



Informe de Comentarios Recibidos

Consulta pública CREE-CP-04-2023

“Norma técnica transitoria de los servicios complementarios de control de voltaje y potencia reactiva, y desconexión de cargas”

Preparado por:

Dirección de Regulación

Jefatura de Regulación y Normativa

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Tegucigalpa, agosto de 2023



Índice de Contenido

1. Introducción.....	3
2. Criterios de evaluación	3
3. Participación en consulta pública CREE-CP-04-2023	4
3.1 Comentarios recibidos por artículo	4
3.2 Comentarios recibidos por fecha.....	5
3.3 Comentarios recibidos por institución	6
4. Revisión de comentarios recibidos	6
5. Anexos	7

1. Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), aprobada mediante el Decreto No. 404-2013, publicado en el diario oficial La Gaceta en fecha 20 de mayo de 2014, dispuso la reestructuración del sector eléctrico 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.

Dicha propuesta tiene como objetivo socializar las disposiciones transitorias para regular los servicios complementarios de:

- Control de voltaje y potencia reactiva
- Desconexión de cargas.

El objeto del presente documento y sus anexos es presentar las opiniones, comentarios y observaciones recibidas en el proceso de consulta pública en cuestión. Asimismo, identificar los comentarios admisibles y no admisibles con base en los criterios descritos en este informe.

2. Criterios de evaluación

Una vez cerrada la consulta pública, todos los comentarios recibidos por medio del canal definido para este fin fueron analizados por el equipo técnico de la CREE para ser considerados como admisibles o no admisibles. La CREE consideró como admisibles aquellas posiciones, comentarios y observaciones recibidas dentro del plazo establecido y que cumplieron con los criterios siguientes:

1. Las propuestas ingresadas para cada artículo deben referirse exclusivamente al contenido que se encuentra en este; es decir, cada propuesta presentada debe corresponder al artículo que se está comentando. Se exceptúan aquellas propuestas

relacionadas a otros artículos que no forman parte de la consulta pública, siempre y cuando tengan una relación directa con el artículo que se está comentando.

2. Cada comentario debe ser acompañado por una justificación. El Sistema de Consulta Pública de la CREE, solamente permitirá al interesado ingresar un comentario si este es acompañado por una justificación; no obstante, la CREE revisará que dicha justificación sea pertinente a la propuesta.

La **Figura 2-1** describe el proceso de revisión de los comentarios recibidos para determinar si estos son admisibles o no, considerando los criterios de evaluación mencionados anteriormente.

