir de la vigencia de la presente norma técnica para adecuar sus instalaciones a los requerimientos establecidos en la misma. En caso de que el proveedor 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. Asimismo, el proveedor que no haya logrado adecuar sus instalaciones dentro del plazo establecido, deberá solicitar ante el operador del sistema una excepción al cumplimiento del requerimiento técnico de sus instalaciones.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p>
33	TITULO IV DESCONEXIÓN DE CARGAS		<p>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.</p>	<p>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.</p>
34	TITULO IV DESCONEXIÓN DE CARGAS		<p>Artículo 34. Elaboración de manuales, formatos o formatos. El Operador del Sistema a más tardar dentro del plazo de 20 días hábiles contados a partir de la publicación de la presente norma deberá elaborar:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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. 	<p>Artículo 34. Elaboración de manuales, formatos o formatos. El Operador del Sistema, a más tardar en 20 días hábiles contados a partir de la publicación de la presente norma, deberá elaborar:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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.



A continuación, se presentan las modificaciones realizadas la Norma Técnica de Programación de la Operación. El color verde corresponde ajustes por edición, el rojo a modificaciones de la redacción y el azul a la eliminación.

Título	Versión inicial	Versión con modificaciones	Versión final
ANEXO 5: CRITERIOS DE CALIDAD, SEGURIDAD Y DESEMPEÑO MÍNIMO	<p>8.3 Regulación de Voltaje</p> <p>Todas las centrales (o parques) de generación con capacidad igual o mayor a diez (10) MW deben contar con equipos de regulación de voltaje para operar de manera paralela con otras centrales de generación del SIN en modo de control por caída de voltaje (en inglés “voltage droop”).</p> <p>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.</p> <p>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. Cada central o parque generador debe poder proveer una capacidad reactiva equivalente al $\pm 33\%$ de su potencia nominal, para generadores no convencionales y para generadores convencionales $\pm 50\%$ de su potencia nominal.</p>	<p>8.3 Regulación de Voltaje</p> <p>Todas las centrales (o parques) de generación con capacidad igual o mayor a diez (10) cinco (05) MW deben contar con equipos de regulación de voltaje para operar de manera paralela con otras centrales de generación del SIN en modo de control por caída de voltaje (en inglés “voltage droop”).</p> <p>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.</p> <p>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. Cada central o parque generador debe poder proveer una capacidad reactiva equivalente al $\pm 33\%$ de su potencia nominal, para generadores no convencionales y para generadores convencionales $\pm 50\%$ de su potencia nominal.</p>	<p>8.3 Regulación de Voltaje</p> <p>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 SIN en modo de control por caída de voltaje (en inglés “voltage droop”).</p> <p>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.</p> <p>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.</p>

6. Conclusión

Como resultado del proceso revisión de los comentarios, observaciones y propuestas recibidas en este proceso de consulta pública, la Dirección de Regulación y la Dirección de Asesoría Jurídica recomiendan a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) que, por medio de acto administrativo realice lo siguiente:

- a. Apruebe el presente informe de resultados y la “Norma Técnica Transitoria de los Servicios Complementarios de Control de Voltaje y Potencia Reactiva, y Desconexión de Cargas”
- b. Modifique la sección 8.3 del Anexo número 5 de la Norma Técnica de Programación de la Operación.
- c. Instruya a la Secretaría General para que comuniquen 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.

Adicionalmente, se recomienda instruir a la Secretaria General para que, 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 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 Carga.

7. Anexo

Revisión de comentarios recibidos admisibles

N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
1	Título 1	Artículo 1	<p>Se adjunta una serie de comentarios generales que deben considerarse para la revisión de la propuesta de la norma.</p> <p>Se adjunta una serie de comentarios generales que deben considerarse para la revisión de la propuesta de la norma.</p> <p>I. Comentarios Generales:</p> <p>1. La normativa no incluye específicamente en ninguno de sus apartados ni definiciones el trato a los Contratos Existentes tal cual lo hacen las demás normativas, Leyes y Reglamentos aprobados por la CREE.</p> <p>2. Algunos aspectos referidos en la normativa podrían representar costos asociados a los generadores actualmente están en operación los cuales deberán ser trasladados a la distribuidora al no estar apegados a los contratos de suministro suscritos.</p> <p>3. Las condiciones y estándares para supervisión del operador del sistema expuestas en el artículo 6 en cuanto al equipamiento, tiempo de eventos, capacidad de almacenamiento y muestras por ciclo podrían representar costos adicionales por compra de equipos y servicios no contemplados dentro de los contratos de suministro, se debería trasladar este gasto a la empresa distribuidora y/o transmisora.</p> <p>4. Se recomienda que las pruebas de habilitación sean presenciadas por terceros para resolver en caso de discrepancias (CREE, AHPEE, AHER).</p> <p>5. Incluir dentro de las excepciones de la norma los casos que la norma contravenga los límites técnicos de los contratos preexistentes.</p> <p>6. La normativa se refiere a empresa distribuidora y empresa transmisora sin embargo en la realidad no existe la separación de las mismas.</p> <p>7. Debe existir armonía entre lo especificado en el RMER y la presente norma, debiendo prevalecer lo establecido en el RMER y no lo que sea más exigente.</p>	La justificación de los comentarios se basa en la existencia de contratos preexistentes, la necesidad de crear condiciones de transparencia, seguridad jurídica y homologación regional	Personal Natural	<p>1. El comentario procede. Para mayor claridad, se agrega el artículo 4 titulado Contratos Preexistentes. Este artículo establece que el Operador del Sistema determinará los requerimientos mínimos de servicios complementarios que suministrarán los Coordinados con independencia de lo que estos hayan pactado en sus contratos de compra con la Empresa Distribuidora o a quien le estén vendiendo su energía.</p> <p>2. El comentario no procede. En los contratos preexistentes existe un mecanismo para trasladar los costos adicionales que se producen por cambios regulatorios, sin embargo, en caso de necesitar realizar inversiones que no son respaldadas por un mecanismo contractual, el Coordinado deberá de solicitar una habilitación con excepciones.</p> <p>3. El comentario no procede. La regulación emitida por esta Comisión es de carácter general y conforme con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE). En ese sentido, cualquier costo asociado al cumplimiento de la misma deberá de ser tratado entre partes.</p> <p>4. El comentario no procede, el artículo 5, numeral 5, ya contempla lo indicado. Este artículo establece que si las pruebas no cumplen en su totalidad con los requerimientos solicitados, el solicitante puede solicitar un nuevo ensayo con la presencia de la CREE para dejar constancia de lo ocurrido.</p> <p>5. El comentario no procede. Los servicios complementarios mínimos establecidos en esta norma son de carácter obligatorio para todos los Coordinados con independencia de lo que estos hayan pactado en sus contratos. En caso de no poder cumplir con los requerimientos establecidos, deberá solicitar una habilitación con excepciones y cumplir con su obligación comercial derivada de dicha responsabilidad.</p> <p>6. El comentario no procede. Para efectos de asignación de responsabilidades objeto de esta norma transitoria, se consideran como empresas separadas.</p> <p>7. El comentario no es procedente. El RMER establece que el OS/OM de cada país puede establecer requerimientos más exigentes a los establecidos en la regulación regional.</p> <p>8. El comentario no procede, la Norma Técnica establece que en caso de que se produzcan incumplimientos o restricciones de un proveedor de</p>



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			<p>8. En las responsabilidades de la empresa transmisora con el tema de generación forzada define el caso en que se convoque o se adicione generación y describe su mecanismo de compensación. En caso de que se hagan desconexiones de generación por incumplimiento de las funciones de la empresa de transmisión que sean atribuibles a ella, esta debe compensar a las empresas generadoras afectadas el monto dejado de percibir por los servicios dejados de proveer.</p> <p>9. La norma debe reafirmar la obligación de la empresa distribuidora que ante el incumplimiento de su obligación de contratación de generación para satisfacer la demanda y reserva debe compensar a los afectados (por ejemplo, las empresas generadoras que sufren curtailment por la falta de reserva) ya sea por el monto dejado de percibir por los servicios dejados de proveer por los generadores o por los daños causados por la interrupción de servicio a los usuarios.</p> <p>10. Las desconexiones de carga manual deben documentarse de manera adecuada de forma que se pueda hacer un análisis posterior de la decisión tomada. El CND debe publicar los criterios a utilizar para llevar a cabo las desconexiones manuales de carga.</p> <p>11. La norma debe indicar que cualquier sobre costo que no fuera establecido en los contratos preexistentes y que resultara de la aplicación de esta, debe ser compensado a las empresas generadoras a través de dichos contratos, a fin de que estos sobre costos sean incorporados en las tarifas a los usuarios finales. La provisión de los servicios complementarios previstos para las empresas generadoras debe estar sujeta a las características y disponibilidad del recurso renovable asociado a la facilidad de generación.</p>			<p>servicios complementarios por los cuales el Operador del Sistema convoco generación forzada para cumplir con los requerimientos de control de voltaje y potencia reactiva, dicho proveedor de servicios complementarios debe pagar como compensación el sobrecosto causado al despacho. Además, se informa que en caso de caso de que se realicen desconexiones de generación, no se puede compensar a una empresa generadora por un servicio que no fue brindado.</p> <p>9. El comentario no procede. Lo propuesto en este numeral no es objeto de esta norma técnica transitoria, por lo tanto, el comentario no procede.</p> <p>10. El comentario no procede. Lo planteado ya se encuentra contenido en el artículo 30 de esta norma.</p> <p>11. El comentario no procede. En los contratos preexistentes existe un mecanismo para trasladar los costos adicionales que se producen por cambios regulatorios, y en caso de necesitar realizar inversiones, este deberá de solicitar una habilitación con excepciones. Se agrega que la norma técnica ya contempla la provisión de los servicios complementarios asociados al recurso renovable de las empresas generadoras, así como sus características.</p>
2	Título 1	Artículo 1	Eliminar la palabra "alcance" ya que solamente contiene objetivos	Eliminar la palabra "alcance" ya que solamente contiene objetivos	CND	El comentario es procedente, se realiza la modificación.
3	Título 1	Artículo 1	1. Se sugiere crear un cuerpo con una estructura de documento y formar en consecuencia una TABLA DE CONTENIDO inicial encabezando todo documento.	Esto nos permitirá tener una mirada amplia y un horizonte de los temas específicos que se necesitan tratar. En toda la Norma Técnica.	SEN	El comentario no procede, en la estructura de los reglamentos y normas técnicas desarrollados y publicados por esta Comisión, no se establecen índices que contengan el resumen del contenido de los documentos.
4	Título 1	Artículo 1	Artículo 1: Objetivo y Alcance. El objetivo de la presente norma técnica es: a) 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. b) Establecer las obligaciones y los requisitos técnicos y operativos que debe cumplir las Empresas Generadoras, Empresas Distribuidoras, Consumidores Calificados, y Empresas	En el artículo 1, inciso d, se sugiere agregar las siglas "MEN" para una mayor simplicidad debido que más adelante en esta misma norma técnica nos referiremos al Mercado Eléctrico Nacional con esas siglas anterior mencionadas.	ENEE	El comentario procede, se realiza la modificación.



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			<p>Transmisoras para aportar al control de voltaje;</p> <p>c) 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;</p> <p>d) 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.</p> <p>e) Establecer los requisitos y procedimientos para definir, programar, utilizar, y supervisar el Servicio Complementario de Esquemas Desconexión de Cargas.</p>			
5	Título 1	Artículo 1	<p>Artículo 1. Objeto y Alcance. El objeto de la presente norma técnica es:</p> <p>a) 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.</p> <p>b) 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;</p> <p>c) 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;</p> <p>d) Establecer los mecanismos del Operador del Sistema para supervisar el cumplimiento de las obligaciones de control de voltaje de los agentes y Empresas Transmisoras, y evaluar el desempeño del servicio complementario de control de voltaje y potencia reactiva.</p> <p>e) Establecer los requisitos y procedimientos para definir, programar, utilizar, y supervisar el Servicio Complementario de Esquemas Desconexión de Cargas.</p>	<p>Observaciones:</p> <p>1. Homologar en el título objetivo y alcance por "Objeto y alcance" tal como se coloca en la LGIE y el ROM.</p> <p>2. En el inciso a): agregar los tipos de servicios complementarios (4), tal como se indica en RMER y en el artículo 59 del ROM, detallando que el alcance de esta norma son únicamente los incisos B y D del artículo 59 del ROM.</p> <p>Adicionalmente se informa que daremos en este espacio algunas recomendaciones generales de toda la propuesta de norma y de igual manera detallaremos los comentarios específicos de cada artículo. En este primer artículo cargamos el documento de referencia que vean el orden y la lógica de lo colocado en la consulta pública:</p> <p>Resumen General de Observaciones:</p> <p>1. Enmarcar el objeto y alcance de la norma en función de RMER y ROM detallando los servicios específicos de esta norma, que según el artículo 59 del ROM solamente son los enmarcados en el inciso B y D.</p> <p>2. Es importante homologar el lenguaje y definiciones a los términos utilizados en el RMER y ROM por ejemplo cambiar "Coordinados" por "agentes del mercado eléctrico nacional", utilizar el mismo término para llamar al Operador del Sistema, en la norma actual se encuentra como operador del sistema, pero en la normativa ya existente se denomina como "Operador del Sistema". Es importante que se haga una revisión completa de la norma ya que en muchos casos se habla de proveedor de servicios sin estar habilitado según el procedimiento que establece la norma.</p>	AHPEE	<p>1. El comentario procede parcialmente, se omite el término alcance y se deja la palabra objeto.</p> <p>2. El comentario no procede, en el objeto de la norma se establece que los servicios complementarios que desarrolla esta norma son el Control de Voltaje y Potencia Reactiva y la Desconexión de carga, por lo tanto, no se considera necesario incluir lo mencionado.</p> <p>Adicionalmente se agrega:</p> <p>1. El comentario no procede, la norma ya establece cuales de los servicios complementarios indicados en el ROM y el RMER, los cuales se desarrollan en el contenido de la misma.</p> <p>2. El comentario no procede. El término Coordinado ya fue introducido en la Norma Técnica de Programación de la Operación, por lo tanto, se seguirá utilizando en el documento. Además, se aclara que se incorpora la definición de Coordinado debido a que esta incluye a la Empresa Transmisora, mientras que la definición de Agente del MEN la excluye, siendo este objeto de la norma técnica.</p> <p>Respecto al cambio sugerido con el término de operador del sistema, se aclara que se ha incorporado la definición de Operador del Sistema donde se indica que es una 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 Sistema Interconectado Nacional y su coordinación con el Sistema Eléctrico Regional, y de la administración del Mercado Eléctrico Nacional y su coordinación con el Mercado Eléctrico Regional.</p> <p>Por último, se informa que se ha realizado una revisión completa del uso del término proveedor y coordinado, corrigiendo los casos donde se habla del proveedor de servicios complementarios sin estar habilitado.</p>



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
				<p>3. Debe tenerse en cuenta que el Mercado Eléctrico Nacional cuenta con una diversidad de proyectos de generación y diferentes tecnologías, por lo que es importante que la presente norma tenga en cuenta los siguientes criterios al momento de establecer las obligaciones de los agentes y las empresas transmisoras:</p> <p>a) Las condiciones de los contratos preexistentes: En caso de que en un proyecto no estuviesen contempladas en las condiciones que ahora se exigirá en la norma y que difiere de las condiciones convenidas en los contratos preexistentes;</p> <p>b) El tipo de tecnología;</p> <p>c) La capacidad [MW] de los proyectos de generación;</p> <p>d) El orden jerárquico de las leyes, Reglamentos y normas;</p> <p>e) Los efectos financieros y el tiempo que toma realizar las inversiones derivadas de las nuevas exigencias;</p> <p>f) ¿Quién es el responsable de efectuar dichas inversiones?</p> <p>El objetivo de establecer las condiciones para cada una de las particularidades anteriormente detalladas es garantizar el completo cumplimiento de la norma, por lo tanto, el Regulador debe evitar que los Agentes y las empresas transmisoras caigan en interpretaciones o que las obligaciones de la presente norma se contrapongan con las condiciones convenidas en sus contratos, y que esto se concluya con la imposibilidad de cumplir con la norma. El Regulador puede aprovechar esta oportunidad para regularizar las situaciones que se dan entre los contratos preexistentes y la normativa propuesta, ya que las contradicciones no solo pueden ser técnicas si no de remuneración de estos servicios, por tanto, al no mencionarlo, la distribuidora podría verse afectada en el cumplimiento de la obligación contractual, ya que la mayoría de los contratos tienen cláusulas de cambios regulatorios en las cuales cualquier modificación que derive en un costo adicional para el generador fuera de lo establecido contractualmente deberá ser reembolsado por la distribuidora.</p> <p>4. Debe realizarse una revisión de las facultades que la Ley General de la Industria Eléctrica otorga al Regulador y al Operador del Sistema, ya que en muchos casos se menciona que el Operador del Sistema sancionará al “Coordinado” pero según las disposiciones de la LGIE esta es una facultad únicamente del Regulador, por lo que se recomienda revisar cada una de las facultades tanto del Regulador como del Operador del Sistema y justificar cada una con las funciones de cada organismo conforme a la LGIE.</p> <p>5. En cuanto al termino “Transitoria” utilizado en el nombre de la presente norma, no existe ningún artículo que contemple o explique la transitoriedad de esta propuesta de norma. Es necesario recordar</p>		<p>3. Todos los criterios mencionados están siendo considerados en esta norma técnica transitoria.</p> <p>a) El comentario procede. En el caso de los contratos preexistentes se agregó el artículo 4; denominado “Contratos Preexistentes”, donde se establece que el Operador del Sistema determinará los requerimientos mínimos de servicios complementarios que suministrarán los Coordinados con independencia de lo que estos hayan pactado en sus contratos de compra con la Empresa Distribuidora o a quien le estén vendiendo su energía. Adicionalmente se informa que la regulación no tiene como fin indicar las acciones legales que puedan realizar las Empresas Generadoras con Contratos Preexistentes como resultado de los cambios regulatorios.</p> <p>b) El comentario no procede. Se realiza una diferenciación de los requerimientos de las Empresas Generadoras con generadores sincrónicos los cuales están asociados al tipo de tecnología y, asimismo, los requerimientos de las Empresas Generadoras eólicas y solares considerando también su tipo de tecnología.</p> <p>c) El comentario es procedente. Se modifico el artículo 3 de la norma técnica, en su ámbito de aplicación, donde se indica que las Empresas Generadoras conectadas en transmisión independientemente de su capacidad instalada deben de contribuir al Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva. En el caso de las Empresas Generadoras conectadas a la red de distribución, se incluyen las Empresas Generadoras con capacidad mayor o igual a 5MW y cuya operación impacte en la calidad, seguridad y desempeño del SIN.</p> <p>d) El comentario no procede. La normativa elaborada toma en consideración el orden jerárquico de la normativa vigente.</p> <p>e) El comentario no procede. Respecto a los efectos financieros asociados a la prestación de servicios complementarios, en los contratos preexistentes existe un mecanismo para trasladar los costos adicionales que se producen por cambios regulatorios, sin embargo, en caso de necesitar realizar inversiones no respaldadas por un mecanismo contractual para trasladar estos costos, el Coordinado deberá de solicitar una habilitación con excepciones.</p> <p>f) El comentario no procede. Los Coordinados son los responsables de adecuar sus instalaciones a fin de cumplir con los requerimientos establecidos en esta norma técnica.</p> <p>4. El comentario no procede, las sanciones le corresponden a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE). La Norma Técnica únicamente faculta a el Operador del Sistema para suspender y revocar la habilitación de un Servicio Complementario.</p>



