Contacto CONAMER JCRL-GLS-B000705728

De:	Teresa Mercado <terem@amdee.org>
Enviado el:	viernes, 18 de diciembre de 2020 01:57 p. m.
Para:	Contacto CONAMER
CC:	Leopoldo Alberto Rodríguez Olive; Héctor Treviño; Julio Valle
Asunto:	Comentarios Expediente 65/0011/220719
Datos adjuntos:	Comentarios AMDEE CC - VF.xlsx; Comentarios del Codigo de Red DIC2020 _AMDEE.docx

A quien corresponda,

Con relación al Anteproyecto de la Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía abroga la Resolución RES/151/2016 y expide las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los Criterios de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, mismo que se encuentra registrado en el Portal de esa Comisión, bajo el número de expediente 65/0011/220719, nos permitimos hacer llegar los comentarios contenidos en los archivos Word y Excel adjuntos, respectivamente.

Cualquier duda o aclaración al respecto, me encuentro a sus órdenes.

Saludos,

The information transmitted is intended only for the person or entity to which it is addressed and may contain confidential and/or privileged material. Any review, retransmission, dissemination or other use of, or taking of any action in reliance upon, this information by persons or entities other than the intended recipient is prohibited. If you received this in error, please contact the sender and delete the material from any computer.

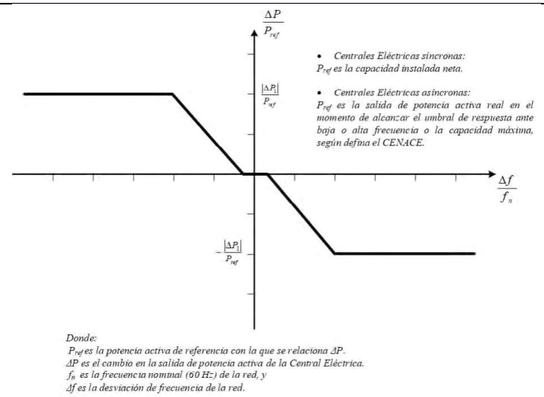
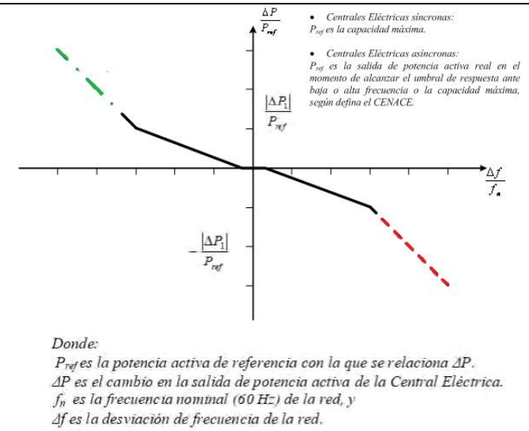
Please don't print this e-mail unless you really need to.

COMISIÓN NACIONAL DE MEJORA REGULATORIA
CONTROL DE GESTIÓN
18 DIC 2020
RECIBIDO
RÚBRICA 13:57

Comentarios AMDEE al Código de Red

<table>
<tr><th>No.</th><th>Concepto</th><th>Redacción Actual</th><th>Redacción Propuesta</th><th>Comentarios</th></tr>
<tr><td>1</td><td>1.2 Clasificación de las Centrales Eléctricas (pág. 280)</td><td>A modo de aclaración, se distingue entre Capacidad Instalada Neta (capacidad máxima en el punto de interconexión) y la Capacidad de Generación Máxima Bruta (MW), a la salida de los bornes de la Central Eléctrica, que se requiere en el Permiso de Generación de la CRE (RES/182/2015)</td><td>A modo de aclaración, se distingue entre Capacidad Instalada Neta (capacidad máxima en el punto de interconexión) y la Capacidad de Generación Máxima Bruta (MW), a la salida de los bornes de las máquinas de Generación de la Central Eléctrica, que se requiere en el Permiso de Generación de la CRE (RES/182/2015)</td><td>En las Centrales Eólicas y Solares puede existir una diferencia de hasta el 2% entre la suma de la Potencia Activa a la salida de las máquinas de generación (Aerogeneradores y/o Inversores) y la potencia a la salida de los bornes de la central; que incluso normalmente están en niveles de voltaje diferentes. Lo anterior se debe principalmente a las pérdidas del sistema colector conformado por cables de media tensión (los cuales pueden tener kilómetros), transformadores elevadores de máquinas (el voltaje nominal de aerogeneradores e inversores normalmente es por debajo de 1000 V por lo que se requiere de un transformador para elevar la tensión) e incluso Transformador Principal elevador de media tensión a alta tensión (En centrales tipo D normalmente el voltaje del punto de interconexión es diferente al voltaje del sistema colector).