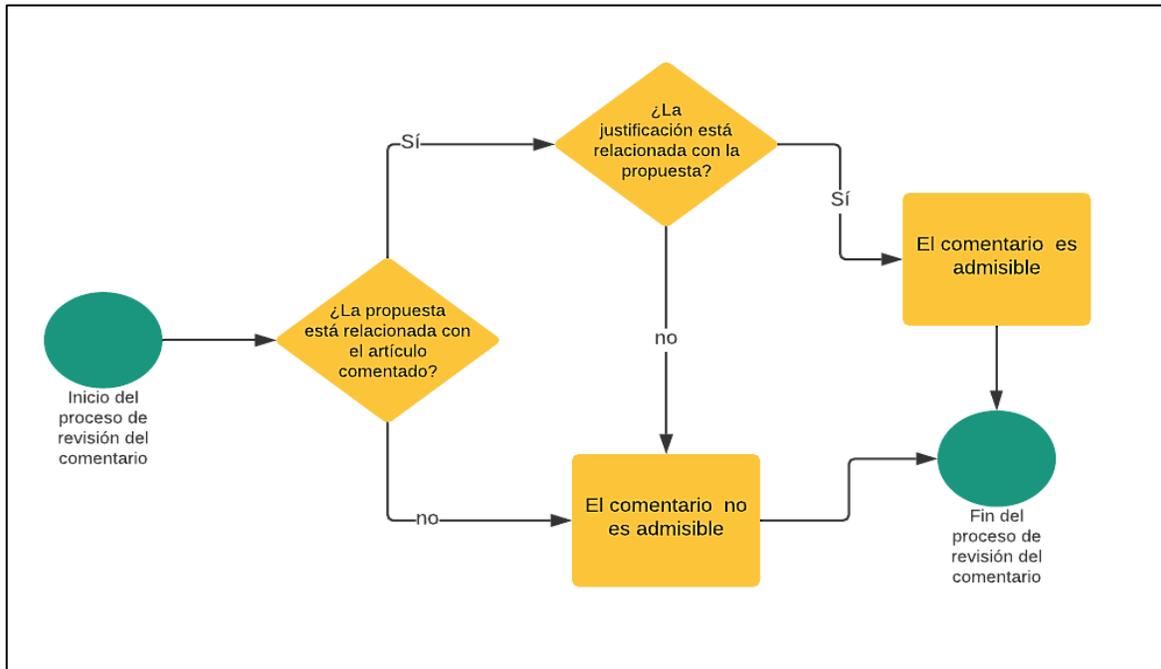


Figura 2-1 Proceso de revisión de comentarios.

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

Una vez ordenado el inicio del procedimiento y difundida la invitación, la plataforma de consulta pública de la CREE fue habilitada con el fin de que cualquier persona natural o en representación de una organización conociera los documentos sometidos a consulta pública y enviara sus opiniones, observaciones o aportes sobre el mismo mediante dicha plataforma, la cual incorpora un mecanismo de participación ciudadana, formal, público y organizado para motivar a la ciudadanía a participar e incorporar sus opiniones.

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 del mediodía y finalizaba el 1 de agosto del presente año. No obstante, la CREE mediante un acto administrativo decidió ampliar el período de recepción de comentarios y definió el día 15 de agosto a las 12 del mediodía del presente año como fecha para la finalización de dicha consulta pública.



Un total de 75 comentarios fueron recibidos según se toma 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.

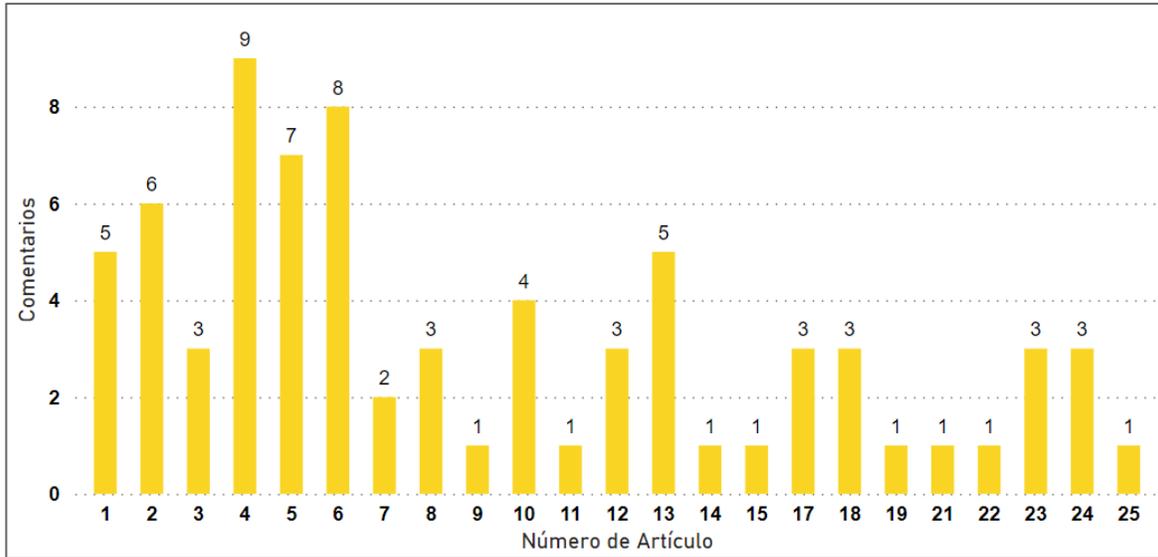


Figura 3-1 Comentarios recibidos por artículo.