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
				<p>que desde la perspectiva legal la transitoriedad se refiere a la disposición destinada a regir situaciones temporales que son existentes con anterioridad a la fecha de vigencia de una ley, reglamento o norma. Por lo que sus efectos se agotan con el simple transcurso del tiempo o en cuanto se presenta la condición que regulan. En este caso es importante que el Regulador establezca: a) El periodo de vigencia de la actual norma, b) ¿Cuándo se publicará la norma definitiva?, c) ¿Qué regulará la norma definitiva?</p> <p>6.Se recomienda analizar y revisar las disposiciones de los artículos 19 de la Norma Técnica del Mercado de Oportunidad, artículo 117 de ROM y el anexo 5 (incisos 8.3 y 9.1) de la Norma Técnica de Programación de la Operación a efecto de evitar la contrariedad entre normas del sector.</p> <p>7.Se recomienda que en las obligaciones establecidas en esta norma para los agentes, tome en cuenta siempre las indicaciones del fabricante de la unidad generadora que se entregó al inicio de la vida útil y condiciones actuales, igualmente las condiciones particulares de plantas existentes en el SIN, límites técnicos, bloqueos en controles o tecnología incompatible con los tiempos actuales, ya que requerimientos específicos indicados en esta propuesta y poca flexibilidad, podrían ser condiciones no posibles de cumplir para cierta unidad o planta; al observar este ejemplo, se recomienda incluir en los requerimientos específicos “siempre y cuando se encuentren dentro de las indicaciones del fabricante” y además que los incumplimientos de agentes deben ser debidamente injustificados.</p> <p>8.Los procesos de habilitación, incumplimiento y suspensión, se recomienda que deben ser procesos claros, con plazos definidos y con alcances determinados, a efecto de no crear confusiones al momento de la aplicación de esta norma.</p> <p>9.Finalmente, considerando que la presente norma es transitoria y que la misma será derogada una vez que entre en vigencia la Norma Definitiva de Servicios Complementarios, debe garantizarse el principio de Seguridad Jurídica para que los Agentes y las empresas transmisoras (“Coordinados”) según la condición que se encuentren y que por disposiciones de la norma transitoria deban realizar inversiones, teniendo la certeza que se mantendrán las condiciones más relevantes de la norma transitoria, a efecto de evitar una doble inversión de parte de los agentes y las empresas transmisoras (“Coordinados”) una vez se emita la norma técnica de servicios complementarios definitiva</p>		<p>5. El comentario no procede, la transitoriedad de esta norma quedará descrito mediante el acto administrativo en que se apruebe la misma.</p> <p>6. No se encuentran inconsistencias respecto con el artículo 19 de la Norma Técnica del Mercado de Oportunidad. Respecto a la sección 8.3 de la Norma Técnica de Programación de la Operación, esta se homologará respecto a lo establecido en la presente Norma Técnica. Además, se agrega que se modifica el artículo 5 de la presente Norma Técnica para estar en concordancia con el artículo 117 del ROM, es decir, se modifica el plazo de tiempo de 6 meses a 1 año a fin de que los coordinados puedan adecuar sus instalaciones y brindar los requerimientos establecidos en la presente Norma Técnica Transitoria. Finalmente, con respecto a la sección 9.1 de la Norma Técnica de Programación de la Operación, se aclara que no se identifica una contrariedad en vista que la sección va dirigida a las acciones que puede tomar el Operador del Sistema en caso de que la Empresa Transmisora no ejecute el Plan de Expansión de la Transmisión, por lo tanto, el comentario no procede.</p> <p>7. El comentario no procede. Se informa que en caso de que alguno de los puntos mencionados represente una restricción para el cumplimiento de los requerimientos indicados en esta norma, se deberá solicitar una habilitación con excepciones.</p> <p>8. El comentario no procede. Los procedimientos de habilitación, suspensión y revocación son claros. Para la habilitación se establece un procedimiento detallado que va desde la presentación de información hasta la entrega de la resolución de habilitación. Asimismo, se detalla claramente las causas para la suspensión y revocación de la habilitación. No obstante, se incorporó claridad sobre la acción que deberá de realizar el Operador del Sistema en caso de que rechace la solicitud de habilitación del Coordinado. Lo anterior sin perjuicio de las acciones legales que pueda realizar el Coordinado sobre la decisión tomada por el Operador del Sistema, siendo esta la contemplada en el RLGIE en lo concerniente a las impugnaciones.</p> <p>9. El comentario procede, se informa que se prevé establecer una consistencia entre esta Norma Técnica transitoria y la norma definitiva de servicios complementarios.</p>
6	Título 1	Artículo 2	Coordinado: es toda jurídica debidamente habilitada o autorizada como Empresa Generadora, Empresa Distribuidora o	Siendo que los proveedores de servicios complementarios son empresas, aun los consumidores calificados, dado el nivel de	Persona Natural	El comentario no es procedente, si hay posibilidad que sea una persona natural (por ejemplo, un comerciante individual), por lo tanto, se debe



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			Empresa Transmisora en el SIN, todo Consumidor Calificado cuya operación de sus instalaciones o equipos deba ser coordinada por el operador del sistema.	consumo establecido en la ley, luce difícil pensar que un “coordinado” como lo define esta norma, sea una persona natural.		mantener la redacción.
7	Título 1	Artículo 2	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.	En el artículo 2, definición Regulador Automático de Voltaje, se sugiere cambiar la frase “Sistema Interconectado Nacional” por las siglas “SIN” debido que ya en el artículo 1 inciso “c” ya se ha aclarado que al Sistema Interconectado Nacional le corresponden las siglas “SIN” y así evitar redundar al repetir nuevamente la frase “Sistema Interconectado Nacional”.	ENEE	El comentario procede, se realizará la modificación.
8	Título 1	Artículo 2	Ente Coordinado	El término coordinado queda expuesto a que no se interprete únicamente como la empresa o consumidor calificado (sujeto), por lo que puede causar ambigüedad en si se refiere al sujeto o se usa como adjetivo.	SEN	El comentario no procede. La presente norma no utiliza el concepto (ente coordinado), asimismo cabe mencionar que en la regulación emitida por esta comisión ya se ha sido introducido en término Coordinado en Norma Técnica de Programación de la Operación para hacer referencia a los Agentes del Mercado y Empresas Transmisoras.
9	Título 1	Artículo 2	<p>1._Añadir un apartado dentro de definiciones aspectos generales de los tipos de potencias consideradas en los sistemas de potencia como el SIN, como ser Potencia en términos generales, Potencia Activa, Potencia Reactiva, Voltaje, Carga, Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (Aunque este está definido en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional RMER por el CND debería siempre citarse a modo de conducir al lector a encontrar esta definición), Excepciones y sus alcances.</p> <p>Así mismo terminologías claves en la presente norma, cito por ejemplo (Coordinados, Consignas, Cambiadores bajo carga TABS, transformador, equipos de compensación de potencia activa y reactiva) que serán usados en la presente normativa técnica. Pues, aunque sea una normativa técnica, al ser publica es perfectamente plausible que sea leída por ciudadanía sin conocimientos TECNICOS como tal pero que logre entender la temática principal.</p> <p>2._Si hay abreviaturas, aplicar un índice o listado ordenado de abreviaturas utilizadas (MEN, SIN, EOR, RMER, etc.)</p> <p>3._Definir en este apartado los conceptos de: a) Control de Voltaje y potencia Reactiva, b) Desconexión de Cargas. y un preámbulo técnico preferiblemente basado en normativa internacional IEEE_ANSI/IEC.</p>	<p>Es importante considerar la definición de la terminología a usar en toda la norma técnica. Así el lector no estará obligado a ver normativas anteriores en donde se definan estos elementos. O en su defecto, este tendrá la oportunidad pronta de buscar con exactitud y la profundidad de estos conceptos lo que conllevará a una lectura más satisfactoria.</p> <p>Esto ya que es muy importante mantener en alto todos los esfuerzos por connotar de una manera más técnica todas nuestras normas y cuando ponemos frases como: " Los rangos o requerimientos establecidos. O el equipo suficiente adecuado" tratar de siempre poner una referencia con la suficiente solidez y referirse a esos rangos de voltaje y corriente en forma más directamente o a los equipos de funcionamiento mínimo citándolos directamente.</p>	SEN	<p>1. El comentario no procede. La CREE ha determinado que en una nueva norma técnica se deben establecer únicamente definiciones adicionales y/o complementarias a utilizar en determinada norma. Además, se considera que las definiciones de potencia activa, reactiva, voltaje, etc, son de conocimiento del lector.</p> <p>2. El comentario no procede, no se considera necesario.</p> <p>3. El comentario no procede, ambos conceptos ya se encuentran incluidos en el artículo 2 de Definiciones. Estas definiciones tienen como fundamento principal la homologación de la normativa regional y la normativa nacional, por ende, no procede el cambio.</p>
10	Título 1	Artículo 2	Sustituir “operador del sistema” por “Centro Nacional de Despacho” en todo el documento.	Para estar en concordancia con la Ley Especial Para Garantizar El Servicio De La Energía Eléctrica Como Un Bien Público De Seguridad	LUFUSSA	1. El comentario no procede. Se informa que se ha incorporado la definición de Operador del Sistema donde se indica que es una



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			<p>Coordinado: son los Agente del Mercado Eléctrico Nacional o Empresa Transmisora en el SIN, cuya operación de sus instalaciones o equipos deba ser coordinada por el Centro Nacional de Despacho.</p> <p>Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva: El objetivo del Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva es mantener el perfil de voltaje en los nodos de la red de transmisión dentro de las condiciones y límites establecidos en los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo para los distintos estados de operación, proteger la estabilidad del SIN y evitar el colapso de voltaje</p>	<p>Nacional Y Un Derecho Humano De Naturaleza Económica Y Social. Art 11.</p> <p>No hay Congruencia con el Reglamento de la Ley General de Industria Eléctrica Art 3, Art 12 y Art13; y ROM Art 10 (M). Se recomienda dejar la definición de Agente</p> <p>Mejora de redacción</p>		<p>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 Sistema Interconectado Nacional y su coordinación con el Sistema Eléctrico Regional, y de la administración del Mercado Eléctrico Nacional y su coordinación con el Mercado Eléctrico Regional.</p> <p>2. El comentario no procede. La definición de Coordinado pretende abarcar a todas las Empresas Generadoras, Distribuidora o Transmisora y Consumidores Calificados habilitados para operar en el MEN. Además, se agrega que la definición de Coordinado a diferencia de la definición de Agentes del MEN, contempla a las Empresas Transmisoras, las cuales tienen la obligación de contribuir al Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva y la Desconexión de Cargas.</p> <p>3. El comentario procede parcialmente, se mejorará la redacción del párrafo para mejorar el entendimiento del lector.</p>
11	Título 1	Artículo 2	<p>Artículo 2. Definiciones.</p> <p>Agentes del mercado eléctrico nacional: Las empresas generadoras, distribuidoras y comercializadoras que cumplan los requisitos que a tal efecto establezca el Reglamento; y los consumidores calificados que hayan optado por actuar como tales.</p> <p>Proveedor de Servicios Complementarios: es el agente del mercado eléctrico nacional y la empresa transmisora 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.</p> <p>Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva: El servicio complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva es para mantener el perfil de voltaje en los nodos de la red de transmisión dentro de las condiciones y límites establecidos en los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño para los distintos estados de operación, proteger la estabilidad del SIN y evitar el colapso de voltaje.</p> <p>Servicio Complementario de Desconexión de Cargas:</p> <p>Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño: Son un conjunto de requisitos técnicos mínimos con los que se debe operar el sistema eléctrico en condiciones normales y de emergencia, a fin</p>	<p>Observaciones:</p> <p>1.Homologar los conceptos y definiciones conforme la Normativa ya existente, por lo que se recomienda cambiar Coordinado por Agentes del mercado eléctrico nacional y las empresas transmisoras. Porque la LGIE ya los define de la siguiente manera: Agentes del mercado eléctrico nacional: Las empresas generadoras, distribuidoras y comercializadoras que cumplan los requisitos que a tal efecto establezca el Reglamento; y los consumidores calificados que hayan optado por actuar como tales. Son las acciones de los agentes las coordinadas por el Operador del Sistema, no los agentes.</p> <p>2.En la definición Proveedor de Servicios Complementarios eliminar “esta norma técnica” porque la presente propuesta transitoria no define todos los servicios complementarios, y el ROM sí en sus definiciones y su artículo 59; considerar mantenerlo solo si se agrega en la propuesta los tipos de servicios complementarios reconocidos y los que rige esta norma.</p> <p>3.Eliminar la definición de Regulador Automático de Voltaje ya que este es un equipo de conocimiento de los agentes y existen diversas marcas y modelos. La norma solo debe hacer referencia a definiciones regulatorias.</p> <p>4.En la definición de Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva se recomienda utilizar la definición del RMER, es importante que esta Norma también defina Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo para los distintos estados de</p>	AHPEE	<p>1. El comentario no procede. Se incluye la definición de Coordinado porque a diferencia de la definición de Agentes del MEN, esta contempla a las Empresas Transmisoras, las cuales son objeto de esta Norma Técnica. Además, se informa que la Norma Técnica de Programación de la Operación, ya introduce la definición de Coordinado en la regulación, el cual, a su vez es un término que abrevia ambas figuras (Agentes del MEN y Empresas Transmisoras).</p> <p>2. El comentario no procede. Se refiere a los servicios complementarios definidos en esta norma técnica los cuales son el control de voltaje y potencia reactiva y desconexión de carga.</p> <p>3. El comentario no procede. Se incluyó la definición de Regulador Automático de Voltaje porque la presente Norma Técnica establece lineamientos específicos para estos dispositivos.</p> <p>4. El RMER no incluye una definición explícita del Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva. Sin embargo, la definición incluida en esta Norma Técnica se encuentra armonizada con las disposiciones incluidas para la regulación de potencia reactiva incluidas en el RMER. Los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo en los distintos estados de operación, ya se encuentran incluidos en la Norma Técnica de Programación de la Operación, por lo cual, no se considera necesario incluirlos en esta Norma Técnica.</p>



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			de asegurar que la energía eléctrica suministrada sea adecuada para su uso en los equipos eléctricos de los usuarios finales, que se mantenga una operación estable y se limiten las consecuencias que se deriven de la ocurrencia de contingencias, y que se mantenga el balance carga/generación en el SIN, cumpliendo con los intercambios programados y a la vez contribuyendo a la regulación de la frecuencia.	operación, ya que se mencionan en todo el documento; considerar colocarlos en un anexo a esta norma.		
12	Título 1	Artículo 3	Se sugiere valorar lo dispuesto en el Artículo 117 del ROM que establece: Gradualidad en la aplicación de los requisitos técnicos relativos a la provisión de Servicios Complementarios por parte de las unidades generadoras. "Los propietarios de unidades generadoras dispondrán de un plazo de un (1) año a partir de la entrada en vigor de la Norma Técnica de Servicios Complementarios para adaptar sus instalaciones de manera que puedan cumplir con los requisitos técnicos relativos a la provisión de Servicios Complementarios." En tal sentido, ya que si bien la Norma Transitoria no es propiamente la de SSCC, el fondo de la disposición contenida en el ROM hace alusión a la prestación de los servicios y no al instrumento.	Verificación de lo establecido en el ROM	CND	El comentario es procedente, se realizó la modificación correspondiente a fin de establecer que los Coordinados tendrán el plazo de 1 año para adecuar sus instalaciones para proveer los Servicios Complementarios. Lo anterior con el fin de que este en consonancia con lo establecido en el ROM.
13	Título 1	Artículo 3	1._ En este artículo del ámbito de la aplicación aparece lo que evidentemente se pretende que sea una definición, citando: " 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." Al ser esta una definición, debería estar contemplada en el artículo correspondiente a definiciones el "Artículo 2." Esta definición debería estar en el apartado del Art. 2 de definiciones. Una vez lo anterior 2._ Se sugiere: Si fuera posible, enriquecer la definición del control de voltaje, potencia reactiva, y desconexión de carga, en cuanto a normativa internacional IEEE, ANSI / IEC. (se debe verificar si hay mención dedicada al tema en la IEEE, ANSI / IEC) 3._ El concepto de "Desconexión de Cargas" si está contemplado en el artículo correspondiente a definiciones el "Artículo 2."	1._ Para mantener el orden de contenido. 2._ Como una ayuda referencial para nuestra normativa nacional.	SEN	1.El comentario no procede. El texto refuerza el ámbito aplicación de la norma, que para efectos del Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva requiere de la participación de todos los Coordinados. 2. El comentario no procede, la definición del SSCC de Control de Voltaje y Potencia Reactiva se define armonizando lo establecido en el RMER y la regulación nacional. 3. Si, la definición de "Desconexión de Cargas" está incluida en el artículo de Definiciones. El comentario no procede porque no se identifica una propuesta de mejora.
14	Título 1	Artículo 3	Artículo 3. Ámbito de la Aplicación. El Servicio Complementario de 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	Observaciones: 1.Homologar los conceptos a lo que establece la LGIE, RGLIE, ROM,	AHPEE	1. El comentario no procede. El término Coordinado ya ha sido introducido en la regulación a través de la Norma Técnica de Programación de la Operación, el cual, es un término ampliamente conocido dentro del subsector eléctrico. Además, se aclara que el término Coordinado es un término abreviado



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			<p>eléctrica, por lo que su aporte involucra a las Empresas Distribuidoras respecto a sus clientes, a todos a los agentes del mercado eléctrico nacional y a las empresas transmisoras:</p> <p>a) El Operador del Sistema. b) Las Empresas Generadoras. c) Las Empresas Transmisoras. d) Las Empresas Distribuidoras. e) Los Consumidores Calificados que...</p> <p>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 agentes del mercado eléctrico nacional y a las empresas transmisoras.</p> <p>El Servicio Complementario de Desconexión de Cargas involucra a los siguientes:</p> <p>a) El Operador del Sistema. b) Las Empresas Distribuidoras. c) Los Consumidores Calificados. d) Las Empresas Transmisoras.</p>	<p>en este artículo es mejor hablar de los agentes del Mercado eléctrico nacional y a las empresas transmisoras involucrados en El Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva y en El control de voltaje y potencia reactiva.</p> <p>2.Considerar que las distribuidoras también deben estar involucradas en el control de potencia reactiva respecto a sus consumidores o clientes que mantienen, ya que estos últimos pueden igualmente afectar la seguridad del SIN, por tanto, se recomienda especificar que este párrafo incluye igualmente a la distribuidora y sus clientes y de esta manera se tenga ese alcance.</p>		<p>que incluye los Agentes del MEN y las Empresas Transmisoras.</p> <p>2. El comentario no procede. Se aclara que la Empresa Distribuidora al comprar energía para sus clientes, actúa en representación de sus clientes. Por ende, la Empresa Distribuidora tiene la obligación de cumplir con los requerimientos de control de voltaje y potencia reactiva indicados por el Operador del Sistema en el punto de conexión a la red, siendo estas obligaciones independientes de sus clientes y su ubicación.</p>
15	Título 2	Artículo 4	<p>agregar , un párrafo que establezca un proceso mas especializado de prueba, en caso que el operador de sistema concluya , que es necesario, para comprobar el adecuado funcionamiento del servicio . este proceso se hará mediante un auditor externo conforme la norma técnica de inspección y verificación.</p>	<p>Articulo 4 procedimiento de habilitación, Pagina 3 inciso 4, no tiene consistencia con la norma de inspección y verificación, en la norma se dice de un auditor técnico, será necesario aclarar que abran las pruebas supervisadas por el operador de sistema y realizada junto al Coordinado y una alternativa más especializada en caso de requerirse a criterio del operador mediante la contratación de auditor externo , a cargo del agente, el coordinador no tendrá opción a reclamo a cerca de los resultados de la prueba, ya que el deberá esta de acuerdo con el protocolo de pruebas aceptándolo por escrito, y su personal ejecutara las acciones operativas, para hacer posible la prueba.</p>	CND	<p>El comentario no procede. La Norma Técnica de Inspección y Verificación establece en su sección 7 que toda auditoria técnica debe iniciarse con la notificación por parte del Operador del Sistema al Coordinado de acuerdo con lo definido en el Plan Anual de Auditorias Técnicas (PAAT), por tanto, poner la auditoria técnica como alternativa a las pruebas descritas no sería posible, ya que no estarían planificadas de acuerdo al PAAT elaborado por el Operador del Sistema. Además, se aclara que para efectos de la supervisión del adecuado funcionamiento del servicio complementario, lo anterior ya se encuentra contenido en el inciso c, del artículo 7 de la norma.</p>
16	Título 2	Artículo 4	<p>Numeral 1: agregar justo antes del punto y seguido, después de la palabra frase "Norma Técnica" lo siguiente: "y cualquier otra información que fuere requerida por el operador del sistema. "</p> <p>Numeral 2: Se sugiere establecer parámetros para las excepciones, ya que si bien en la normativa no se pueden contemplar todos los casos posibles, resulta prudente establecer ciertos lineamientos, esto como mecanismo tanto de guía como de control.</p> <p>Numeral 4: El párrafo segundo del numeral 4 debería pasar a ser el párrafo último del numeral 3 ya que tiene más relación con este.</p>	<p>Por lo general, tal como se ha destacado en procesos anteriores, en la mayoría de ocasiones es necesario solicitar información complementaria. En este sentido, se sugiere establecer la potestad de solicitar información tal como se establece en el Artículo 7 del ROM.</p> <p>Aplicación de la Norma Técnica de Inspección y Verificación.</p>	CND	<p>1. El comentario no procede. Lo anterior ya se encuentra contenido dentro del numeral 1. Este menciona que dentro de la solicitud de habilitación, el Coordinado deberá identificar el equipamiento, unidad o central generadora, y toda la información requerida para dicha habilitación de acuerdo con lo establecido en esta norma técnica, además, se aclara que el suministro de información es una facultad que el Operador del Sistema posee por Ley, por ende, no se considera necesario incluirlo en dicha normativa.</p> <p>2. El comentario procede. No es conveniente establecer parámetros para determinar una excepción ya que los mismos pueden ser diversos y no resulta practico colocar todos los posibles. Sin embargo, de manera adicional, se informa que la</p>



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			<p>Numeral 5: Valorar sobre la participación de la CREE en el segundo ensayo que al efecto se realice, esto a efectos de procurar en todo momento imparcialidad en las actuaciones.</p> <p>En diversos apartados se habla sobre el desarrollo de verificaciones por para determinar el cumplimiento por parte del Coordinado, interpretándose que es el personal del ODS quienes la desarrollarán, de ser así, esto entra en conflicto con la Norma Técnica de Inspección y Verificación (NT-IV), ya que en el objeto y alcance de dicha norma se establece que es el instrumento contentivo de los lineamientos para realizar ensayos y verificaciones a los coordinados. En este sentido, se sugiere que los ensayos se realicen de conformidad con lo indicado en el numeral 12.1 literal "a" de dicha norma (valorar sobre su procedencia). Asimismo considérese que, al ser transitoria la norma propuesta, cuyo acto administrativo de emisión no contempla la suspensión de otra, las disposiciones de una norma específica sobre el tema de verificaciones tendría preeminencia de aplicación.</p> <p>Considerar que el ODS emite resoluciones, pues el certificado es el reconocimiento de una condición o derecho subjetivo, pero no constituye el acto a través del cual se establecen los resultados. (numeral 6, literal "a"). Se sugiere que en lugar del certificado se establezca un registro público, tal como se indica en el borrador de la</p>			<p>normativa se modificó para que el Operador del Sistema pueda establecer los criterios para la aplicación de excepciones enmarcadas en el artículo 6 y de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 33 de la presente normativa.</p> <p>3. El comentario procede, se realiza la modificación.</p> <p>4. El comentario no procede, la participación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica es opcional, y en caso de que se solicite su presencia, esta será únicamente en calidad de observador.</p> <p>El comentario no procede. Se aclara que los fines de las verificaciones solicitadas en el artículo 4 están asociadas a la habilitación del Coordinado como proveedor, y no en el marco de investigar amenazas pasadas o potenciales a la seguridad del SIN o por inconsistencias en la información presentada por el Coordinado como se establece en el numeral 12.1, literal a, de la Norma Técnica de Inspección y Verificación.</p> <p>Con respecto a la emisión de resoluciones, se informa que se realizan las modificaciones correspondientes a fin de dar mayor claridad sobre el "documento" que emite el CND que se menciona en el numeral 6 del artículo 5. Asimismo, con respecto al registro se aclara que el mismo se creará con la Norma Técnica de Servicios Complementarios en vista que dicha norma es de carácter definitivo.</p>
17	Título 2	Artículo 4	<p>1. El interesado debe de presentar ante el operador del sistema la solicitud de habilitación....</p> <p>Al final del artículo:</p> <p>El operador del sistema deberá elaborar un manual o deberá establecer un modelo estándar de plantilla con la información y formatos requeridos.</p>	Se entiende que un "coordinado" ya ha sido habilitado	Persona Natural	<p>El comentario no es procedente. Para efectos de esta Norma Técnica, cuando se refiere a un Coordinado se entiende que este no ha sido habilitado como proveedor de servicios complementarios. Por lo tanto, se entiende que los Coordinados deben de presentar una solicitud de habilitación para ser considerados como proveedores de servicios complementarios.</p> <p>Respecto al segundo comentario planteado, se informa que el comentario procede parcialmente. Se modifica la redacción del párrafo mencionado para mejorar la comprensión del lector.</p>
18	Título 2	Artículo 4	1. Artículo 4 numeral 4, sección A, que habla de quien suministrará los viáticos. Esto Contradice el Código de conducta Servidor público. -Código de Conducta ética señala en su Art. 18 que habla que el SERVIDOR PUBLICO no podrá recibir de ningún ente privado, ningún tipo de dádivas para o por razón de viajes o viáticos pues esto ya está establecido en proceso administrativo de las instituciones públicas.	Por comparación integral de otras leyes y reglamentos.	SEN	El comentario procede parcialmente. Se informa que se realizaron las modificaciones correspondientes a fin de establecer que los pagos por motivos de viáticos deberán de realizarse conforme con la normativa vigente, que les sería aplicable al Operador del Sistema según su naturaleza. Además, se aclara que el servidor público no recibe en ningún momento dádivas para o por razón de viajes.
19	Título 2	Artículo 4	Eliminar o detallar cómo se realizará lo descrito en el numeral 4 del art, 4, que se lee: "los costos de los ensayos para la habilitación, de existir, serán a cargo del solicitante, en este	Este párrafo contradice directamente lo establecido en el código de conducta ética del servidor público y sus reglamentos. Específicamente en el Título III, Artículo 24, y se presta además	SEN	El comentario procede parcialmente. Se informa que se realizaron las modificaciones correspondientes a fin de establecer que los pagos por motivos de viáticos deberán de realizarse conforme con la normativa



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			<p>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."</p> <p>Se puede establecer y se debería citar el procedimiento administrativo correspondiente sobre la aplicación de este monto y el pago respectivo de la empresa al operador del sistema (pago de TGR, etc.) de manera que no se preste a ambigüedad ni quede sujeto a interpretación, tal que, se preste a conflicto de intereses y limite las facultades de aprobación del ensayo según se establece en el art. 18, art. 24 en el cumplimiento de las funciones del servidos público.</p>	<p>prestación de dádivas por la parte interesada de la habilitación del servicio complementario y a la generación de conflicto de intereses (art. 18.) que limiten las facultades de aprobación en la elaboración de dichos ensayos.</p> <p>Estos gastos de viaje y movilización deben ser gestionados por el servidor público a lo interno de la institución y sin ningún tipo de contacto con la empresa interesada.</p>		<p>vigente, que les sería aplicable al Operador del Sistema según su naturaleza.</p>
20	Título 2	Artículo 4	<p>Paso 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 decisión aceptando o rechazando la solicitud, debiendo de notificarla al solicitante con copia a la CREE.</p> <p>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 CND deberá de adjuntar un informe de evaluación de las excepciones.</p>	<p>Paso 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 decisión aceptando o rechazando la solicitud, debiendo de notificarla al solicitante con copia a la CREE.</p> <p>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 CND deberá de adjuntar un informe de evaluación de las excepciones.</p>	ENEE	<p>El comentario procede parcialmente. Se sustituye la palabra ODS, pero no por CND. En este caso, se informa que se ha incorporado a la norma, la definición de Operador del Sistema donde se indica que es una 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 Sistema Interconectado Nacional y su coordinación con el Sistema Eléctrico Regional, y de la administración del Mercado Eléctrico Nacional y su coordinación con el Mercado Eléctrico Regional.</p> <p>Lo anterior ha sido planteado en alusión a la función que tiene el Centro Nacional de Despacho de acuerdo con la LGIE.</p>

N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
21	Título 2	Artículo 4	<p>Artículo 4. Procedimiento de Habilitación. El CND es el responsable de habilitar al Coordinado que proveerá el servicio complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva, y Desconexión de Cargas, identificando su equipamiento, unidad o central generadora, sistema, instalación o demanda.</p> <p>4. El CND 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, deberá planificar las pruebas para verificar que el equipamiento, instalación, sistemas o generación cumplen con los requisitos técnicos y operativos que se establecen en esta norma técnica. El CND administrará los ensayos en coordinación únicamente con el solicitante y junto con personal de este.</p> <p>4.... Cuando se trate de una solicitud de habilitación con excepciones, el CND deberá analizar la justificación y el costo asociado al cumplimiento, así como el impacto en el SIN y el cumplimiento de los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo y Máximo.</p> <p>6.... (b) Si la decisión es favorable, el operador del sistema emitirá un certificado de habilitación al proveedor de servicios complementarios con copia a la CREE. El certificado identificará el nombre del proveedor del servicio complementario; los servicios complementarios habilitados; el conjunto de equipamientos, sistemas e instalaciones habilitadas y los costos adicionales a reconocer, de acuerdo con las Leyes y Reglamentos, asociado al cumplimiento para proveer el Servicio Complementario.</p>	<p>Incluir todos los Servicios Complementarios que hace referencia esta Norma Transitoria. Pareciera que solo son estos tres servicios y la norma establece otros servicios complementarios.</p> <p>_____</p> <p>Aclaración de los responsables de la coordinación de las pruebas. Es necesario establecer que el CND es el responsable de esta verificación.</p> <p>_____</p> <p>Se deben definir los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño como parte de esta norma, para mayor claridad en el análisis de la justificación. Dentro de la norma se está estableciendo los valores de los servicios complementarios y por esto es necesario definir también los valores del sistema para los criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño</p> <p>_____</p> <p>Para tener congruencia con el Art 4 inciso 2 (a) de esta Norma Transitoria.</p>	LUFUSSA	<p>1. El comentario no procede. En este caso no aplica agregar la Desconexión de Carga porque en este mismo artículo se establece que dicho servicio complementario no requiere habilitación. Además, respecto a la propuesta de sustituir el término operador del sistema por CND, se informa que se ha incorporado a la norma, la definición de Operador del Sistema donde se indica que es una 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 Sistema Interconectado Nacional y su coordinación con el Sistema Eléctrico Regional, y de la administración del Mercado Eléctrico Nacional y su coordinación con el Mercado Eléctrico Regional. Lo anterior ha sido planteado en alusión a la función que tiene el Centro Nacional de Despacho de acuerdo con la LGIE.</p> <p>2. El comentario no procede. Con respecto a aclarar que el Operador del Sistema es el encargado de la verificación de las pruebas para la habilitación de un Coordinado, esto ya se encuentra contenido en el numeral 4 de este artículo.</p> <p>3. El comentario no procede. Los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo (CCSDM) ya están definidos en un anexo de la Norma Técnica de Programación de la Operación. Por lo tanto, no se considera necesario agregarlos en esta Norma Técnica.</p> <p>4. El comentario no procede. No obstante, se informa que se procedió a modificar el artículo, en el sentido de establecer que el Operador del Sistema emitirá una resolución para los efectos de la habilitación. No obstante, se aclara que en la resolución únicamente se establecerá información básica referente al servicio complementario, todo lo relativo a los costos adicionales en que incurrirá el Coordinado para poder cumplir con el SSCC deberá ser tratado entre la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en su calidad de empresa distribuidora y la empresa generadora correspondiente.</p>
22	Título 2	Artículo 4	Aclarar el sentido que se le ha pretendido dar a la parte final del numeral 1 de este artículo en relación a la obligatoriedad o no de formular un manual y/o un modelo estándar de plantilla.	De la lectura del párrafo final del numeral 1, existe una incongruencia que causa confusión, ya que por una parte se establece que el operador del sistema "podrá" elaborar un manual y seguidamente se consigna que "debera" establecer un modelo estándar de plantilla. No obstante, entre estas dos opciones se pone la letra "o" entendiéndose que el operador puede hacer una u otra, pero contradictoriamente en la primera lo deja como una posibilidad mientras que en la segunda la deja como un deber, que sería una obligación, de tal forma que no queda claro si tales acciones son obligatorias u opcionales.	Otros	El comentario es procedente. El texto se ha modificado como se muestra a continuación: El operador del sistema deberá elaborar un manual o establecer un modelo estándar de plantilla con la información y formatos requeridos.
23	Título 2	Artículo 4	Proponemos realizar una revisión de las observaciones para reescribir el proceso de habilitación, ya que no considera algunos	Observaciones:	AHPEE	1. Conforme con lo establecido en el artículo 4 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) todas las empresas están obligadas a



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			<p>elementos importantes para evitar contradicciones, malas interpretaciones o vacíos.</p>	<p>1. Es importante que el regulador revise el procedimiento propuesto, dado que la redacción actual propone que el Agente o Empresa de Transmisión (coordinado) presente una solicitud de habilitación como proveedor del servicio bajo condiciones que pueden ser contradictorias a las de su contrato preexistente. Es importante mencionar que una solicitud se define como documento por el cual una persona natural o jurídica se dirige al órgano competente sobre esa materia según la normativa vigente para formular una petición. Ningún agente del mercado eléctrico nacional presentará una solicitud para cumplir con algo que implicará un incumplimiento de su contrato.</p> <p>2. Por concepto de solicitud pareciera que los que quieran ser habilitados deberán presentar la solicitud, sin embargo, en el párrafo final de este artículo menciona que en caso de que el proveedor no presente la solicitud el Operador del Sistema requerirá al proveedor. Es importante mencionar que mientras no presente la solicitud no es un proveedor del servicio por lo que se recomienda revisar los conceptos ya que en procedimiento de Habilitación de servicio se habla de igual manera del Agente o Empresa de Transmisión “Coordinado” como del “Proveedor del servicio”</p> <p>3. Otra observación por la que el procedimiento debe ser revisado nuevamente, ya que se considera que no debería ser una solicitud, pero si un proceso de habilitación interno en el Operador del Sistema con requerimiento de información y que finalice con una consideración de “proveedor de servicio”, es que dice que el Operador del Sistema podrá rechazar dicha solicitud. En ese caso ¿finaliza el proceso?, ¿El agente queda excluido?, ¿No se entregará el servicio complementario? Se recomienda aclarar que sucederá</p> <p>4. En el inciso 4: Es importante que el Regulador aclare ¿Quién es el responsable de la coordinación de las pruebas?, se debe establecer que el Operador del Sistema es el responsable de esta verificación.</p> <p>5. En el inciso 4: Nuevamente recomendamos al Regulador definir en alguna parte de esta norma, que podría ser en un anexo, los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño para los distintos estados de operación, así como se establecen los valores de los servicios complementarios citados en esta norma.</p> <p>6. En el inciso 6: El regulador debe considerar dentro de la redacción de este inciso, que con la habilitación del Proveedor de servicios y la emisión del certificado se deben especificar los costos adicionales a reconocer, de acuerdo con las leyes, reglamentos y normas asociadas con el cumplimiento para proveer el servicio</p>		<p>cumplir en tiempo y forma con las normas de calidad en el servicio y con todos los requisitos derivados de otras normas legales y reglamentarias que le sean aplicables. En ese sentido el comentario realizado resulta improcedente. Asimismo, se informa lo siguiente: a) con el fin de dar mayor claridad se incorporó un artículo relacionado a los contratos preexistentes. Este artículo establece que el Operador del Sistema determinará los requerimientos mínimos de servicios complementarios que suministrarán los Coordinados con independencia de lo que estos hayan pactado en sus contratos de compra con la Empresa Distribuidora o a quien le estén vendiendo su energía.; y b) La CREE emite las regulaciones con la finalidad de mejorar la aplicación de la LGIE, y Reglamentos, las implicaciones legales en las que puedan incurrir los Coordinados no es competencia de la presente norma.</p> <p>2. El comentario es procedente. Se revisó el uso del término Proveedor de SSCC y se revisó el uso del término coordinado en las diferentes etapas del procedimiento de habilitación y en el resto de la norma técnica.</p> <p>3. El comentario procede parcialmente. La presente normativa contempla la obligación de presentar una solicitud en vista que los Agentes del MEN son los responsables de acreditar ante el CND la documentación necesaria que acredite que podrán proveer el SSCC o en su defecto especificar los motivos por los cuales se les concederá una excepción.</p> <p>Además, se informa que con el objetivo de establecer mayor claridad en el proceso de habilitación, se ha modificado el artículo indicando que en caso que el Operador del Sistema rechace una solicitud de habilitación, el Coordinado estará incumpliendo las disposiciones indicadas en esta normativa, y se informará a la CREE para su tratamiento. Lo anterior sin perjuicio que el interesado impugne la decisión del CND conforme con lo establecido en la LGIE y el RLGIE.</p> <p>4. El comentario no es procedente. El inciso 4 ya indica que el responsable de la coordinación de pruebas es el Operador del Sistema en coordinación con el solicitante de habilitación.</p> <p>5. El comentario no es procedente. Los CCSDM ya se encuentran incluidos en la Norma Técnica de Programación de la Operación, por lo tanto, no se considera necesario incluirlos en la presente norma.</p> <p>6. El comentario no es procedente, el documento emitido por el</p>



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
				<p>complementario.</p> <p>7. En el inciso 6: en cuanto al periodo de tres meses que se le da al Proveedor de servicio para presentar la solicitud de habilitación después de la entrada en vigencia de la norma es importante mencionar:</p> <p>a) Si se seguirá considerando presentar la solicitud ya que parece más una obligación.</p> <p>b) Independiente del caso del inciso anterior se debe considerar el periodo de gradualidad que otorga el ROM en su artículo 117, el cual se cita en el siguiente párrafo, además se debe tener en cuenta que en caso de que sea necesario realizar inversiones, los tiempos de entrega de los fabricantes son prolongados y no son equipos que puedan encontrarse en el mercado local.</p> <p>«Artículo 117 del ROM. Gradualidad en la aplicación de los requisitos técnicos relativos a la provisión de Servicios Complementarios por parte de las unidades generadoras. Los propietarios de unidades generadoras dispondrán de un plazo de un (1) año a partir de la entrada en vigor de la Norma Técnica de Servicios Complementarios para adaptar sus instalaciones de manera que puedan cumplir con los requisitos técnicos relativos a la provisión de Servicios Complementarios»</p>		<p>CND únicamente reflejará la información básica referente al servicio complementario. Lo relativo a los costos adicionales que puedan ser reconocidos a los Coordinados, en caso de aplicar, es un aspecto que deberá ser tratados entre las partes que suscribieron los contratos pre existentes.</p> <p>7. 7.A. El inciso 6, debe entenderse como que, una vez aprobada esta norma técnica, el tiempo máximo para presentar la solicitud de habilitación es de 3 meses.</p> <p>7. B El comentario es procedente. Se informa que se ha modificado el plazo de tiempo de 6 meses a 1 año, para estar en concordancia con el artículo 117 del ROM.</p>
24	Título 2	Artículo 5	<p>Respecto de las excepciones se debe tomar en consideración el caso de centrales con contratos preexistentes, esto en el sentido de manifestar imposibilidad técnica en proveer dichos servicios, aduciendo que el rendimiento financiero del contrato</p> <p>En este sentido, de acuerdo con lo indicado en el Artículo 5, párrafo tercero, se comprende que la excepción no los exime de las obligaciones correspondientes, sino que dispensan temporalmente la imposibilidad técnica pero debiendo cumplir con la obligación comercial. En este caso, resultaría natural que el incumplimiento técnico resulta por cuestiones financiera, de ser así el coordinado también se vería afectado en cumplir con la obligación comercial.</p> <p>Lo anterior, se considera en el sentido de determinar quien deberá pagar los costos de sobre asignación de dichos servicios por el cumplimiento de otros, esto considerando que la empresa Distribuidora fue quien suscribió los contratos, se deberá determinar así si en el contrato se estableció la obligación de proveer dichos servicios, de ser así, el obligado es el agente generador (cuando corresponda), en caso contrario el mercado debe asumir dicho costo. (la Demanda)</p>	<p>para determinar adecuadamente la compensación de costos por excepción en el caso de contratos preexistentes.</p>	CND	<p>El comentario procede parcialmente. Para mayor claridad se agrega el artículo 5 donde se establece como serán tratados los Contratos Preexistentes. Este artículo establece que el Operador del Sistema determinara los requerimientos mínimos de los servicios complementarios que suministrarán los Coordinados con independencia de lo que estos hayan pactado en sus contratos de compra con la Empresa Distribuidora o a quien le estén vendiendo su energía.</p> <p>Adicionalmente se informa que la regulación no tiene como fin indicar las acciones legales que puedan realizar las Empresas Generadoras con Contratos Preexistentes como resultado de los cambios regulatorios.</p>