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.

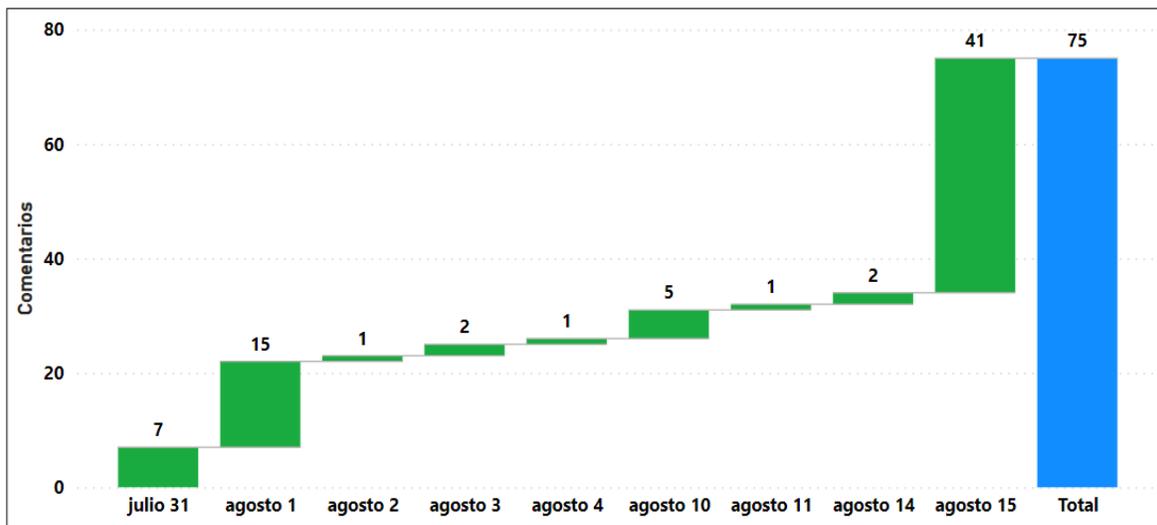


Figura 3-2 Comentarios recibidos por fecha.



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.

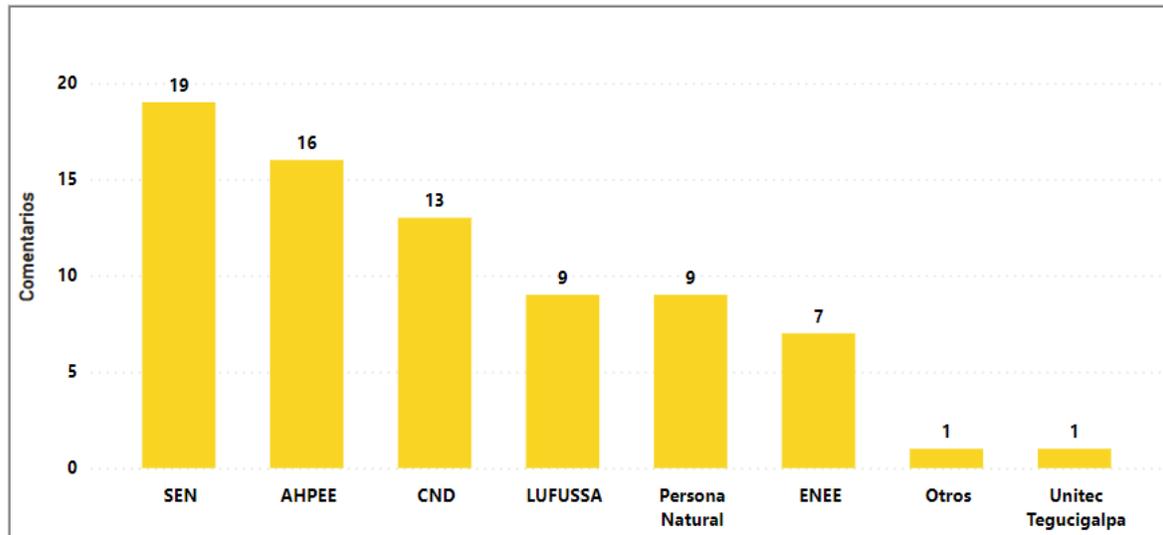


Figura 3-3 Comentarios recibidos por institución.