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
25	Título 2	Artículo 5	Podría ser cuando los costos adicionales, por brindar el servicio sean superiores, a la tecnología más económica que pueda dar un servicio equivalente.	<p>Artículo 5 excepciones inciso 1 b), pagina 5: la comisión debería establecer un porcentaje de inversión en función de la tecnología, para describir un costo excesivo y no dejar abierto a interpretación.</p> <p>Artículo 5 excepciones inciso 1 b), pagina 5: “No se permitirá solicitar excepciones a la habilitación para la habilitación de instalaciones o equipamiento nuevo.” A partir de la fecha de publicación de esta norma, cualquier equipo de generación que pretenda participar en el mercado eléctrico deberá ser capaz de cumplir con lo requerido en esta norma, se insta a las empresas compradoras a que en sus contratos señalen esta obligación para sus contrapartes vendedoras.</p> <p>pero queda la duda si un servicio se requiere y hay muchas excepciones quien estará obligado a hacer la inversión, por la deficiencia de estas centrales con excepción?</p>	CND	<p>1. El comentario no procede. Los costos excesivos deben evaluarse al momento de la solicitud de habilitación, por lo que no se encuentra que es posible definir previamente una referencia para establecer un valor dado que se trata de una circunstancia sui géneris.</p> <p>2. El comentario no procede. A partir de la fecha de publicación de esta Norma Técnica, los generadores deben cumplir con esta regulación, incluso aunque no se encuentre establecido en sus contratos. Asimismo cabe mencionar que en caso de que la Empresa Generadora con contratos preexistentes deba de realizar el pago de compensaciones debido a una imposibilidad técnica, esta deberá de aplicar los mecanismos correspondientes conforme con lo establecido en su contrato de suministro para que la Empresa Distribuidora reconozca dichos costos.</p> <p>3. Las excepciones deben corresponder a un limitado número de casos por lo que no se identifica que existirán deficiencias significativas que deterioren la adecuada operación del sistema.</p>
26	Título 2	Artículo 5	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 excepción será permanente.	Si existe inviabilidad técnica o financiera, el CND dentro de los análisis de planificación de largo plazo debe buscar soluciones costo efectivas para la provisión de los servicios complementarios.	Persona Natural	El comentario no procede. En caso de que un Coordinado no pueda proveer el SSCC indicado, este deberá solicitar una habilitación con excepción, no obstante, esto no los exime de su obligación comercial. Es decir, en caso de que el Coordinado no pueda cumplir con los requerimientos indicados obligando al Operador del Sistema a convocar generación forzada para cumplir con los requerimientos de control de voltaje y potencia reactiva, el Coordinado deberá pagar como compensación el sobre costo ocasionado al despacho.
27	Título 2	Artículo 5	<p>Definir las excepciones, su alcance y en qué medida una excepción puede o no liberar el pago de una multa o compensación, ya que se presenta ambigüedad entre los párrafos del art. 5.</p> <p>Sugiero revisar y mejorar tanto la estructura de este articulo como su redacción, para una mejor comprensión.</p>	<p>Primero se indica que si un proveedor no logra adecuar sus instalaciones en el plazo brindado posterior a la aprobación de esta NT (6 meses) debe:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Cumplir con la obligación comercial derivada de su responsabilidad de contribuir con el servicio complementario. 2. Pagar las compensaciones establecidas en esta NT. 3. Realizar las modificaciones correspondientes a sus instalaciones para proveer el Servicio Complementarios. 4. Obligatoriedad de solicitar ante el ODS una excepción al cumplimiento del requerimiento técnico de sus instalaciones. <p>Posteriormente, especifica que, si puede demostrar imposibilidad técnica, operativa o que esta adecuación acarrea costos excesivos se le puede extender una excepción no mayor a 5 años y esta es prorrogable. Esto significa que podría estar renovándose dicha extensión indefinidamente, sin el cumplimiento de las adecuaciones requeridas.</p> <p>Finalmente se indica que el proveedor que obtenga una excepción, no se encuentra en incumplimiento del servicio complementario, siempre que cumpla con su responsabilidad de contribuir con dicho</p>	SEN	<p>El comentario no es procedente, ya que no se identifica en el comentario que es lo que se debe mejorar en la estructura de este artículo.</p> <p>Se aclara que una habilitación con excepción no exime al coordinado del pago de la compensación para cumplir con su obligación comercial.</p> <p>De manera informativa, se informa que se ha modificado el periodo de tiempo de 6 meses a 1 año para que los Coordinados puedan adecuar sus instalaciones y proveer el servicio complementario, para estar en concordancia con el artículo 117 del ROM.</p>



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
				servicio.		
28	Título 2	Artículo 5	<p>1._Se sugiere definir y establecer mejor el alcance del concepto de EXCEPCIONES.</p> <p>La Propuesta de Norma técnica NO DEFINE el término; "Excepciones", lo que abarca y en lo que consiste en el "Artículo 2 DEFINICIONES" y además se encuentra inconsistencia por la obligatoriedad del servicio complementario de CRV y R de PR_Q mencionado en el "Artículo 10" donde establece que:</p> <p>"Los requisitos de control de voltaje y reactivo en la presente norma técnica SON OBLIGATORIOS para las empresas Generadoras, Empresas Transmisores y Empresas Distribuidoras, corresponden un requerimiento mínimo, por lo que NO les corresponde una remuneración explícita adicional por el servicio complementario. "</p>	Este no está contemplado en el artículo de DEFINICIONES.	SEN	<p>1. El comentario no procede. No se considera necesario definir el concepto de excepciones, en vista que es un término cuyo significado engloba lo que la norma pretende transmitir. Se agrega que la norma ya establece el alcance de las excepciones. Además, tampoco se considera conveniente establecer parámetros para determinar una excepción ya que los mismos pueden ser diversos y no resulta práctico colocar todos los posibles". No obstante, se informa que se ha modificado la norma indicando que el Operador del Sistema podrá realizar una socialización para establecer los criterios que tomará en consideración para la aplicación de las excepciones, siendo las mínimas indicadas las ya establecidas en este artículo.</p> <p>Adicionalmente se informa que no se identifica una propuesta de mejora en el comentario, por lo tanto, el comentario no procede.</p>
29	Título 2	Artículo 5	No se permitirá solicitar excepciones para la habilitación de instalaciones o equipamiento nuevo.	Eliminar este párrafo ya que presenta redundancia de redacción con el resto del texto de este artículo.	LUFUSSA	El comentario procede parcialmente. Se mejora la redacción del texto, sin embargo, no se eliminará el párrafo, ya que lo que se pretende es aclarar que no se pueden solicitar excepciones para instalaciones o equipos nuevos, ya que estas deberán estar adecuados para proveer el SSCC.
30	Título 2	Artículo 5	Se propone revisar nuevamente el artículo 5, con el propósito de que se tengan en cuenta las observaciones realizadas en la justificación:	<p>Observaciones:</p> <p>1. El Agente o Empresa de Transmisión ("Coordinado") no debe tener la obligación de analizar medidas para modificar contratos preexistentes, si no, que debe ser el regulador que indique como se manejarán estas condiciones y comparaciones entre lo que propondrá la nueva normativa y lo establecido en los contratos preexistentes.</p> <p>2. Se recomienda modificar el plazo de 6 meses, ya que podría resultar corto para las plantas que deben hacer inversiones (rediseño, compra, instalación y pruebas de equipos de fabricantes), en especial si deben dar cumplimiento a lo indicado en el artículo 6 de esta propuesta, porque hay demora en tiempos de entrega, transporte, desaduanaje, instalación, pruebas, entre otros, de manera que, se sugiere reemplazar e indicar que el Agente o Empresa de Transmisión (coordinado) tiene obligación de presentar sus análisis técnicos y de ser factible los cambios, la presentación de un plan de adecuación con cronograma de trabajo, que contenga las fechas aproximadas de los principales hitos y cuando las instalaciones estarían adecuadas; cualquier modificación al cronograma deberá ser notificado y aprobado por el Operador del Sistema.</p>	AHPEE	<p>1. El comentario no procede. Los Coordinados son los encargados de realizar este análisis puesto que, al momento de presentar la solicitud de habilitación frente al Operador del Sistema, deben ser conscientes de las condiciones económicas, técnicas y operativas que afectan directamente la prestación del servicio, condiciones que reflejan las condiciones contractuales entre partes. Además, se informa que la regulación no tiene como fin indicar las acciones legales que puedan realizar las empresas generadoras con Contratos Preexistentes como resultado de los cambios regulatorios.</p> <p>2. El comentario procede. Se modifica el plazo de tiempo a un año. De no resultar suficiente este periodo de tiempo, se puede solicitar una excepción de acuerdo con el numeral 1, inciso A de este artículo en el cual debe informar un programa de medidas estableciendo el plazo en cual cumplirán todos los requerimientos. Sin embargo, esto no los exime de su obligación comercial de contribuir al requerimiento de SSCC.</p> <p>3. El comentario no procede. La regulación emitida por esta Comisión es de carácter general y conforme con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE). En ese sentido, cualquier posible costo asociado que pudiera ser reconocido por parte de la Empresa Distribuidora deberá ser tratado entre</p>



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
				<p>3. Asimismo, respecto al pago de compensaciones, en caso de que el proveedor no pueda cumplir debido a que el cumplimiento implicaría un incumplimiento de un contrato preexistente, confirmar que las compensaciones deberá pagarlas la contraparte (ENEE) por las implicaciones contractuales. Esto puede ser a través del concepto de pago por servicios complementarios (adicionales a lo establecido en el contrato) y esta Norma debe definir esos montos por cada servicio.</p> <p>4. Considerar el alcance de esta obligación, a efecto de asegurar que es técnicamente viable para cada planta, ya que algunas plantas pudieran no tener capacidad de cumplir ahora ni en los 5 años que indica como excepción; a la vez tomar en cuenta quien cubrirá los costos de inversión para los agentes que mantienen contratos preexistentes.</p>		<p>partes.</p> <p>4. La norma técnica establece que las excepciones se otorgan por un plazo de 5 años, no obstante, los Coordinados podrán solicitar una prórroga del plazo otorgado al Operador del Sistema quien deberá aceptar o rechazar la solicitud de habilitación con excepción. Se agrega que esto no los exime de su obligación comercial</p>
31	Título 2	Artículo 6	Si bien en el literal "c" se aborda sobre la supervisión de los servicios de acuerdo con lo indicado en el NT-IV, los ensayos previos a la habilitación también deben realizarse al tenor de lo indicado en dicha norma, y considerando que las pruebas referidas no están incluidas en el PAAT-2023 ni 2024, se debe valorar si se procede mediante la aplicación de auditorías extraordinarias, esto tal como se indica en los comentarios realizados en el Artículo 4	Aplicación de la Norma Técnica de Servicio Complementarios	CND	El comentario no procede. Se aclara que para efectos de supervisión y evaluación del servicio complementario, los ensayos o pruebas serán realizados de conformidad con lo establecido en la NT-IV, además, se informa que los ensayos y pruebas asociadas a la habilitación no pueden realizarse en el marco de la NT-IV puesto que forman parte de un proceso de habilitación del coordinado y no de supervisión del Coordinado.
32	Título 2	Artículo 6	Incluir un párrafo que diga claramente que los equipos de registro y comunicaciones hacia el concentrador de mediciones fasoriales del ODS, son responsabilidad del coordinado y que los protocolos de comunicación, deberán realizarse según lo establezca el ODS, basado en un estándar de comunicación típico para esta función.	En la redacción parece que el operador de sistema deberá, tener toda la infraestructura de comunicaciones para registrar la información de los PMU, es muy importante indicar que los coordinados, agentes y empresas transmisoras son los obligados a proveer los medios de comunicación y el operador es responsable por tener el equipo de concentración de señales. de lo contrario la CREE deberá aprobar presupuesto para asignar a tarifa, por el desarrollo de esa infraestructura.	CND	El comentario es procedente, se procede a realizar la modificación incorporando lo indicado.
33	Título 2	Artículo 6	Agregar: El operador del sistema evaluará en función de los contratos preexistentes la conveniencia del cumplimiento de lo establecido en esta norma. Cuando considere que las condiciones contractuales impliquen costos excesivos, deberá otorgar las excepciones que se indican en el artículo 5.	Las opciones de solución para la prestación de servicios complementarios deben evaluarse en función de las opciones que se pueden identificar que sean costo efectivas.	Persona Natural	El comentario no es procedente. Lo anterior ya se encuentra contenido en el artículo 5, donde se establece que 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.
34	Título 2	Artículo 6	„En este Artículo: "...el <u>CND</u> tiene la responsabilidad de supervisar el cumplimiento de las instrucciones y consignas de potencia reactiva y nivel de voltaje...para la verificación del cumplimiento del servicio complementario el operador del sistema utilizará la información obtenida del SCADA y sistemas en tiempo real y los registros instalados de acuerdo con los requisitos establecidos en esta sección. "	1. _Apreciación Propia. 2. _Se habla de un requerimiento de equipo mínimo que es necesario tener para poder cumplir con el servicio complementario. Este razonamiento está también comentado de nuestra parte en su artículo correspondiente. Ya que, si se está señalando al equipo de requerimiento mínimo compuesto por: AVR y Sincro-fasores, mismo	SEN	<p>1. El comentario no procede. 1.A. El artículo 6 indica de manera general las herramientas con las cuales el Operador del Sistema puede monitorear los SSCC, no indica explícitamente que el SCADA se utilizará exclusivamente para comprobación de la habilitación del AVR. 1.B. El inciso c contempla auditorías e inspecciones (verificaciones de campo) conforme con el PAAT.</p> <p>2. No se considera procedente la modificación, debido a que la instalación de estos equipos es con el objeto de supervisar la</p>



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			<p>Para la supervisión y evaluación del servicio complementario el operador podrá:</p> <p>(en estos incisos, se menciona que la manera en que se llevará acabo las supervisiones, es por información del SCADA, o registros instalados)</p> <p>En a) y b) menciona únicamente a las plantas generadoras, eólicas y solares; y menciona que se verificará si operan con AVR habilitado.</p> <p>Sin embargo, en el SCADA no existe una manera telemáticamente posible para verificar si las plantas se operan con AVR habilitado.</p> <p>en c) y d) me parece muy completo en mi apreciación, debido a que cita muy bien lo contenido en PLAN y NORMA.</p> <p>¿Será necesario añadir la posibilidad verificaciones de campo?</p> <p>2._Dentro del 3er párrafo se escribe: " Para supervisión de la regulación de voltaje, cada generador, sistema de almacenamiento de energía o elemento de compensación...La frecuencia de envío de datos debe ser en velocidades (tramas por segundo) que cumplan con el Estándar IEEC37.118. Además, estas unidades deberán poseer una capacidad de almacenamiento..."</p> <p>Este contenido de párrafo ¿no sería más adecuado contemplarlo dentro del Artículo 10 correspondiente a: Obligaciones y Requerimientos.?</p> <p>3._En el 4to Párrafo se lee que el CND habilitará y mantendrá un sistema de gestión y registro que provee cada generador, cada sistema de almacenamiento de energía o elemento de compensación habilitado.</p> <p>Dice que además habilitará un SERVIDOR dedicado con una capacidad de almacenamiento de información no menor a 6 meses proveniente de las unidades PMU de las centrales citando norma IEEE C37.118. ¿podrían especificar este párrafo; qué tipo de centrales?</p>	<p>que se señala de manera puntual y especifica equipo de control y naturaleza eléctrica. Que es lo que se pretende en el artículo correspondiente a las Obligaciones y Requerimientos, esto de cara a una Norma técnica.</p>		<p>operación del sistema, lo cual es el objeto del artículo en cuestión. Adicionalmente, se informa que se ha modificado el texto del artículo, para que los PMU sean instalados solo cuando el Operador del Sistema lo considere necesario.</p> <p>3. El comentario procede parcialmente. El término central se utiliza de manera general para indicar que se refiere a cualquier tecnología que disponga de un PMU. Sin embargo, para evitar cualquier ambigüedad, se modificará el texto indicando que se refiere a las centrales generadoras, sistemas de almacenamiento de energía o elemento de compensación.</p>
35	Título 2	Artículo 6	<p>Considero se debe revisar el alcance de la supervisión de los Servicios complementarios ya que en el art 3. se especifica quienes estarán sujetos a esta NT, incluyendo consumidores</p>	<p>Algunas generadoras, al igual que los Consumidores calificados se encuentran conectados a la red de distribución, por lo que en el art. 6 se limita la supervisión de los servicios complementarios.</p>	SEN	<p>El comentario no es procedente. Se aclara que los requerimientos indicados en esta norma técnica son de carácter obligatorio para todos los Agentes del MEN que operan en SIN tal y como se establece en el</p>



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			calificados y en el Art. 6, literal "d" indica que, para la supervisión y evaluación del servicio complementario, el ODS podrá 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 de la red de transmisión.			ámbito de aplicación en la presente norma. No obstante, el artículo destaca las facultades que el Operador del Sistema posee, considerando que es el responsable de operar el sistema principal de transmisión y garantizar la continuidad del mismo.
36	Título 2	Artículo 6	Artículo 6: 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 SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) y sistemas en tiempo real, y los registros instalados de acuerdo con los requisitos establecidos en esta sección.	En el artículo 6, primer párrafo, se agrega la definición del acrónimo SCADA que significa: supervisión, control y adquisición de datos, por sus siglas en inglés "Supervisory Control and Data Acquisition". Se sugiere agregarlo para mantener el significado del mismo acrónimo y evitar posibles confusiones.	ENEE	El comentario es procedente, se realiza la modificación.
37	Título 2	Artículo 6	Para supervisión de la regulación de voltaje, 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, variables de excitación como ser la corriente de campo y el voltaje del regulador automático de voltaje (AVR), y frecuencia a la salida de estos equipos. 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. La duración de los registros de eventos deberá ser configurable hasta 30 segundos. Como respaldo, dichas unidades deberán contar con un registro continuo de disturbios con capacidad de almacenamiento de al menos 120 días. El operador del sistema debe 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 equipo de sincrofasores (PMU) deben ser instalados una vez que el CND tenga operativo sistema de gestión y registro del servicio complementario.	LUFUSSA	El comentario no procede. No se considera necesario que el Operador del Sistema tenga operativo el sistema de gestión y registro para que los generadores instalen sus PMU. Considerar que los PMU son equipos de monitoreo que registran diversas señales, las cuales son almacenadas a través de un concentrador de datos fasoriales o PDC (Phasor Data Concentrador) permitiendo a los generadores realizar análisis posteriores y monitoreo de mediciones de datos. El Operador del Sistema solo recopila la información ya almacenada por medio del PDC a través de su sistema de gestión y registro a fin de monitorear el cumplimiento del servicio complementario. Como se explicó en el párrafo anterior, la instalación del sistema de gestión y registro por parte del Operador es parte de un proceso independiente a la instalación de los PMU. Por lo tanto, no se realizará una modificación porque el comentario no procede.
38	Título 2	Artículo 6	Recomendamos realizar una revisión de algunos de los criterios de supervisión y desempeño de control de voltaje y reactivo, conforme a las observaciones realizadas en el cmpo de justificación:	Observaciones: 1.En lo descrito en el último párrafo de este artículo, se recomienda confirmar en que texto o sección del RMER establece esta disposición. 2.Considerar altos montos de inversión en cada PMU, y la referencia satelital de tiempo que se requerirá, junto con la alta capacidad de	AHPEE	1. La subsección 7.2.6.11 del RMER establece que cada OS/OM verificará que sus Agentes estén cumpliendo con el servicio de suministro de potencia reactiva y mantendrá el registro de los antecedentes de este desempeño y los datos utilizados para calcular el mismo. Además, indica que cuando sea solicitado, los OS/OM informaran al EOR sobre el cumplimiento y desempeño de este servicio.