4. Revisión de comentarios recibidos

Luego de evaluar los comentarios recibidos con base en los criterios descritos en la sección 2 del presente documento, se concluyó que los 75 comentarios recibidos, son admisibles.

De manera complementaria a lo mencionado en esta sección, el Anexo I presenta los comentarios recibidos y admisibles extraídos directamente del Sistema de Consulta Pública que serán tomados en cuenta en el proceso de revisión y elaboración del informe de resultados y propuesta final de la Norma técnica transitoria de los servicios complementarios de control de voltaje y potencia reactiva, y desconexión de cargas.

5. Anexos

Anexo I: Comentarios recibidos y Admisibles

N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
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</p>	<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</p>	<p>Persona Natural</p>



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<p>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> <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 recursos renovable asociado a la facilidad de generación.</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



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
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
4	Título 1	Artículo 1	<p>Artículo 1: Objetivo y Alcance. El objetivo 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 debe 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 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>	<p>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.</p>	ENEE



N°.	Titulo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
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 titulo 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 articulo. En este primer articulo cargamos el documento de referencia que vean el orden y la lógica de lo colocado en la consulta publica:</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> <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</p>	AHPEE



N°.	Titulo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
				<p>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</p>	



N°.	Titulo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
				<p>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 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, limites 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>	



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
				<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>	
6	Título 1	Artículo 2	Coordinado: es toda 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.	Siendo que los proveedores de servicios complementarios son empresas, aun los consumidores calificados, dado el nivel de consumo establecido en la ley, luce difícil pensar que un “coordinado” como lo define esta norma, sea una persona natural.	Persona Natural
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



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
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
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



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
10	Título 1	Artículo 2	<p>Sustituir “operador del sistema” por “Centro Nacional de Despacho” en todo el documento.</p> <p>_____</p> <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>_____</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>Para estar en concordancia con la Ley Especial Para Garantizar El Servicio De La Energía Eléctrica Como Un Bien Público De Seguridad Nacional Y Un Derecho Humano De Naturaleza Económica Y Social. Art 11.</p> <p>_____</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>_____</p> <p>Mejora de redacción</p>	LUFUSSA
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>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</p>	AHPEE



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<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 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.</p>	<p>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 operación, ya que se mencionan en todo el documento; considerar colocarlos en un anexo a esta norma.</p>	
12	Título 1	Artículo 3	<p>Se sugiere valorar lo dispuesto en el Artículo 117 del ROM que establece:</p> <p>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>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.</p>	<p>Verificación de lo establecido en el ROM</p>	CND



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
13	Título 1	Artículo 3	<p>1._En este artículo del ámbito de la aplicación aparece lo que evidentemente se pretende que sea una definición, citando:</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>Al ser esta una definición, debería estar contemplada en el artículo correspondiente a definiciones el "Artículo 2."</p> <p>Esta definición debería estar en el apartado del Art. 2 de definiciones. Una vez lo anterior</p> <p>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)</p> <p>3._El concepto de "Desconexión de Cargas" si está contemplado en el artículo correspondiente a definiciones el "Artículo 2.</p>	<p>1._Para mantener el orden de contenido.</p> <p>2._Como una ayuda referencial para nuestra normativa nacional.</p>	SEN
14	Título 1	Artículo 3	<p>Artículo 3. Ámbito de la Aplicación.</p> <p>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 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.</p> <p>b) Las Empresas Generadoras.</p>	<p>Observaciones:</p> <p>1. Homologar los conceptos a lo que establece la LGIE, RGLIE, ROM, 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</p>	AHPEE