N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
				<p>almacenamiento de información; considerar que puede resultar excesivo el requerimiento de información, y analizar la utilidad REAL que se le dará al requerimiento de todos los 1,000 eventos y forma de onda de voltaje, corriente, potencia activa y potencia reactiva de 5 segundos y razones de muestreos de 256 muestras por ciclo e incluso un almacenamiento de al menos 120 días de toda esa información. Asimismo, al indicar límites o requerimientos tan específicos, el Operador del Sistema es quien debiera mantener esos registros.</p> <p>3.Adicionalmente, estos requerimientos de PMU y parámetros específicos no es posible cumplirlos para todos los generadores en el plazo indicado en el artículo 5 de esta propuesta (6 meses).</p> <p>4.Es importante recordar que la instalación de los PMU también implica que el Operador del Sistema debe estar en la capacidad de recibir los registros que se generen, por lo debe validarse previamente la capacidad de los sistemas de gestión del Operador del Sistema. Esta norma no considera a los agentes transmisores y distribuidores “Coordinados”, y la cantidad de equipo que ellos deben disponer con las mismas especificaciones ya que estos agentes podrían requerir de equipos de compensación reactiva en diferentes lugares del SIN y deben entregar esta información por igual al Operador del Sistema.</p>		<p>2. El comentario procede parcialmente. Con el propósito de reducir el impacto asociado a la instalación de los PMU, se modifica la norma estableciendo que la instalación de los PMU estará sujeta al criterio técnico del Operador del Sistema. Adicionalmente, se agrega que se modifican las especificaciones de los PMU aumentando la flexibilidad de adquisición de estos equipos. La utilidad asociada a los requerimientos de información permitirá monitorear el servicio complementario con mayor una precisión, especialmente en lugares donde se identifican problemas asociados al servicio complementario.</p> <p>3. El comentario procede parcialmente. Se informa ha modificará el plazo de 6 meses a 1 año para que los agentes puedan realizar las adaptaciones necesarias asociadas a la prestación del servicio complementario. Lo anterior en concordancia con lo que establece el artículo 117 del ROM.</p> <p>4. El comentario no procede. No se considera necesario que debe existir una verificación previa a la instalación del PMU. Considerar que los PMU solo se instalarán cuando el Operador del Sistema lo considere necesario y siguiendo los lineamientos indicados en esta norma técnica, por ende, se considera que previa a indicar que un proveedor debe instalar un PMU, el Operador del Sistema ya ha verificado si cuenta con la capacidad de recibir dichos registros.</p>
39	Título 2	Artículo 7	<p>Modificar , el periodo de presentación del informe de servicios complementarios a periodo anual, sin menoscabó de hacer publicación de informes extraordinarios en caso de suscitarse una necesidad que sea justa a las necesidades de mantener los servicios de calidad seguridad y desempeño mínimo.</p>	<p>Con la obligación de emitir un informes de servicios complementarios trimestralmente, esto requerirá nutrir la plantía de seguridad operativa y preparar elementos tecnológicos en el operador, por lo cual se necesita un transitorio, además de valorar cual seria realmente el beneficio de hacer el informe con esta frecuencia, parece más razonable hacer el informe cada seis meses, de hecho el EOR si no me equivoco el informe lo exige cada dos años.</p>	CND	<p>El comentario procede, se realiza la modificación para que el Operador del Sistema publique el informe con una periodicidad de 6 meses.</p>
40	Título 2	Artículo 7	<p>Observaciones:</p> <p>1.Se recomienda agregar en el informe las plantas que se encuentran en excepción por causas indicadas en la norma o por imposibilidad técnica u operativa.</p> <p>2.Se recomienda que se agregue si el incumplimiento está siendo remediado por el Agente o Empresa Transmisora, o si se mandó a subsanar o remediar por el mismo, o incluso si está pendiente de pronunciamiento de la CREE por conflictos subsistentes.</p>	<p>Observaciones:</p> <p>1.Se recomienda agregar en el informe las plantas que se encuentran en excepción por causas indicadas en la norma o por imposibilidad técnica u operativa.</p> <p>2. Se recomienda que se agregue si el incumplimiento está siendo remediado por el Agente o Empresa Transmisora, o si se mandó a subsanar o remediar por el mismo, o incluso si está pendiente de pronunciamiento de la CREE por conflictos subsistentes.</p>	AHPEE	<p>1. El comentario no procede. Esto ya se encuentra contenido en el inciso a), donde se indica que el informe deberá mostrar la cantidad de recursos disponibles.</p> <p>2. El comentario no procede. El inciso a), menciona que el informe deberá mostrar las medidas adoptadas para resolver incumplimientos detectados, entendiéndose que deben incluirse en el informe los incumplimientos de los Actores del MEN para justificar las medidas tomadas para subsanar o remediar los mismos. En referencia a si una planta está pendiente del pronunciamiento de la CREE por conflictos de intereses, esto debe indicarse como se establece en el inciso a, como parte de la cantidad de recursos disponibles.</p>
41	Título 2	Articulo 8	<p>De conformidad con lo indicado en la NT-IV la contratación del auditor técnico la debe realizar el Coordinado, en todo caso, se sugiere que se establezca: el operador del sistema designará a un auditor del Registro de Auditores Técnicos, que deberá ser</p>	<p>Armonía con lo dispuesto en la NT-IV</p>	CND	<p>El comentario procede parcialmente. Se informa que el articulo ha sido modificado y este establece que el Operador del Sistema podrá realizar verificaciones durante la operación en tiempo real y en caso de ser necesario, este podrá requerir los ensayos o pruebas de conformidad con</p>



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			contratado por el coordinado.			lo indicado en la NT-IV, en donde el auditor encargado de realizar dichas pruebas debe ser contratado por el Coordinado.
42	Título 2	Artículo 8	<p>De verificar que el nivel de voltaje resulta fuera del rango de consigna, el operador del sistema puede requerir ensayos y auditorías técnicas según los establecido en la Norma Técnica de Inspección y Verificación.</p> <p>Los Coordinados con incumplimientos técnicos deben poner a disposición el equipamiento y el personal necesario para realizar las mediciones y ensayos con supervisión del operador del sistema. De no hacerlo, el operador del sistema podrá contratarlo y los costos serán a cargo del Coordinado.</p>	<p>Para tener congruencia con el Art 12 (2) sobre los indicadores de desempeño.</p> <p>Eliminar este texto del artículo para tener congruencia con la Norma Técnica de Inspección y Verificación el Art 12.2 Indicadores de Desempeño.</p>	LUFUSSA	El comentario procede parcialmente. Se informa que el artículo ha sido modificado y este establece que el Operador del Sistema podrá realizar verificaciones durante la operación en tiempo real y en caso de ser necesario, este podrá requerir los ensayos o pruebas de conformidad con lo indicado en la NT-IV, por lo tanto, no se encontraría una incongruencia dentro de la regulación.
43	Título 2	Artículo 8	<p>En el párrafo siguiente del literal c):</p> <p>De verificar que el nivel de voltaje resulta fuera del rango de consigna, el Operador del Sistema puede requerir ensayos y auditorías técnicas. Los Agentes o Empresa de Transmisión con incumplimiento técnico debe poner a disposición el equipamiento y el personal necesario para realizar las mediciones y ensayos con supervisión del Operador del Sistema, siempre que se encuentre dentro de los límites técnicos de sus unidades generadoras e instalaciones. De no afectar en sus límites técnicos y no hacerlo, el Operador del Sistema podrá contratarlo y los costos serán a cargo del Agente o Empresa de Transmisión.</p> <p>En el párrafo 4, después del inciso c):</p> <p>De verificar que el nivel de voltaje resulta fuera del rango de consigna, el operador del sistema puede requerir ensayos y auditorías técnicas según lo establecido en la Norma Técnica de Inspección y Verificación. Los Coordinados con incumplimientos técnicos deben poner a disposición el equipamiento y el personal necesario para realizar las mediciones y ensayos con supervisión del operador del sistema. De no hacerlo, el operador del sistema podrá contratarlo y los costos serán a cargo del Coordinado.</p>	<p>Observaciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Considerar que cada planta tiene sus límites técnicos en los equipos instalados, por tanto, es importante considerarlos cuando se analice el nivel de voltaje fuera de lo consignado. 2. Se recomienda incluir que sea "incumplimiento injustificado", dado que podría ser que la planta incumpla algún elemento porque resulta justificado como caso de fuerza mayor, caso fortuito, caída de red, condiciones del equipo o condiciones particulares del SIN, etc." 3. Para tener congruencia con la Norma Técnica de Inspección y Verificación artículo 12.2 Indicadores de Desempeño. 	AHPEE	<ol style="list-style-type: none"> 1. El comentario no procede, los requerimientos indicados en esta Norma Técnica son de carácter obligatorio. En caso de no poder cumplir con lo indicado, deberá solicitar una habilitación con excepción, no obstante, esto no los exime de la obligación comercial derivada de su responsabilidad de contribuir con el SSCC. 2. Por cómo se plantea la propuesta pareciera un incumplimiento técnico no previsto. Por lo tanto, el comentario no procede. 3. El comentario procede parcialmente. Se informa que el artículo ha sido modificado y este establece que el Operador del Sistema podrá realizar verificaciones durante la operación en tiempo real y en caso de ser necesario, este podrá requerir los ensayos o pruebas de conformidad con lo indicado en la NT-IV, por lo tanto, no se encontraría una incongruencia dentro de la regulación.
44	Título 2	Artículo 9	Se recomienda revisar nuevamente el artículo 9 teniendo en cuenta las facultades del Operador del Sistema y el Regulador conforme a las disposiciones de la LGIE y las observaciones planteadas en la justificación:	<p>Observaciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. El Operador del Sistema no tiene la facultad sancionatoria, conforme al artículo 9 de la LGIE, es la CREE como ente fiscalizador y con facultad de aplicar sanciones conforme al artículo 3 inciso F romano II, por tanto, se considera que el Operador del Sistema no podría suspender como tal, si no, enviar a la CREE informes de incumplimiento y que sea esta última quien proceda a aplicar sanciones que sean aplicables. 2. Se debe revisar este artículo ya que el proceso de suspensión 	AHPEE	<ol style="list-style-type: none"> 1. El comentario no procede. El artículo no faculta al Operador del Sistema para que imponga sanciones. La determinación de las posibles infracciones así como las sanciones correspondientes le competen únicamente a la Comisión Reguladora Energía Eléctrica (CREE). <p>Por lo tanto, las atribuciones del Operador únicamente se limitan únicamente a suspender o revocar la habilitación e informar a esta Comisión para que realice las actuaciones correspondientes.</p>



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
				<p>debe quedar claro, porque se estaría agregando un tipo de sanción al ordenamiento jurídico del sector eléctrico; el proceso, plazos y causales para suspender deben separarse de la subjetividad.</p> <p>3. Considerar el alcance de la habilitación, si igualmente el proveedor de servicios complementarios puede seguir realizando transacciones en el MEN o la inhabilitación será solo para proveer esos servicios.</p> <p>4. Referente al literal b, la falta de información que puede resultar en una suspensión debe ser injustificada, debido a que podría ser por causa justificada, como casos de fuerza mayor o caso fortuito, caída de red, etc. Se recomienda incluir que sea "incumplimiento injustificado".</p> <p>5. En caso de que se informe la suspensión, se considera que el proveedor de servicios complementarios no debería iniciar nuevamente un proceso de habilitación si las instalaciones siguen siendo las mismas; adicionalmente, agregar que debe presentar un plan de medidas necesarias para corregir la situación debido a que estas correcciones pueden tomar su tiempo dependiendo de la inversión y adquisición, instalación y prueba de los equipos.</p> <p>6. Considerar no relacionar el tiempo a 30 días, si no el tiempo para que finalice el plan de medidas de corrección o que simplemente informe lo requerido.</p> <p>7. Se considera que para declarar incumplimiento debe seguirse un proceso claro, donde igualmente se tomen en consideración las observaciones del Agente o Empresa de Transmisión, ya que en distintos casos puede ser que sean causas justificables o que sea incluso imputable a otro Agente o a la Empresa de Transmisión.</p>		<p>2. El comentario no procede en vista que la presente normativa ya contempla los plazos y causales para la suspensión y revocación. Adicionalmente se informa que la figura de suspensión no se tipifica como una infracción, dado que en caso de que un Coordinado no cumpla con las instrucciones del CND podría ser objeto de una infracción conforme con lo establecido en la LGIE.</p> <p>3. El comentario no procede. La habilitación como proveedor de servicios complementarios es otorgada a los Actores del MEN para que puedan proveer los servicios complementarios indicados en la norma, por lo tanto, la revocación de la habilitación solo se refiere a la facultad otorgada para proveer los servicios complementarios indicados y no a transacciones de energía.</p> <p>4. El comentario no procede en vista que los incumplimientos asociados a la falta de información ante el Operador del Sistema reiterado no están asociados a una causa de fuerza mayor. Se agrega que los incumplimientos por fuerza mayor están asociados a incumplimientos técnicos previstos y no previstos, los cuales ya establecen un tratamiento en el artículo 9.</p> <p>5. El comentario no procede. El artículo 10, párrafo 6 ya contempla lo mencionado. Este establece que, en caso de suspenderse la habilitación, el proveedor de servicios complementarios debe llevar a cabo las medidas necesarias para corregir la situación y luego presentar una nueva solicitud de habilitación. Considerar que los Coordinados pueden solicitar una habilitación con excepción informando un programa de medidas que, dentro de un plazo establecido les permita cumplir con los requerimientos de servicios complementarios.</p> <p>6. El comentario no procede, como se explicó en el inciso 5, si el Operador le revoca la habilitación a un proveedor, este debe solicitarla nuevamente. En caso de necesitar realizar adaptaciones a su equipo, deberá solicitar una habilitación con excepción. Se agrega que esto no los exime de su obligación comercial de contribuir con el servicio complementario.</p> <p>7. El comentario no procede, el artículo 9 ya contiene lo indicado. Este indica que cuando el Operador del Sistema identifique un incumplimiento por parte de un Coordinado, el Coordinado tiene derecho de enviar información para demostrar su cumplimiento y las causas de las variaciones de voltaje o potencia reactiva fuera de la consigna. Adicionalmente, la norma establece que en caso de que el Operador del Sistema haya convocado generación forzada por el incumplimiento de algún Coordinado asociado a</p>



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
						la prestación del servicio complementario, los sobrecostos asociados serán transferidos al Coordinado que incumplió.
45	Título 3	Artículo 10	eliminar "EOR y"	El operador nacional de contribuir con las instrucciones regionales y los coordinados nacionales con el operador nacional, no tiene sentido el párrafo 3 de este artículo y lo que hace perder el sentido es la palabra EOR	CND	El comentario procede, se realiza la modificación en el texto.
46	Título 3	Artículo 10	<p>Artículo 10. Obligaciones y Derechos de los Agentes del SIN.</p> <p>Los requisitos de control de voltaje y potencia reactiva que se establecen en la presente norma técnica son obligatorios para las Empresas Generadoras, Empresas Transmisoras y Empresas Distribuidoras. Corresponden al requerimiento mínimo, por lo que no les corresponde una remuneración explícita adicional por el servicio complementario si se encuentran dentro de las obligaciones contractuales con los agentes que tienen contratos vigentes.</p> <p>Cada Agente es responsable del flujo de energía reactiva en sus puntos de conexión con el SIN. Los Agentes deben cumplir con las consignas e instrucciones para el control de voltaje y potencia reactiva que reciban del CND, e informar inmediatamente al CND de cualquier restricción o condición que impida cumplir con la instrucción o requerimiento para el control de voltaje o potencia reactiva.</p> <p>Cualquier inversión para lograr el cumplimiento de los valores establecidos en esta norma y que estén fuera de los parámetros de diseño de las instalaciones de los Agentes deberá considerar un costo adicional que el CND definirá en base al aporte recibido por el Agente para cubrir sus inversiones</p>	<p>Solo Mejora de redacción.</p> <p>Mejora de redacción y considera que si los valores son mayores a los ya establecidos se requiere de inversiones que debe reconocer el sistema.</p> <p>Se Mejora la redacción, y el EOR no debería aparecer en este párrafo.</p> <p>Incluir párrafo ya que es un derecho de los agentes que se reconozcan los costos adicionales.</p>	LUFUSSA	<ol style="list-style-type: none"> 1. El comentario no procede, en vista que los requerimientos mínimos se establecen de acuerdo con lo establecido en la LGIE y no conforme con lo establecido en los contratos preexistentes. 2. El comentario no procede, si se cambia la palabra Coordinado por Agente se deja fuera a la Empresa Transmisora. Además, no se cambiará Operador del Sistema por CND, ya que la LGIE indica que es el Operador del Sistema quien se encarga de la operación del SIN. No obstante, se omitirá la palabra EOR del párrafo y se agregará "de voltaje" para completar la idea del párrafo. 3. La regulación emitida por esta Comisión es de carácter general y conforme con lo establecido en la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE). En ese sentido, cualquier costo asociado al cumplimiento de la misma deberá de ser tratado entre partes.
47	Título 3	Artículo 10	<ol style="list-style-type: none"> 1._En el artículo 10, 2to párrafo señala que al ser un requerimiento mínimo no requiere de una remuneración explícita adicional. Debería decir; " remuneración alguna " porque se presta a pensar que hay remuneraciones " implícitas ". 2._En el artículo 10, 3er párrafo señala que los coordinados deben cumplir con las consignas e instrucciones para el control de EOR y potencia reactiva que reciban del CND. Sería muy bueno establecer al lector cuales son estas instrucciones citando tácitamente las mismas y el acceso a ellas. 3._En el artículo 10, 4to párrafo, se establece abajo que: " Todas las empresas generadoras que sean coordinados del SIN tienen una obligación de participar en el control de voltaje del sistema de transmisión para contribuir a los criterios de calidad, seguridad y desempeño mínimo..." esto sugiere que hay alguna 	Observación general del marco referencial de todo el documento.	SEN	<ol style="list-style-type: none"> 1. El comentario no procede. Se mantiene el término explícito porque los requerimientos mínimos no son remunerados de acuerdo con la regulación contenida en la LGIE. 2. El comentario no procede. La Norma Técnica ya establece los requerimientos que los Coordinados deben cumplir, los cuales adicionalmente cumplen con lo requerido en el RMER. 3. El comentario no procede, el objeto del párrafo es indicar que las plantas generadoras tienen la obligación de participar en la inyección o absorción de potencia reactiva y que el Operador del Sistema puede asignarles consignas de reactivo, aunque no estén habilitadas como Proveedoras de Servicios Complementarios.