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<p>c) Las Empresas Transmisoras.</p> <p>d) Las Empresas Distribuidoras.</p> <p>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.</p> <p>b) Las Empresas Distribuidoras.</p> <p>c) Los Consumidores Calificados.</p> <p>d) Las Empresas Transmisoras.</p>	<p>recomienda especificar que este párrafo incluye igualmente a la distribuidora y sus clientes y de esta manera se tenga ese alcance.</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 mediate 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



N°.	Titulo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
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>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>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
17	Título 2	Artículo 4	1. El interesado debe de presentar ante el operador del sistema la solicitud de habilitación....	Se entiende que un "coordinado" ya ha sido habilitado	Persona Natural



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			Al final del artículo: El operador del sistema deberá elaborar un manual o deberá establecer un modelo estándar de plantilla con la información y formatos requeridos.		
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 dadas 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
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 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." 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.	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 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. 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.	SEN
20	Título 2	Artículo 4	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. 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.	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. 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.	ENEE



N°.	Titulo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
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> <hr/> <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> <hr/> <p>4....</p> <p>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> <hr/> <p>6....</p> <p>(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> <hr/> <p>Aclaración de los responsables de la coordinación de las pruebas. Es necesario establecer que el CND es el responsable de esta esta verificación..</p> <hr/> <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> <hr/> <p>Para tener congruencia con el Art 4 inciso 2 (a) de esta Norma Transitoria.</p>	LUFUSSA

N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
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 "deberá" 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
23	Título 2	Artículo 4	Proponemos realizar una revisión de las observaciones para reescribir el proceso de habilitación, ya que no considera algunos elementos importantes para evitar contradicciones, malas interpretaciones o vacíos.	<p>Observaciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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. Por concepto de solicitud pareciera que los que quieren 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 el procedimiento de Habilitación de servicio se habla de igual manera del Agente o Empresa de Transmisión "Coordinado" como del "Proveedor del servicio". 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 	AHPEE



N°.	Titulo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
				<p>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 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>	



N°.	Titulo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
				«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»	
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 financieras, 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>	para determinar adecuadamente la compensación de costos por excepción en el caso de contratos preexistentes.	CND



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
25	Título 2	Artículo 5	Podría ser cuando los costos adicionales , por brindar el servicio sean superiores , a la tecnología mas económica que pueda dar un servicio equivalente.	<p>Articulo 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>Articulo 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
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



N°.	Titulo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
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 loas 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 3qse encuentra en incumplimiento del servicio complementario, siempre que cumpla con su responsabilidad de contribuir con dicho servicio.</p>	SEN



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
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
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
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</p>	AHPEE

N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
				<p>deberá ser notificado y aprobado por el Operador del Sistema.</p> <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>	
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 previo 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
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.	<p>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.</p> <p>de lo contrario la CREE deberá aprobar presupuesto para asignar a tarifa , por el desarrollo de esa infraestructura.</p>	CND



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
33	Título 2	Artículo 6	<p>Agregar:</p> <p>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.</p>	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
34	Título 2	Artículo 6	<p>1. _En este Artículo: "...el CND 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." "</p> <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 a cabo 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 de 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</p>	<p>1. _Apreciación Propia.</p> <p>2. _Se habla de un requerimiento de equipo mínimo que es necesario tener para poder cumplir con el servicio complementario.</p> <p>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 que se señala de manera puntual y específica 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>	SEN



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<p>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>		
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 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.</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 lo los servicios complementarios.</p>	SEN
36	Título 2	Artículo 6	<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 (Supervisory Control and Data Acquisition) y sistemas en tiempo real, y los registros instalados de acuerdo con los requisitos establecidos en esta sección.</p>	<p>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.</p>	ESEE



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
37	Título 2	Artículo 6	<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 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 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.</p>	El equipo de sincrofasores (PMU) deben ser instalados una vez que el CND tenga operativo sistema de gestión y registro del servicio complementario.	LUFUSSA
38	Título 2	Artículo 6	<p>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:</p>	<p>Observaciones:</p> <p>1.En lo descrito en el último párrafo de este artículo, se recomienda confirmar en que texto o sección del RMER establece esta disposición.</p> <p>2.Considerar altos montos de inversión en cada PMU, y la referencia satelital de tiempo que se requerirá, junto con la alta capacidad de 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</p>	AHPEE