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			<p>otra modalidad en la que hay empresas GENERADORAS (no menciona las transmisora y distribuidora en ese párrafo) que NO son coordinadas del SIN. Sin embargo, en otras ubicaciones del documento se establece que prácticamente NO existirán generadoras que NO realicen el servicio complementario de control de voltaje potencia reactiva.</p> <p>¿Entonces por qué es un servicio complementario y no un servicio obligatorio de las plantas generadoras, transmisoras y distribuidoras?</p>			
48	Título 3	Artículo 10	<p>En el segundo párrafo se sugiere la siguiente redacción:</p> <p>Los límites de control de voltaje y reactivo que se establecen en la presente norma técnica son obligatorios para las Empresas Generadoras, Empresas Transmisoras y Empresas Distribuidoras. Corresponden al requerimiento mínimo, por lo que no les corresponde una remuneración explícita adicional por el servicio complementario si se encuentran dentro de las obligaciones contractuales con los agentes que tienen contratos vigentes.</p> <p>En el tercer párrafo se sugiere la siguiente redacción:</p> <p>Cada Agente es responsable del flujo de energía reactiva en sus puntos de conexión con el SIN. Los Agentes 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 de cualquier restricción o condición que impida cumplir con la instrucción o requerimiento para el control de voltaje o potencia reactiva.</p> <p>En el cuarto párrafo se sugiere la siguiente redacción:</p> <p>Todas las Empresas Generadoras del SIN tienen la obligación de participar en el control de voltaje del sistema de transmisión para contribuir a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo, 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, teniendo en cuenta siempre que se encuentre dentro de los límites técnicos del equipamiento del Agente o Empresa de Transmisión. 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.</p>	<p>Observaciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> Por la redacción de este artículo parece indiferente el proceso de habilitación, porque se habla de que el Agente o Empresa de Transmisión (“Coordinado”) tiene la obligación de proveer el servicio complementario de control de voltaje y potencia reactiva, aún si no completa su habilitación para proveer el servicio complementario, por lo que el procedimiento resultaría innecesario, porque igualmente el Agente o Empresa de Transmisión tendrá la obligación, se recomienda evaluar la objetividad y funcionalidad de dicho procedimiento. Revisar la redacción del tercer párrafo, pues la palabra EOR no debería ser contemplada. Es importante que dentro de las obligaciones de los Agentes se consideren los siguientes aspectos: a) Las condiciones de los contratos preexistentes, b) El tipo de tecnología, c) La capacidad [MW] de los proyectos de generación, d) El orden jerárquico de las leyes, e) Los efectos financieros y el tiempo que toma realizar las inversiones derivadas de las nuevas exigencias, y f) ¿Quién es el responsable de dichas inversiones?, en caso de que estas no estuviesen contempladas en las condiciones de los contratos preexistentes. Se recomienda relacionar a “límites” y no a requisitos, y si aporta adicional a los límites obligatorios, se requerirá nuevas inversiones, que deberán ser remuneradas. Se debe incluir el siguiente párrafo, ya que es un derecho de los agentes que se reconozcan los costos adicionales: <p>Cada Agente es responsable del flujo de energía reactiva en sus puntos de conexión con el SIN. Los Agentes 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 de cualquier restricción o</p>	AHPEE	<p>Respuesta a las modificaciones plasmadas en la columna comentario:</p> <ol style="list-style-type: none"> El comentario no procede: <ol style="list-style-type: none"> No se cambia la palabra requisitos por límites, en vista que la palabra requisitos se refiere a las condiciones mínimas necesarias para el cumplimiento de los SSCC. Se aclara que la modificación propuesta asociada a la remuneración del SSCC no procede en vista que el cumplimiento de los requerimientos mínimos establecidos en la presente norma es de carácter obligatorio conforme con lo establecido en el ROM. Además, se informa que la regulación no tiene como fin indicar las acciones legales que puedan realizar las Empresas Generadoras con Contratos Preexistentes como resultado de los cambios regulatorios. El comentario no procede en vista que la definición de Agente deja por fuera a la Empresa Transmisora, mientras que la definición de Coordinado si la incluye. El comentario no procede. No se omitirá la palabra Coordinado en vista que el párrafo tiene como objeto establecer consignas solo para las Empresas Generadoras coordinadas por el Operador del Sistema. Con respecto a la modificación propuesta de participar en el control de voltaje teniendo en cuenta los límites técnicos del equipamiento del agente, se aclara que lo anterior ya está contenido en el texto del artículo cuando se menciona que las Empresa Generadoras coordinadas participarán de manera obligatoria en el control de voltaje inyectando o absorbiendo potencia reactiva de acuerdo con su curva de capacidad. Se agrega que en caso de que un Coordinado no pueda cumplir con los requerimientos indicados, este deberá solicitar una habilitación con excepción, de acuerdo con lo establecido en dicho artículo. El comentario no procede. Se aclara que la regulación emitida en la presente normativa es de carácter obligatorio. Por lo tanto, en caso de tratarse de un Coordinado que no pueda cumplir con los requerimientos indicados en la misma, esta deberá solicitar una habilitación con excepciones. Además, se informa que lo relativo a los costos adicionales que podría incurrir un Coordinado para



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			<p>Incluir el siguiente párrafo:</p> <p>Cualquier inversión para lograr el cumplimiento de los valores establecidos en esta norma y que estén fuera de los parámetros de diseño de las instalaciones de los Agentes deberá considerar un costo adicional que el Operador del Sistema definirá en base al aporte recibido por el Agente para cubrir sus inversiones.</p>	<p>condición que impida cumplir con la instrucción o requerimiento para el control de voltaje o potencia reactiva.</p> <p>6. Incluir párrafo ya que es un derecho de los agentes que se reconozcan los costos adicionales.</p>		<p>poder cumplir con lo establecido en esta norma técnica, serán determinados por el Agente y presentados al momento de solicitar la habilitación con excepción ante el Operador del Sistema.</p> <p>Respuesta de las observaciones incluidas en la columna justificación:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. El comentario no procede en vista que el Coordinado, incluyendo la Empresa Transmisora como parte del proceso de habilitación indicado en el artículo 4 de esta Norma Técnica, debe identificar el equipamiento para que sea habilitado por el Operador del Sistema. 2. El comentario es procedente, se realiza la modificación. 3. <ol style="list-style-type: none"> a. El comentario procede. Se agrega el artículo 4 donde se establece como serán tratados los Contratos Preexistentes. Este establece que con independencia de lo que estos hayan pactado en sus contratos de compra con el vendedor, deberán contribuir con el suministro de SSCC mínimos sin estar sujetos a remuneración. Las centrales con contratos preexistente pueden solicitar una habilitación con excepciones en caso de no poder cumplir con los requerimientos de SSCC. Sin embargo, esto no los exime de su responsabilidad comercial derivada de contribuir con los SSCC descritos en esta Norma Técnica. Adicionalmente se informa que la regulación no tiene como fin indicar las acciones legales que puedan realizar las Empresas Generadoras con Contratos Preexistentes como resultado de los cambios regulatorios. b. El comentario no procede. La Norma Técnica ya contempla en sus artículos 13 y 14 requerimientos basados en la tecnología de las plantas. c. El comentario no procede. La capacidad de las plantas es un aspecto que ha sido considerado en el artículo 3 de esta Norma Técnica. Este artículo establece que son sujetos de aplicación entre otros, las plantas generadoras conectadas en transmisión y las plantas generadoras conectadas a la red de distribución cuya capacidad sea mayor o igual a 5 MW y si o cuya operación impacte en la calidad, seguridad y desempeño del SIN. d. El comentario no procede. La presente norma técnica se redactó tomando en cuenta el orden jerárquico de la normativa. e. El comentario no procede. La presente normativa contempla un periodo de gradualidad para su aplicación, concediéndole 1 año a los Coordinados para adecuar sus instalaciones. f. El comentario no procede. Las Empresas Generadoras, con independencia de lo que hayan pactado en sus respectivos contratos de venta con la Empresa Distribuidora o a quien le



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
						<p>estén vendiendo su energía, son responsables ante el Operador del Sistema de cumplir con su obligación de proveer el SSCC.</p> <p>4. El comentario no procede. En vista que la normativa no se desarrolla a fin de homolgarla con la redacción de los contratos pre existentes. Asimismo, se informa lo siguiente: a) los requisitos se refiere a las condiciones mínimas necesarias para el cumplimiento del SSCC; b) las remuneraciones por las inversiones adicionales que se le podría reconocer a las empresas generadoras debe de ser tratado con la Empresa Distribuidora que es suscriptora del contrato y c) no existe un mercado del servicio complementario de control de voltaje y potencia reactiva en donde los agentes puedan ofertar por este servicio y obtener una remuneración en caso de aportar un servicio mayor a los requerimientos indicados en esta normativa.</p> <p>5. El comentario no procede en vista que la modificación propuesta sugiere reemplazar el término Coordinado por Agente. Se aclara que la definición de Coordinado contempla tanto a los Agentes del MEN, como a la Empresa Transmisora.</p> <p>6. El comentario no procede. Se informa que la regulación no tiene como fin indicar las acciones legales que puedan realizar las Empresas Generadoras como resultado de los cambios regulatorios.</p>
48	Título 3	Artículo 10	<p>Redacción sugerida para el inciso e:</p> <p>En lo relativo al Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva el Operador del Sistema tiene las obligaciones siguientes:</p> <p>e) Verificar que cada Agente esté operando en el modo en que el Operador del Sistema ha requerido, en caso de ser esto técnica y operativamente posible.</p> <p>En lo relativo al Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva el Operador del Sistema tiene las obligaciones siguientes:</p> <p>c) Tomar en consideración que las acciones operativas para el control de voltaje siempre deben estar siempre dentro de los límites técnicos del Agente o de la Empresa de Transmisión a efecto de evitar requerimientos fuera del alcance del Agente o de la Empresa de Transmisión.</p>	<p>Observaciones:</p> <p>En lo relativo al Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva:</p> <p>1. Inciso e: Considerar que la obligación del inciso “e” es específica, se recomienda generalizarla a verificar que cada Agente esté operando en el modo en que el Operador del Sistema ha requerido, de ser esto técnica y operativamente posible.</p> <p>En lo relativo al Servicio Complementario de Control de Voltaje y Potencia Reactiva:</p> <p>2. Inciso C: Tomar en consideración que las acciones operativas siempre deben ser medidas y dentro de los límites técnicos del Agente o Empresa de Transmisión (coordinado) a efecto de evitar requerimientos fuera del alcance del Agente o Empresa de Transmisión (coordinado).</p>	AHPEE	<p>1. El comentario no procede, se considera que el inciso a y b engloba lo propuesto. Adicionalmente, se aclara que en caso de que un Coordinado no pueda proveer los SSCC descritos en esta norma, por imposibilidades técnicas u operativas, deberá solicitar una solicitud con excepción de acuerdo con lo establecido en el artículo 5 de la norma.</p> <p>2. El comentario no procede. El inciso c hace referencia a los derechos que tiene el Operador del Sistema respecto al control de voltaje y potencia reactiva, acciones que no van a estar por fuera de lo dispuesto ya establecido en esta Norma Técnica.</p>
50	Título 3	Artículo 12	f) Contar con el equipo de comunicación para recibir en tiempo	Aumentar la flexibilidad de control al CND y los Agentes del	LUFUSSA	1. El comentario procede parcialmente, se tomará en cuenta incluir



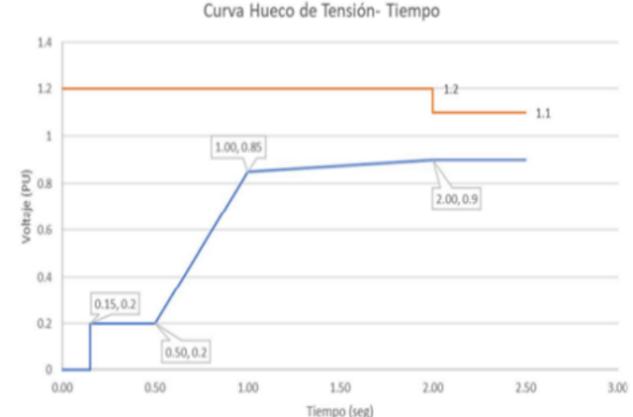
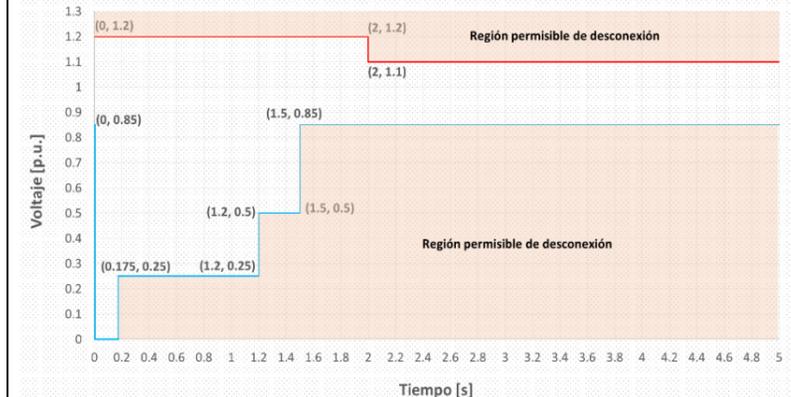
N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			<p>real las consignas de voltaje o factor de potencia y llevar a cabo las acciones para cumplir con las instrucciones y mantener el voltaje en barras de acuerdo con las consignas que envíe el operador del sistema respetando los límites operativos de la unidad o central generadora.</p> <p>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.</p> <p>h) Para niveles de potencia activa menores a 60%, 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 de acuerdo con la curva de capacidad. Para niveles de potencia activa generada superiores al 60 % pueden considerarse los límites que impone la curva de capacidad del generador.</p> <p>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 10 minutos continuos, a menos que el fabricante indique otros parámetros.</p>	<p>Mercado. Se aclaran los límites de producción de potencia reactiva, según niveles de generación de potencia activa y las curvas de capacidad de los generadores. Se mejora redacción. El tiempo solicitado está fuera de las normas prudentes establecidas para estos equipos.</p>		<p>el factor de potencia; sin embargo, se estipula que deben cumplirse tanto el requisito de consigna de control de voltaje como el de factor de potencia.</p> <ol style="list-style-type: none"> Se acepta el comentario. Se modificará el inciso g a modo de incluir que el Operador del Sistema definirá el modo de control en el cual operará, los cuales pueden ser mediante el modo de control automático de voltaje o factor de potencia El comentario procede parcialmente. Se mejorará la redacción del inciso h como se muestra a continuación: 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. No obstante, no se considera necesario incluir que la absorción y entrega de potencia reactiva que debe ser mayor o igual a un rango de +/- 48.43% de su potencia nominal, sea de acuerdo con la curva de capacidad del generador, lo anterior en vista que no se considera como una restricción para que el generador pueda cumplir con este requerimiento. El comentario procede parcialmente en vista que se modifica el tiempo de operación en emergencia que la central debe estar operando, este se modifica de 20 a 15 minutos tal y como se establece en el Anexo 5, sección 6.1 de la NT-PO.
51	Título 3	Artículo 12	<p>Especificar los plazos y formatos para la entrega de la información de las curvas de capacidad al operador del sistema.</p> <p>"k) La información de las curvas de capacidad de cada unidad generadora debe ser entregada al operador del sistema en formato digital (Excel/CSV) dentro de los primeros 5 días hábiles de cada mes, reflejando los datos del mes anterior. El operador del sistema podrá solicitar la información con una frecuencia mayor ante casos justificados."</p>	<p>Esto brindaría mayor claridad a las Empresas Generadoras sobre cómo y cuándo deben enviar esta información crítica para la planificación y operación del sistema. De esta manera se asegura que el operador cuenta con datos actualizados para realizar los análisis eléctricos correspondientes.</p>	UNITEC Tegucigalpa	<p>El comentario no procede. El Generador debe proveer la curva de capacidad de sus unidades junto con el proceso de habilitación indicado en el artículo 5 de esta Norma Técnica. Además, no se considera necesario que el Proveedor de Servicios Complementarios presente la curva de capacidad cada mes, por qué esta no tiende a variar con dicha periodicidad.</p>
52	Título 3	Artículo 12	<p>Artículo 12. Requerimientos para las Empresas Generadoras con generadores sincrónicos.</p> <p>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 actualizada 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</p>	<p>Observaciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> En el párrafo inicial se recomienda incluir que la curva de capacidad que debe ser actualizada, ya que no necesariamente es la misma que el fabricante entregó al inicio de la vida útil de una unidad generadora, o incluso puede ser afectada por elementos externos que alteran esta curva. En el segundo párrafo se considera que el incumplimiento debe ser injustificado, debido a que podría ser que la planta incumpla por elemento que sí resulta justificado como: casos de fuerza mayor, caso fortuito, caída de red, etc. Se recomienda incluir que sea "incumplimiento injustificado". 	AHPEE	<ol style="list-style-type: none"> El comentario no procede, el párrafo primero del presente artículo no limita que la Empresa Generadora pueda presentar también una curva de capacidad actualizada. El comentario no procede, no existen este tipo de incumplimientos en la normativa. Además, el objeto del párrafo es informar a la CREE de dicho incumplimiento. El comentario procede parcialmente. Los 8 MW establecidos en la Norma Técnica del Mercado de Oportunidad son para efectos del AGC, por tanto, no aplica. Adicionalmente se informa que se homologará la capacidad establecida en esta Norma Técnica respecto con la indicada en la Norma Técnica de Programación de la Operación. El comentario no procede, el alcance de esta Norma Técnica va

N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			<p>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.</p> <p>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 injustificado y la curva de capacidad asumida a la CREE y al EOR para la aplicación de los procedimientos que correspondan. Lo anterior sin perjuicio que el incumplimiento se encuentre debidamente justificado por parte del Agente Generador.</p> <p>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.</p> <p>Las Empresas Generadoras con unidades o centrales generadoras con capacidad igual o mayor a 5 MW deben de aportar el servicio complementario de control de voltaje y potencia reactiva y cumplir con los requisitos siguientes:</p> <p>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.</p> <p>b) Tener y mantener un sistema de excitación con un Regulador Automático de Voltaje que pueda operar en los modos de control de voltaje o control de factor de potencia.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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</p>	<p>3. Se debe revisar la condición de capacidad [MW] máxima considerada para aportar en la regulación de voltaje y potencia reactiva ya que:</p> <ul style="list-style-type: none"> -En esta norma transitoria (artículo 12) se considera de 5 MW -Anexo 5 inciso 8.3 de la NT de Programación de la Operación considera de 10 MW -Artículo 19 de la NT de Mercado de Oportunidad considera de 8 MW <p>4. Considerar que el servicio complementario de control de voltaje y potencia reactiva debería ser únicamente para las conectadas en Alta Tensión.</p> <p>5. Respecto a los literales “g”, “h” e “i” los rangos deben estar dentro del rango de las condiciones operativas de la unidad las que deben ser determinadas según la tecnología y el caso particular de cada planta; se recomienda agregar la modificación de estos rangos para esos casos.</p>		<p>dirigida tanto a plantas conectadas en la red de transmisión como las plantas conectadas en la red de distribución, cuya capacidad sea mayor o igual a 5 M y su operación impacte en la calidad, seguridad y desempeño del SIN.</p> <p>5. El comentario no procede. El inciso g no involucra la consideración de límites técnicos que deban ser considerados. Con respecto a los incisos h e i, estos ya consideran que estos requerimientos deben ser entregados de acuerdo con su curva de capacidad de los generadores a menos que el fabricante indique otros parámetros. Adicionalmente, se aclara que la norma ya establece requerimientos dependiendo del tipo de tecnología. Finalmente, se agrega que la Norma no puede incluir particularidades de cada caso, por lo tanto, el comentario no procede.</p> <p>6. El comentario procede parcialmente. Respecto a la modificación propuesta para el inciso b, f y g de este mismo artículo, se aclara que se tomará en cuenta incluir el factor de potencia; sin embargo, se estipula que para los incisos b y f deben cumplirse tanto el requisito de consigna de control de voltaje como el de factor de potencia.</p> <p>7. El comentario procede parcialmente. La modificación propuesta en el inciso h, esta se ha modificado como se indica a continuación: 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.</p> <p>8. El comentario no procede. Respecto de la modificación propuesta en el inciso i, se considera que lo indicado ya se encuentra contenido dentro del artículo al indicar que se utilizará la curva de capacidad de la unidad a menos que el fabricante indique otros parámetros, el generador deberá inyectar/entregar la potencia reactiva indicada. Sin embargo, se informa que se modificará el tiempo en que un Generador debe inyectar/absorber potencia reactiva en caso de emergencia, de acuerdo con lo que establece la Norma Técnica de Programación de la Operación.</p> <p>9. El comentario no procede. Con respecto a la modificación propuesta para el término Operador del Sistema, se informa que se ha incorporado a la norma como una definición. La definición de Operador del Sistema indica que es una 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 Sistema Interconectado Nacional y su coordinación con el</p>



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			<p>adecuada coordinación con las protecciones eléctricas.</p> <p>f) Contar con el equipo de comunicación para recibir en tiempo real las consignas de voltaje o 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.</p> <p>g) Operar con el Regulador Automático de Voltaje o factor de potencia en modo de control automático de voltaje en terminales del generador, liberado al nivel de consigna que envíe el Operador del Sistema, dentro de los límites técnicos de las unidades generadoras e instalaciones del Agente.</p> <p>h) Para niveles de potencia activa menores a 60%, 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.</p> <p>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 % dentro de los límites técnicos de las unidades generadoras e instalaciones del Agente.</p> <p>Los rangos indicados en los literales h) e i) podrán ser modificados en caso de que las condiciones particulares operativas de una unidad generadora lo justifiquen.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>			<p>Sistema Eléctrico Regional, y de la administración del Mercado Eléctrico Nacional y su coordinación con el Mercado Eléctrico Regional.</p> <p>Lo anterior ha sido planteado en alusión a la función que tiene el Centro Nacional de Despacho de acuerdo con la LGIE.</p>
53	Título 3	Artículo 13	c) Permanecer conectados a la red ante fallas que causen subvoltaje (huecos de voltaje) o sobre voltaje dentro de los	(c) No se puede obligar a los Agentes a permanecer conectados para casos extremos fuera de límites, los límites deben ser establecidos	LUFUSSA	1. El comentario se acepta parcialmente. Se modifica la gráfica 2 de acuerdo con los requerimientos propuestos por el Operador del



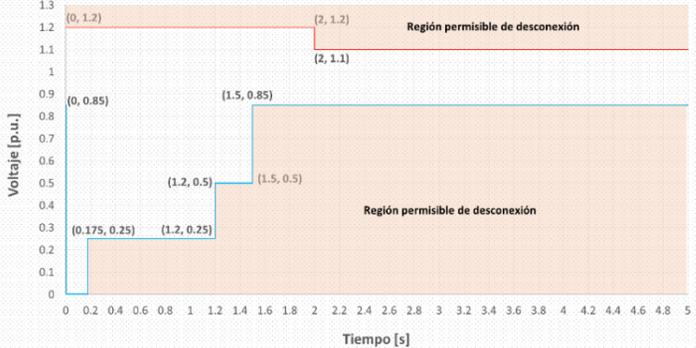
N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			<p>límites establecidos según los grafica 2.</p> <p>d) Contar con la capacidad de disminuir su inyección de potencia activa y contribuir con inyección de potencia reactiva mientras dure el evento de hueco de voltaje sin salir de operación. Una vez superado el hueco de voltaje deberán de recuperar la potencia activa suministrada previo al evento, en un tiempo no mayor a 5 segundos, siempre que haya disponibilidad de recurso primario.</p> <p>e) Permanecer en servicio al menos 15 minutos en condiciones de emergencia con voltaje nominal entre 110 % y 90 % del voltaje nominal.</p> <p>Ver documento adjunto con grafica propuesta para huecos de tensión.</p> 	<p>claramente y dentro de las prácticas prudentes y los límites de los fabricantes.</p> <p>(d) ajuste del tiempo de respuestas más adecuados a la capacidad real de los equipos.</p> <p>(e) limites acorde a lo establecido en RMER. (libro III 16.2.6.1)</p> <p>Límites establecidos basados en los establecido en RMER (libro III 4.12.6).</p> <p>Se propone utilizar los límites ya establecidos en el RMER.</p>		<p>Sistema y además considerando el estándar IEEE-2800.</p> <p>2. El comentario no procede. El tiempo de 1 segundo ha sido establecido tomando como referencia regulación internacional y el estándar IEEE-2800. No obstante, se informa que se ha modificado el texto como se muestra a continuación:</p> <p>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 superado el 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.</p> <p>3. El comentario procede parcialmente, se aclara que la curva de operación frente a bajos y altos voltajes transitorios se ha modificado considerando el criterio técnico del Operador del Sistema y el estándar IEEE-2800. Adicionalmente se informa que los requerimientos establecidos en esta normativa ya se encuentran en concordancia con el RMER. La modificación propuesta a la gráfica 2 se presenta a continuación:</p> 
54	Título 3	Artículo 13	La central debe operar en condiciones normales en +/-5 por ciento del voltaje nominal del punto a controlar	Artículo 13. Requerimientos para Centrales Eólicas y Solares. no se entiende el párrafo f) en su ultima oración hace inconsistente lo indicado anteriormente, " la potencia reactiva de la central deberá estar dentro del rango de +/- 5 %."	CND	El comentario no procede. La última parte del inciso f del articulo indica que, en caso de que la potencia activa de la central este debajo del 5% respecto de la potencia nominal, el suministro/absorción de potencia reactiva de la planta debe mantenerse dentro de una banda de tolerancia del 5%. Se aclara que no se encuentra una inconsistencia, y además esta disposición se encuentra contenida en el Libro III, sección 4.12.5, romano v del RMER, no obstante, se modifica la redacción del numeral f para mayor claridad.
55	Título 3	Artículo 13	a) aclarar que se entiende por "permanente" ya que hay centrales que no genera de forma permanente.	Aclarar y considerar la existencia de contratos cuyas condiciones son diferentes a la norma propuesta.	Persona Natural	a) El comentario no procede. Se entiende como permanente a la disponibilidad de la central para absorber o entregar potencia



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			<p>b) Deja condicionado a los resultados de las pruebas y parámetros verificados en la habilitación, contraviniendo lo que ya establece la norma del +/- 5%. Se debe dejar un límite para evitar la arbitrariedad.</p> <p>c) Permanecer conectados a la red ante fallas que causen subvoltaje (huecos de voltaje) o sobre voltaje por fuera de los límites establecidos, siempre cuando se cumplan con los límites técnicos establecidos en los contratos preexistentes.</p> <p>d) Incluir a partir de que valor de PU se define como “superado” el hueco de tensión.</p> <p>h) Aclarar a que se refiere: Suministrar al menos el 50% del rango de la respuesta de potencia reactiva a partir de recursos dinámicos.</p> <p>Los límites utilizados en el gráfico 1 se encuentran fuera de los rangos de +/- 5%.</p> <p>En donde se indica que: 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.</p> <p>Estos valores por encima de lo que exige en RMER. Asimismo, estos valores son superiores a diversos contratos preexistentes, en los cuales se ha establecido que $Q = +0.10P$ o $Q = -0.292P$</p>			<p>reactiva.</p> <p>b) El comentario no procede. El inciso b no deja condicionado los resultados de las pruebas y parámetros incluidos en la habilitación, puesto que la norma ya establece los modos de control de voltaje aceptados. Se aclara que el Operador del Sistema no debe acordar condiciones de operación que contravengan cualquier otra disposición de la normativa.</p> <p>c) El comentario no procede. Para mayor claridad se agrega el artículo 5 dentro del cual se establece como serán tratados los Contratos Preexistentes. Este artículo establece que con independencia de lo que los Coordinados hayan pactado en sus contratos de compra con el vendedor, deberán contribuir con el suministro de SSCC mínimos sin estar sujetos a remuneración. Las centrales con contratos preexistente pueden solicitar una habilitación con excepciones en caso de no poder cumplir con los requerimientos de SSCC. Sin embargo, esto no los exime de su responsabilidad comercial derivada de contribuir con los SSCC descritos en esta Norma Técnica. Finalmente, se informa que la regulación no tiene como fin indicar las acciones legales que puedan realizar las empresas generadoras con Contratos Preexistentes como resultado de los cambios regulatorios.</p> <p>d) El comentario no procede, el artículo ya incluye un texto donde se indica que la condición de hueco de voltaje se produce cuando el voltaje es inferior a 0.85 pu del voltaje nominal, entendiéndose que este ha sido superado una vez que el voltaje sea mayor o igual a 0.85 pu.</p> <p>h) El comentario no procede. El inciso h armoniza la presente normativa con la sección 4.12.5, numeral b, del RMER donde se menciona que al menos el 50% del rango de potencia reactiva de las centrales eólicas y fotovoltaicas debe proveer soporte dinámico para el control de voltaje. El soporte dinámico de tensión se refiere a la capacidad de una central de permanecer conectado durante fallas y perturbaciones de la red (huecos de tensión fundamentalmente). Además, define el comportamiento del sistema posterior a la restauración de la falla. A diferencia de lo indicado anteriormente, el numeral h del artículo 14 de esta Norma Técnica hace referencia a los dispositivos que pueden contribuir al soporte dinámico de control de voltaje cuando se produzca una falla.</p> <p>Se agrega que los requerimientos indicados están en línea con lo dispuesto con la sección 4.12.5 del RMER y adicionalmente se informa que los límites indicados en la figura 1 no se encuentran fuera de los rangos de +/- 5%, en vista que el párrafo se refiere a el +/- 5% de la potencia nominal.</p> <p>Con respecto a los contratos preexistentes, se agrega el artículo 5 dentro del cual se establece como serán tratados los mismos. Este artículo establece que con independencia de lo que los</p>



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
						<p>Coordinados hayan pactado en sus contratos de compra con el vendedor, deberán contribuir con el suministro de SSCC mínimos sin estar sujetos a remuneración. Las centrales con contratos preexistente pueden solicitar una habilitación con excepciones en caso de no poder cumplir con los requerimientos de SSCC. Sin embargo, esto no los exime de su responsabilidad comercial derivada de contribuir con los SSCC descritos en esta Norma Técnica. Finalmente, se informa que la regulación no tiene como fin indicar las acciones legales que puedan realizar las empresas generadoras con Contratos Preexistentes como resultado de los cambios regulatorios.</p>
56	Título 3	Artículo 13	<p>1._ En el primer párrafo del Artículo dice textualmente: "Las centrales generadoras eólicas y solares deben contribuir al control de voltaje, y cumplir con los requisitos siguientes." omitiendo complementar con "control de potencia reactiva".</p> <p>Es muy importante establecer en forma directa y coadyuvando, a la tecnificación de nuestra normativa establecer dentro de la redacción de estos artículos los equipos y dispositivos (inversores, bancos de condensadores sincrónicos, o tipo shunt, o reactores y compensación de reactivo, así mismo capacidades de reguladores de voltaje de acuerdo a capacidad de generación de la planta), que sea de requerimiento mínimo, para que la planta sea tomada en cuenta, para la habilitación del servicio de control de voltaje y potencia reactiva.</p> <p>Dentro de este artículo se podría añadir alguna tabla de los rangos de diferentes capacidades de generación para las plantas fotovoltaicas y / o eólicas. Como las utilizadas en otras normativas ya aplicables.</p> <p>2._ En el inciso g) del artículo citado, se ilustra un cálculo de la pendiente de la curva de capacidad y el término Pn: Potencia Nominal.</p> <p>Estos términos; Pn, Q/Pn deberían definirse más específicamente en las unidades que manejan (Activa/Reactiva) para definir si esta razón es adimensional. Así mismo explicar el Voltaje de Referencia que se usará para este cálculo. Pn: Es este el valor de potencia nominal de: ¿la planta total, de un inversor o banco de condensadores...etc.? ya que no se especifica.</p> <p>3._ en el inciso e) ¿no sería más comprensible y practico asignar un rango de tolerancia expresado así: " entre [85 % - 110 %] al rededor del Voltaje Nominal (podría mencionarse si está</p>	<p>De esta manera podrían establecerse límites más precisos de requerimiento mínimo en las capacidades de los equipos utilizados convencionalmente en este tipo de plantas, para que haya una mayor claridad de cara al futuro.</p> <p>Tablas de rangos de capacidades versus equipos de compensación y control podrían de ser de mucha ayuda para tener mayor claridad. Tal es el caso como en la tabla añadida en la Norma Técnica de la Calidad de los Sistemas de Transmisión de la CREE que habla de las tolerancias admisibles del valor nominal dada en % y en función de las bandas de tensión en Kv aplicables en Honduras.</p> <p>Así mismo, en los comentarios 6 y 7, es necesario justificar estos criterios importantes ante la opinion publica debido a que son cruciales ante la habilitación o desconexión de la central generadora por algún incumplimiento a las obligaciones de la empresa generadora.</p>	SEN	<ol style="list-style-type: none"> 1. El comentario procede parcialmente. Se realiza la modificación propuesta en el artículo, agregando en el texto, "potencia reactiva". Por otro lado, se aclara que no se identifica cual sería la finalidad de agregar una tabla con las capacidades de las centrales eólicas y solares puesto que los requerimientos establecidos son para todas las plantas Coordinadas por el Operador del Sistema y que se encuentren dentro del ámbito de aplicación de esta Norma Técnica. Finalmente, no se considera necesario indicar los dispositivos de compensación de reactivo, las capacidades de los reguladores de voltaje o capacidades de la planta, en vista que estos datos deben ser indicados en el proceso de habilitación, y además son parámetros variables que dependen del tipo de Coordinado o proveedor. 2. El comentario procede parcialmente, se informa que para evitar confusión, el texto al cual se hace referencia a sido omitido de la normativa. 3. El comentario procede parcialmente, se informa que el articulo ha sido modificado como se muestra a continuación: <ul style="list-style-type: none"> 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 % o 105 % - 110 % del voltaje nominal. En condiciones de operación normal, no se permite la desconexión. 4. El comentario no procede, no se identifica una justificación para sustituir el término "suministro" por el término "aporte", en este caso se consideran sinónimos. 5. El comentario no procede. Los ajustes del regulador de voltaje propuestos son establecidos considerando que la variación del voltaje nominal en el punto de conexión a la red en caso de

N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			<p>establecido) con doble rango por arriba y por abajo?</p> <p>4._ el inciso f) en su segundo párrafo sugiero usar la palabra "aporte" en lugar de "suministro" de potencia reactiva.</p> <p>5._ El artículo 13, en el párrafo que define los modos de control del voltaje, donde el regulador debe ajustar la pendiente del voltaje entre [4 % - 15 %] e "inicialmente" estar ajustado a 10% de acuerdo a la formula del Droop. Este párrafo debería explicar más detenidamente, citar los criterios técnicos que se utilizan para establecer esta instrucción. Así como especificar la potencia nominal al cual nos referimos en un comentario anterior de esta consulta; igualmente [Q/Pn] que debe tener valores de 0.3287 y 0.4843 de condiciones " normales y anormales " de operación, debe ser más explicado.</p> <p>Tambien explicar mejor, si fuera posible, los tiempos de arranque ante cambios de consignas y que debe estar entre 1.5 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.</p> <p>6._Sería de mucha utilidad mostrar o citar, a qué normativa internacional de operación corresponde el gráfico 2, si es el caso. Así como también lo que considera la condición de hueco de voltaje (niveles menores de 0.85 p.u. del nominal en el punto de entrega).</p> <p>7._Sería de mucha utilidad mostrar o citar, a qué normativa internacional de operación corresponde el gráfico 3, si es el caso. Así como también explicar mejor lo que considera, que el soporte de corriente reactiva frente a transitorios que produzcan hueco de voltaje debe ser que aporte el 80% de su corriente nominal en corriente reactiva, con el objetivo de aportar corriente de falla en la recuperación del sistema luego de una falla transitoria.</p>			<p>emergencia debe ser +- 10% del valor nominal. Adicionalmente, se informa que para evitar confusión, se omitirá el texto que se refiere a la potencia nominal de la planta en p.u. Además, se agrega que no se considera necesario aclarar que $Q/P_n = 0.4843$ y que $Q/P_n = 0.3287$ corresponden a condiciones normales y anormales de operación, en vista que el texto ya es explícito en lo que pretende comunicar.</p> <p>6. La gráfica 2 ha sido propuesta en función del criterio técnico del Operador del Sistema. Sin embargo, se informa que esta ha sido modificada tomando como referencia el estándar internacional IEEE 2800 y el criterio del Operador del Sistema. Además, se agrega que la condición de hueco de voltaje (niveles inferiores a 0.85 p.u. del voltaje nominal en el punto de entrega) indica que le generador debe permanecer conectado y absorbiendo reactivo.</p> <p>A continuación, se presenta la gráfica 2 con las modificaciones realizadas.</p>  <p>7. La grafica 3 ha sido propuesta por el Operador del Sistema basado en su criterio técnico, por lo que no le corresponde una referencia internacional. Adicionalmente, se agrega que el objetivo de la gráfica 3 es mostrar que para tensiones inferiores a 0.85 p.u., en el punto de conexión a la red, la instalación deberá inyectar corriente reactiva como se indica en el gráfico.</p>
57	Título 3	Artículo 13	<p>Artículo 13. Requerimientos para Centrales Eólicas y Solares.</p> <p>Las centrales generadoras eólicas y solares deben contribuir al control de voltaje, y cumplir con los requisitos siguientes:</p> <p>a) Contar con la capacidad de operar absorbiendo o entregando potencia reactiva en el punto de conexión a la red mientras esté generando y dentro de los límites técnicos de las unidades generadoras e instalaciones del Agente.</p>	<p>Observaciones:</p> <p>En cuanto a los requisitos:</p> <p>1. En el inciso a): Se recomienda eliminar en forma permanente ya que si no está generando la unidad pudiera no tener capacidad de hacer aportes a la red, además los requerimientos deben realizarse siempre dentro de los límites técnicos del equipamiento del Agente a afecto de no causar daños al equipo.</p>	AHPEE	<p>1. El comentario no procede, el inciso a se refiere a la disponibilidad de la planta para absorber o inyectar potencia reactiva. Además, considerar que los Coordinados deben de cumplir con los requerimientos indicados en esta norma, y en caso de no poder cumplir con la totalidad de lo requerido, deberán solicitar una habilitación con excepción.</p> <p>2. El comentario no procede. Los proveedores de SSCC deben de permanecer conectados a la red ante fallas que causen huecos de voltaje cumpliendo lo establecido en la gráfica 2 de esta Norma Técnica. Considerar que estos límites han sido</p>



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			<p>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.</p> <p>c) Permanecer conectados a la red ante fallas que causen subvoltaje (huecos de voltaje) o sobre voltaje dentro de los límites técnicos de las unidades generadoras e instalaciones del Agente.</p> <p>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 superado el hueco de voltaje deberán de recuperar la potencia activa suministrada previo al evento, en un tiempo no mayor a un (1) segundo, siempre que haya disponibilidad de recurso primario y que sea posible dentro de los límites técnicos de las unidades generadoras</p> <p>e) Permanecer en servicio dentro de los límites técnicos de las unidades generadoras e instalaciones del Agente en condiciones de emergencia con voltaje nominal entre +105 % a 95 %; estos límites se ajustarán conforme a las condiciones notificadas por el Agente al Operador del Sistema.</p>	<p>2. En el inciso c): No se puede obligar a los Agentes a permanecer conectados para casos extremos fuera de límites, los límites deben ser establecidos claramente y dentro de las prácticas prudentes y los límites establecidos por los fabricantes, además de considerar las condiciones de los contratos preexistentes.</p> <p>3. En el inciso d): Los ajustes de tiempo de respuestas deben ser adecuados a la capacidad real de los equipos.</p> <p>4. En el inciso e): no es técnicamente viable en todas las unidades generadoras, debido a que podría haber un daño en los equipos del Agente e igualmente afectaría los equipos de la distribuidora; se recomienda mantener los límites indicados en el RMER de +/- 5%. Adicionalmente este límite discrepa de el indicado en algunos PPAs, por tanto el regulador debe aclarar como darán cumplimiento los agentes con estos elementos particulares a efecto de no incumplir su contrato. Revisar los límites acordes a lo establecido en RMER. (libro III 16.2.6.1)</p> <p>5. Se considera que el regulador no puede alterar la supremacía de las normas ni la jerarquía normativa de estas, conforme al tratado marco del mercado eléctrico regional uno de sus objetivos es homogenizar las normas nacionales, de manera que cada regulador debe asegurarse del cumplimiento de esta homogenización y no establecer que los Agentes y las Empresas de Transmisión deban dar cumplimiento al requerimiento más exigente.</p> <p>6. Se recomienda que en los límites que debe tener el regulador de voltaje deben considerar las condiciones particulares de plantas existentes en el SIN, como ser, límites técnicos, bloqueos en controles o tecnología incompatible con los tiempos actuales.</p> <p>7. Se propone revisar la curva de huecos de tensión-tiempo: Límites establecidos basados en los establecido en RMER (libro III 4.12.6). Se propone utilizar los límites ya establecidos en el RMER.</p> <p>VER ANEXO DE ESTE DOCUMENTO CARGADO EN EL ARTICULO 1: GRAFICA DE HUECOS DE TENSIÓN</p>		<p>establecidos de acuerdo al criterio técnico del Operador del Sistema, y el estándar IEEE 2800.</p> <p>3. El comentario no procede. El ajuste de tiempo ha sido establecido tomando como referencia regulación internacional y el estándar IEEE-2800. No obstante, se informa que se ha modificado el texto como se muestra a continuación: h) 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 superado el 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.</p> <p>4. El comentario procede parcialmente. Se informa que el inciso e) ha sido modificado como se muestra a continuación: e) Permanecer en servicio al menos 15 minutos en condiciones de emergencia y con voltaje entre 85% a 90% del valor nominal. Adicionalmente se aclara, que las disposiciones indicadas en esta norma son de carácter obligatorio, por tanto, los actores deben de adaptar sus equipos a los requerimientos indicados. Además, se aclara que con independencia de lo que los Agentes hayan pactado en sus contratos de compra con el vendedor, deberán contribuir con el suministro de SSCC mínimos sin estar sujetos a remuneración. Las centrales con contratos preexistente pueden solicitar una habilitación con excepciones en caso de no poder cumplir con los requerimientos de SSCC indicados en esta norma. Adicionalmente se informa que la regulación no tiene como fin indicar las acciones legales que puedan realizar las empresas generadoras con Contratos Preexistentes como resultado de los cambios regulatorios. Por último, se aclara que RMER establece que los OS/OM pueden establecer requerimientos más exigentes en su regulación nacional.</p> <p>5. El comentario no procede. El RMER establece que los OS/OM pueden definir requerimientos más exigentes de acuerdo con necesidades de soporte de potencia reactiva del área de control, por lo tanto, el comentario no procede.</p> <p>6. No se considera necesario indicar las particularidades de cada planta. En caso de no poder cumplir con los requerimientos establecidos, este deberá solicitar una habilitación con excepciones. Por lo tanto, el comentario no procede.</p> <p>7. En referencia a los límites indicados mediante la gráfica 2, curva de huecos de voltaje-tiempo, esta ha sido propuesta con base a la experiencia técnica del Operador del Sistema y el estándar IEEE 2800, por lo tanto, el comentario no procede. Se agrega que el RMER indica que los OS/OM pueden establecer requerimientos más exigentes de soporte de reactivo en cada</p>