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
				<p>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>	
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 mas razonable hacer el informe cada seis meses, de hecho el eor si no me equivoco el informe lo exige cada dos años.</p>	CND
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



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
41	Título 2	Artículo 8	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 contratado por el coordinado.	Armonía con lo dispuesto en la NT-IV	CND
42	Título 2	Artículo 8	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. 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.	Para tener congruencia con el Art 12 (2) sobre los indicadores de desempeño. Eliminar este texto del artículo para tener congruencia con la Norma Técnica de Inspección y Verificación el Art 12.2 Indicadores de Desempeño.	LUFUSSA
43	Título 2	Artículo 8	En el párrafo siguiente del literal c): 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. En el párrafo 4, después del inciso c): 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	Observaciones: 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



N°.	Titulo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			operador del sistema. De no hacerlo, el operador del sistema podrá contratarlo y los costos serán a cargo del Coordinado.		
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 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. 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. 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". 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. 6. Considerar no relacionar el tiempo a 30 días, si no el tiempo 	AHPEE



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
				para que finalice el plan de medidas de corrección o que simplemente informe lo requerido. 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.	
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 parrafo 3 de este articulo y lo que hace perder el sentido es la palabra EOR	CND
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 explicita 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



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
47	Título 3	Artículo 10	<p>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 ".</p> <p>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.</p> <p>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 otra modalidad en la que hay empresas GENERADORAS (no menciona la 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>	Observación general del marco referencial de todo el documento.	SEN
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.</p> <p>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>Observaciones:</p> <p>1. 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.</p> <p>2. Revisar la redacción del tercer párrafo, pues la palabra EOR</p>	AHPEE

N°.	Titulo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<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>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>no debería ser contemplada.</p> <p>3. 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.</p> <p>4. 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.</p> <p>5. Se debe incluir el siguiente párrafo, ya que es un derecho de los agentes que se reconozcan los costos adicionales:</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>6. Incluir párrafo ya que es un derecho de los agentes que se reconozcan los costos adicionales.</p>	



N°.	Titulo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
49	Título 3	Artículo 11	<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



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
50	Título 3	Artículo 12	<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 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>Aumentar la flexibilidad de control al CND y los Agentes del 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>	LUFUSSA
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



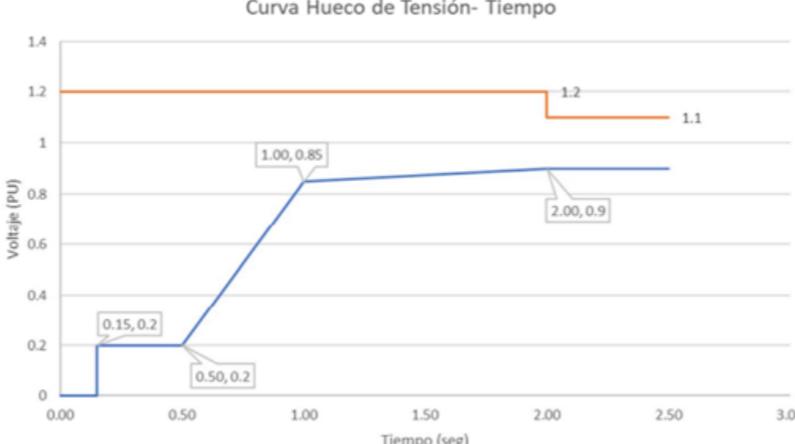
N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
52	Título 3	Artículo 12	<p>Artículo 12. Requerimientos para las Empresas Generadoras con generadores sincrónicos.</p> <p>Como parte de su obligación de contribuir al control de voltaje, cada Empresa Generadora debe suministrar al Operador del Sistema 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 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>Observaciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 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. 2. 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". 3. Se debe revisar la condición de capacidad [MW] máxima considerada para aportar en la regulación de voltaje y potencia reactiva ya que: <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 4. Considerar que el servicio complementario de control de voltaje y potencia reactiva debería ser únicamente para las conectadas en Alta Tensión. 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. 	AHPEE