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
						<p>área de control.</p> <p>Adicionalmente se informa que no se adjuntó ninguna grafica.</p>
58	Título 3	Artículo 14	En este artículo es importante citar normativa técnica internacional aceptada convencionalmente que respalda el FP => 0.9. Esto conducirá a una mejor aceptación de la responsabilidad de las empresas Distribuidoras y consumidoras calificadas en el futuro de las directrices técnico-legales que corresponden en el país.	La norma IEC-61000-3-2 contempla aspectos de la calidad de la energía, análisis de distorsión de armónicos y su incidencia en el factor de potencia.	AHPEE	El comentario no procede. La Norma Técnica de Calidad de la Transmisión establece en su artículo 23, numeral b, que las Empresas Distribuidoras y Consumidores Calificados deben tener en sus puntos de conexión con el sistema de transmisión, un factor de potencia inductivo, a toda hora, de 0.90 o superior, por lo tanto, no se considera necesario citar normativa o estándares internacionales en vista que lo planteado en el artículo 14 de esta Norma Técnica ya se encuentra contenido en la regulación nacional.
59	Título 3	Artículo 15	<p>En este artículo se establecen varios requisitos que se muestran; pero fuera del listado que el mismo artículo dispensa (por ejemplo en el 3 párrafo del artículo, ya es un requisito) en sus incisos : a) hasta e) ; y estos; podrían enriquecerse con estos mismos párrafos (como por el ejemplo el ultimo y penúltimo de todo el articulo) que se refieren a los requisitos necesarios para el control de voltaje, compensación y optimización de reactivo y que todo esto quede establecido dentro de los incisos mencionados , ya que se reitera ,algunos de estos requisitos técnicos como están actualmente descritos en este artículo, quedan mencionados por fuera de los incisos.</p> <p>El inciso e) de los requisitos que la empresa transmisora como parte de su obligación, podría ser enriquecido y/o complementado con lo que ya establece el último párrafo que: " La empresa transmisora deberá coordinar y acordar con el operador del sistema programas de mantenimiento y la disponibilidad del equipamiento con capacidad para regulación de voltaje tales como transformadores con cambiadores, y equipos de compensación de potencia reactiva inductiva y capacitiva " y así no se vean aspectos de la idea en forma repetitiva.</p>	Es un análisis integral, básico y general de la conformación y estructura de todo el artículo.	SEN	El comentario no procede. No se considera necesaria la modificación del artículo.
60	Título 3	Artículo 17	Artículo 17. 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. Lo anterior sin perjuicio del derecho que tienen las empresas generadoras con contratos preexistentes de solicitar la compensación por los cargos asociados a la prestación de tales servicios que no están aparados en el contrato preexistente.	La intención de esta disposición es que la ENEE, como contraparte de los PPA, incluya estos sobrecostos dentro de los costos de compra de energía y que dichos valores sean incorporados a las tarifas al consumidor final.	Persona Natural	Para mayor claridad, se agrega el articulo 4 titulado "Contratos Preexistentes", este establece que con independencia de lo que los Agentes hayan pactado en sus contratos de compra con el vendedor, deberán contribuir con el suministro de SSCC mínimos sin estar sujetos a remuneración. Las centrales con contratos preexistente pueden solicitar una habilitación con excepciones en caso de no poder cumplir con los requerimientos de SSCC. Sin embargo, esto no los exime de su responsabilidad comercial derivada de contribuir con los SSCC descritos en esta Norma Técnica. Finalmente, se informa que la regulación no tiene como fin indicar las acciones legales que puedan realizar las empresas generadoras con Contratos Preexistentes como resultado de los cambios



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
						regulatorios.
61	Título 3	Artículo 17	<p>Es importante siempre tener un apartado de los costos y tarifas. Es necesario evaluar los costos a los que el Estado podría adquirir, por motivo de las empresas, o provocar en las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras. En ambas vías.</p> <p>Sobre las compañías generadoras. Esto siempre en la implementación de la operación de controladores y reguladores del voltaje y potencia reactiva.</p>	Análisis propio.	SEN	El comentario no procede. Lo planteado se encuentra fuera del alcance de esta Norma Técnica.
62	Título 3	Artículo 17	<p>Artículo 17. 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.</p> <p>Para contratos preexistentes se deberá discutir mediante Comité Operativo la remuneración aplicable en caso de que esto derive en un cambio en las condiciones contractuales.</p> <p>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 en esta norma técnica, el operador del sistema calculará y liquidará como compensación los sobrecostos ocasionados en Generación Forzada, exceptuando los casos que se deriven del incumplimiento de las obligaciones establecidas en la presente norma para las empresas distribuidoras y transmisoras.</p>	<p>Observaciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> Se recomienda sustituir "requisitos" por "límites" ya que no se puede establecer un requerimiento como mínimo, pero si un límite. Adicionalmente, la liquidación de compensaciones debe tomar en cuenta a Agentes con contrato preexistente, ya que estos conforme a la LGIE art. 28 mantienen condiciones particulares 	AHPEE	<ol style="list-style-type: none"> El comentario no procede. Se mantiene el término "requisitos" ya que se refiere a las condiciones, características o capacidades que deben ser cumplidas para que algo funcione de manera correcta. El comentario procede parcialmente. Para mayor claridad se agrega el artículo 5 titulado: "Contratos Preexistentes", este artículo establece el tratamiento que tendrán los mismos, e indica que con independencia de lo que estos hayan pactado en sus contratos de compra con el vendedor, deberán contribuir con el suministro de SSCC mínimos sin estar sujetos a remuneración. Las centrales con contratos preexistente pueden solicitar una habilitación con excepciones en caso de no poder cumplir con los requerimientos de SSCC. Sin embargo, esto no los exime de su responsabilidad comercial derivada de contribuir con los SSCC descritos en esta Norma Técnica. Adicionalmente se informa que la regulación no tiene como fin indicar las acciones legales que puedan realizar las empresas generadoras con Contratos Preexistentes como resultado de los cambios regulatorios. <p>Respecto de si el cumplimiento de los SSCC deriva en un cambio de las condiciones contractuales y que este cambio se deberá discutir mediante Comité Operativo, esta situación se encuentra fuera del alcance de esta Norma Técnica y de la regulación.</p> <p>Además, respecto a la modificación propuesta que excluye los incumplimientos asociados a las empresas transmisoras y distribuidoras, se aclara que el objeto del párrafo aplica a todos los Proveedores de SSCC, que incluye a la Empresa Generadora, Distribuidora, Transmisora en el SIN y todo Consumidor Calificado cuya operación de sus instalaciones o equipos debe ser coordinada por el Operador del Sistema. En caso de incumplimiento por parte de alguno de los Proveedores de SSCC, este deberá asumir los sobrecostos por Generación Forzada. Por tanto, no procede la modificación.</p>
63	Título 3	Artículo 18	Artículo 18. Compensación por Generación Forzada. En caso de que el incumplimiento o restricciones de un Proveedor de	Velar por la seguridad jurídica de los contratos preexistentes.	Persona Natural	El servicio complementario de control de voltaje y suministro de potencia reactiva es un requisito obligatorio. Por lo tanto, y en caso de que el



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			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 siempre que su contrato preexiste lo obligue a la provisión de los servicios complementarios solicitados por la presente norma.			Operador del Sistema haya requerido generación forzada para solventar dicho incumplimiento, el Proveedor de SSCC debe pagar los sobrecostos asociados a la generación forzada, independientemente de lo que se haya pactado en sus contratos.
64	Título 3	Artículo 18	Obligaciones y Derechos de Empresas Distribuidoras y Consumidores Calificados. 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.	En el artículo 18, se sugiere expandir cuando y bajo que esquemas se utilizaran centrales generadoras Analizar y/o estipular si está será referida como reserva fría.	ENEE	No se considera necesario porque esta norma transitoria únicamente se refiere a la generación forzada por control de voltaje y suministro de potencia reactiva. La reserva fría es servicio complementario de control de frecuencia (reserva terciaria de frecuencia) que se encuentra fuera del alcance de esta norma transitoria.
65	Título 3	Artículo 18	Observaciones: 1. La liquidación de compensaciones debe tomar en cuenta a Agentes con contrato preexistente ya que estos conforme a la LGIE art. 28 mantienen condiciones particulares. 2. Considerar que un sobrecosto puede deberse a un cambio regulatorio y un posible cambio de precio en PPA que finalmente podría afectar la distribuidora.	Observaciones: 1. La liquidación de compensaciones debe tomar en cuenta a Agentes con contrato preexistente ya que estos conforme a la LGIE art. 28 mantienen condiciones particulares. 2. Considerar que un sobrecosto puede deberse a un cambio regulatorio y un posible cambio de precio en PPA que finalmente podría afectar la distribuidora.	AHPEE	1. Los requerimientos mínimos de los SSCC incluidos en esta norma no son remunerados, con independencia de lo que se haya pactado en sus contratos de compra con el vendedor. Adicionalmente se informa que la regulación establece reglas generales a los Coordinados y no tiene como fin indicar las acciones legales que puedan realizar las empresas generadoras con Contratos Preexistentes como resultado de los cambios regulatorios. 2. En caso de existir dicha situación, la empresa generadora con contrato preexistente podrá realizar las actuaciones correspondientes ante la Empresa Distribuidora conforme con lo establecido en su contrato de suministro.
66	Título 4	Artículo 19	El concepto, tanto como el objetivo del Servicio Complementario de Desconexión de Cargas, así como los de Regulación y Control de Voltaje y de Potencia reactiva. Podría estar contemplado en el apartado o artículo de Definiciones, esto con la idea de darle una simetría a la estructura de la norma técnica.	En documentos oficiales de normativas técnicas, documentos descriptivos de investigaciones, estudios, informes, academia en general o documentos descriptivos de procesos, Los objetivos principales, las definiciones, los alcances y las obligaciones se exponen en los primeros capítulos o etapas de los documentos. Por lo que espero que se pueda hacer una revisión de este punto en particular.	SEN	El comentario no procede. El artículo funciona como parte introductoria a las disposiciones establecidas al Servicio Complementario de Desconexión de Cargas.
67	Título 4	Artículo 21	1._ Estimados amigos de la CREE: ¿Este artículo 21, podría ser adecuado que esté en disposiciones generales, aunque sea del tema de Desconexión de cargas?	Esto lo pregunto porque incluso más abajo en su contenido toca temáticas de las empresas distribuidoras, de disposiciones del RMER o el EOR de los CCSDM, de acciones ante diversos esquemas de	SEN	1. El comentario no es procedente, no se considera necesario trasladar este artículo dentro de las disposiciones generales de la norma, ya que lo estipulado en dicho artículo le compete

N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			2._ En el último párrafo de este artículo 21, tiene un poco a confundir porque comienza con " Un esquema de Desconexión Automática de Cargas se revisará y ajustará..." pero no sé si se logra entender si es de un esquema en particular de cualquiera de los agentes que participan o son parte de los entes coordinados.	Desconexión Automática de cargas,		únicamente al SSCC de Desconexión de cargas. 2. El objeto del texto es indicar que los Esquemas de Desconexión Automática de Carga se revisarán y ajustarán si en el transcurso del año se incorporaran nuevos proyectos o se realizaran modificaciones al SIN que pueda afectar el funcionamiento de los esquemas de desconexión automática de carga, ya sea, el esquema de desconexión automática de carga por bajo voltaje, por baja frecuencia o los esquemas de desconexión manual de cargas, se revisarán y ajustarán por requerimiento del EOR.
68	Título 4	Artículo 22	1._ en el inciso e) dice que es una obligación informar a la CREE, pero ¿No sería darle prioridad también de esa información a la ENEE?	La ENEE es el principal responsable de toda la red de Distribución a nivel nacional.	SEN	El comentario no procede en vista que cuando el Operador del Sistema solicita desconectar carga de manera manual, la Empresa Distribuidora es responsable de realizar la desconexión e informar al Operador del Sistema los circuitos desconectados y la carga previo a la desconexión como se indica en el artículo 28 de esta Norma Técnica. Por lo tanto, la Empresa Distribuidora tiene derecho preferente de la información, al ser la responsable de ejecutar las maniobras de desconexión.
69	Título 4	Artículo 23	1._ En el apartado de las obligaciones de las empresas Distribuidoras no aparece el inciso homólogo del inciso d) del Art. 22 donde establece el derecho del operador del sistema de requerir una auditoria; el cual sería, que la empresa Distribuidora tendría la obligación de ser requerida por el operador del sistema para-auditoria técnica.	En esta importante temática de las obligaciones y derechos, debería existir una simetría entre los correspondientes del Operador del sistema de cara a las empresas Distribuidoras y Consumidores Calificados.	SEN	El comentario procede, se realizó la modificación correspondiente en el cuerpo de la normativa.
70	Título 4	Artículo 23	Agregar: Sin perjuicio de lo establecido anteriormente, esta disposición no limita a los Consumidores Calificados a continuar operando en isla.	Este agregado no entra en contradicción de la norma ni de la regulación que se tiene para que este tipo de consumidores provean energía al sistema cuando sea de su conveniencia.	Persona Natural	El comentario no es procedente, no se considera necesario indicar en la norma que un Consumidor Calificado puede operar en forma aislada en vista que la norma actual pretende regular los requerimientos de los Coordinados siempre y cuando se encuentren conectados al sistema interconectado nacional.
71	Título 4	Artículo 23	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 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño Mínimo 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 (Expandir detalles de los costos), y es parte de los activos a considerar en la metodología tarifaria para la Empresa Distribuidora.....	En el artículo 23, se sugiere que el Operador del Sistema realice un estudio preliminar de costos de servicios complementarios para expandir detalles de los costos de inversión, mantenimiento, habilitación, pruebas operativas, certificaciones y de operación, en que incurrirán los consumidores calificados por la prestación del servicio de desconexión de automática de carga.	ENEE	El comentario procede parcialmente. En el caso de que un Consumidor Calificado se encuentra conectado en la red de Distribución, le corresponde a la Empresa Distribuidora cuantificar los costos de inversión y mantenimiento asociados a la aplicación de los Esquemas de Desconexión Automática de Carga dentro de su Plan Quinquenal de Negocios a fin de que los costos asociados sean incluidos en la tarifa de la Empresa Distribuidora. Adicionalmente, se informa que no se considera necesario que el Operador del Sistema realice un estudio detallando los costos en que la Empresa Distribuidora incurrirá, en vista que estos ya se encontrarían contenidos dentro del plan quinquenal y, además, se aclara que este SSCC no requiere una habilitación. En el caso de los Consumidores Calificados conectados directamente a la red de transmisión, los costos de inversión y mantenimiento asociados a la prestación de este servicio serían asumidos por el mismo Consumidor Calificado. Para mayor claridad, se modifica la norma técnica incluyendo que los Consumidores Calificados deben hacer las provisiones de equipo necesarias para facilitar la implementación de los esquemas de desconexión de acuerdo con lo requiera o establezca el Operador del Sistema. Tal como se mencionó arriba, se agrega que no se considera necesario incluir que el Operador del Sistema deba realizar un estudio



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
						preliminar de costos asociados a la prestación del servicio, lo anterior considerando que este es un servicio complementario de carácter obligatorio, y operan sobre dispositivos que son necesarios al momento de conectarse a la red de transmisión, por ende, el comentario no procede.
72	Título 4	Artículo 24	hospitales de atención con quirófanos y salas de emergencia Públicos y privados correctamente certificados, por el ministerio de salud pública.	Artículo 24. Alcance de los Esquemas de Desconexión Automática de Cargas. hoy en día hay una serie de clínicas y Hospitales a lo largo de la red que haría imposible la aplicación de los esquemas de bajo voltaje y baja frecuencia o por lo que sugiero dejar cierta flexibilidad para el caso de hospitales, haciendo énfasis en que solo aplican lo hospitales de atención con quirófanos y salas de emergencia Públicos y privados correctamente certificados, por el ministerio de salud pública, ya que deben la mayoría tener servicio de generadores de emergencia.	CND	El comentario procede parcialmente. Con el objetivo de evitar la desconexión de cargas cuyo suministro eléctrico es vital, se modifica la norma técnica de manera que sea la Empresa Distribuidora quien decida las cargas que deben incluirse dentro de los circuitos propuestos para formar parte de los Esquemas de Desconexión de Carga.
73	Título 4	Artículo 24	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. Los circuitos que tengan cargas especiales como hospitales, estaciones policiales, estaciones de bomberos, estaciones de radio y TV, torres de control de aeropuertos, plantas generadoras y otras instalaciones de seguridad pública, así como las demás cargas aprobadas por la CREE a solicitud de la Empresa Distribuidora no formarán parte de estos esquemas.	Hay que especificar que los circuitos con planta de generación no deben ser incluidas en los esquemas de desconexión automática de cargas.	LUFUSSA	El comentario no procede, se entiende que los circuitos propuestos por la Empresa Distribuidora para que formen parte de los Esquemas de Desconexión previamente han sido seleccionados considerando el efecto que tienen las plantas de generación conectadas en un circuito de distribución en caso de existir. Por lo tanto, no se considera necesario incluir esta excepción, puesto que este análisis puede variar dependiendo del impacto.
74	Título 4	Artículo 24	Es importante agregar que los circuitos con plantas de generación no deben ser incluidas en los esquemas de desconexión automática de cargas.	Es importante agregar que los circuitos con plantas de generación no deben ser incluidas en los esquemas de desconexión automática de cargas.	AHPEE	El comentario no procede, se entiende que los circuitos propuestos por la Empresa Distribuidora para que formen parte de los Esquemas de Desconexión previamente han sido seleccionados considerando el efecto que tienen las plantas de generación conectadas en un circuito de distribución en caso de existir. Por lo tanto, no se considera necesario incluir esta excepción, puesto que este análisis puede variar dependiendo del impacto.
75	Título 4	Artículo 25	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.	En el artículo 25, Se sugiere agregar que podrá haber posibles actualizaciones y que serán compartidos con todos los agentes que provean SSCC, de existir cambio de la normativa o mejoras en los análisis de los esquemas.	ENEE	El comentario procede. Se incorporará que las actualizaciones de los esquemas de desconexión de cargas serán compartidas con los Coordinados del SIN que participan en la provisión del SSCC, no obstante, este texto se agrega dentro del artículo 22 donde se mencionan las disposiciones que debe considerar el Operador del Sistema para realizar los estudios, incluidas las actualizaciones de los esquemas de desconexión automática de cargas.



N°	N° Título	N° Artículo	Comentario	Justificación	Institución	Respuesta CREE
			<p>e) Sistemas de control y protección de la red de transmisión.</p> <p>El operador del sistema notificará oportunamente de futuras nuevas actualizaciones y esquemas de evaluación a todo lo agente habilitado que brinde Servicios Complementarios.</p>			