N°.	Titulo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<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 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</p>		

N°.	Titulo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<p>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>		
53	Título 3	Artículo 13	<p>c) Permanecer conectados a la red ante fallas que causen subvoltaje (huecos de voltaje) o sobre voltaje dentro de los 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 tension.</p>	<p>(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 de los fabricantes.</p> <p>(d) ajuste del tiempo de respuestas más adecuados a la capacidad real de los equipos.</p> <p>(e) límites 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>	LUFUSSA



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
					
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 última oración hace inconsistente lo indicado anteriormente, " la potencia reactiva de la central deberá estar dentro del rango de +/- 5 %."	CND
55	Título 3	Artículo 13	<p>a) aclarar que se entiende por "permanente" ya que hay centrales que no genera de forma permanente.</p> <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:</p>	Aclarar y considerar la existencia de contratos cuyas condiciones son diferentes a la norma propuesta.	Persona Natural



N°.	Titulo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<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>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>		
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 reactivo.</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 P_n: Potencia Nominal.</p> <p>Estos términos; P_n, Q/P_n 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. P_n: 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>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.</p> <p>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 opinión pública 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



N°.	Titulo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<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 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. 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>		



N°.	Titulo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
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>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>Observaciones:</p> <p>En cuanto a los requisitos:</p> <ol style="list-style-type: none"> 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 efecto de no causar daños al equipo. 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. 3. En el inciso d): Los ajustes de tiempo de respuestas deben ser adecuados a la capacidad real de los equipos. 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) 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. 6. Se recomienda que en los límites que debe tener el regulador 	AHPEE



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
				<p>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>	
58	Título 3	Artículo 14	<p>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.</p>	<p>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.</p>	SEN
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>	<p>Es un análisis integral, básico y general de la conformación y estructura de todo el artículo.</p>	SEN



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
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
61	Título 3	Artículo 17	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. Sobre las compañías generadoras. Esto siempre en la implementación de la operación de controladores y reguladores del voltaje y potencia reactiva.	Análisis propio.	SEN
62	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. 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. 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.	Observaciones: 1. Se recomienda sustituir "requisitos" por "límites" ya que no se puede establecer un requerimiento como mínimo, pero si un límite. 2. 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

N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
63	Título 3	Artículo 18	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 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 preexista lo obligue a la provisión de los servicios complementarios solicitados por la presente norma.	Velar por la seguridad jurídica de los contratos preexistentes.	Persona Natural
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
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



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
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
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? 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.	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 Desconexión Automática de cargas,	SEN
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
69	Título 4	Artículo 23	1._ En el apartado de las obligaciones de las empresas Distributoras 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
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



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
71	Título 4	Artículo 23	<p>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 (Expandir detalles de los costos), y es parte de los activos a considerar en la metodología tarifaria para la Empresa Distribuidora.....</p>	<p>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.</p>	ENEE
72	Título 4	Artículo 24	<p>hospitales de atención con quirófanos y salas de emergencia Públicos y privados correctamente certificados, por el ministerio de salud publica.</p>	<p>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 publica, ya que deben la mayoría tener servicio de generadores de emergencia.</p>	CND



N°.	Título	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
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
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
75	Título 4	Artículo 25	<p>Coordinación de los Esquemas de Desconexión Automática de Cargas.</p> <p>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> <p>a) Sistemas de protección y control de las unidades o centrales generadoras.</p> <p>b) Control de frecuencia.</p> <p>c) Esquemas y estrategias de control de voltaje regionales.</p> <p>d) Guías regionales de restablecimiento y guía nacional de restablecimiento del SIN.</p> <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>	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

**La redacción de las columnas denominadas “Comentario” y “Justificación” mantienen la redacción íntegra de los usuarios que participaron en la consulta pública.*