Debido a lo anterior la Capacidad declarada en el permiso de Generación es la Capacidad Nominal instalada que no es la misma Capacidad de Generación Máxima Bruta (MW) a la salida de los bornes de la Central Eléctrica.</td></tr>
<tr><td>2</td><td>2.1 Definición de las zonas de frecuencia con requerimiento mínimo de operación sin desconexión de la red (pág. 281)</td><td>i. Los tiempos especificados son acumulativos e independientes en cada rango de frecuencia;</td><td>i. Los tiempos especificados son acumulativos e independientes en cada rango de frecuencia, la acumulación de tiempo de cualquier zona se restablece al operar en la zona 1 de tiempo ilimitado;</td><td>Con este texto se diferencia entre acumulativo e independiente en cada rango de frecuencia.</td></tr>
<tr><td>3</td><td>2.2.1 Respuesta ante rapidez de cambio de frecuencia: (pág. 281)</td><td>i. En relación a la variación de la frecuencia eléctrica en el punto de interconexión, las Centrales Eléctricas deberán mantenerse interconectadas a la red y operando con normalidad aun cuando la frecuencia presente cambios con rapidez (ROCOF, por sus siglas en inglés) de hasta 2 Hz/s para Centrales Eléctricas síncronas y de 2.5 Hz/s para Centrales Eléctricas asíncronas, determinada por diferencia en mediciones de 1 segundo.</td><td><table>
<tr><th>Área síncrona</th><th>Rango de frecuencias</th><th>Tiempo mínimo de operación</th><th>Zona</th></tr>
<tr><td rowspan="3">Sistema Interconectado Nacional y Sistema Baja California</td><td>61.2 Hz ≤ f < 62.5 Hz</td><td>10 minutos</td><td>Zona 2</td></tr>
<tr><td>f1= 58.8 Hz ≤ f < f2=61.2 Hz</td><td>Ilimitado</td><td>Zona 1</td></tr>
<tr><td>57.5 Hz ≤ f < 58.8 Hz</td><td>10 minutos</td><td>Zona 2</td></tr>
</table></td><td>Debido a que se considera una razón de cambio de hasta 2.5 Hz/s para centrales Eléctricas asíncronas debe considerase ampliar el rango de alta frecuencia de la tabla 2.1 hasta por lo menos 62.5 Hz para ser congruentes en ambos puntos, quedando la tabla como se muestra en la redacción propuesta.</td></tr>
<tr><td>4</td><td>Figura 2.2.2.A Control primario de frecuencia de la Central Eléctrica (pág. 282)</td><td>Centrales Eléctricas asíncronas:
Pref es la salida de potencia activa real en el momento de alcanzar el umbral de respuesta ante baja o alta frecuencia o la capacidad máxima según defina el CENACE.</td><td>Centrales Eléctricas asíncronas:
Pref es la salida de potencia activa real en el momento de alcanzar el umbral de respuesta ante baja o alta frecuencia o la capacidad máxima según defina el CENACE durante la Validación de Requerimientos Técnicos.</td><td>Es necesario que CENACE defina durante la Validación de Requerimientos Técnicos cual será la Pref para que la Central quede correctamente configurada durante la puesta en marcha de la Central Eléctrica.</td></tr>
<tr><td>5</td><td>Figura 2.2.2.A Control primario de frecuencia de la Central Eléctrica (pág. 282)</td><td>Se propone cambiar la siguiente figura:</td><td>Por la siguiente figura:</td><td>Lo anterior surge dado que en esta versión de código de red se sigue manejando el concepto de tres controles de Frecuencia.
1. Control Primario de frecuencia (Línea solida negra) con una</td></tr>
</table>

				banda muerta de ±30mHz y funciones de baja y alta frecuencia 2. **Control de Alta frecuencia** (Línea punteada **roja**) el cual actuará con una frecuencia mayor a 60.2 Hz. 3. **Control de Baja frecuencia** (Línea punteada **verde**) el cual actuará con una frecuencia menor a 59.8 Hz.
6	2.2.2 Control primario de frecuencia; inciso i. (pág. 282)	i. La Central Eléctrica debe proveer una respuesta de potencia activa a la frecuencia de acuerdo a la Figura 2.2.2.A y con los parámetros especificados por el Cenace dentro de los rangos de la Tabla 2.2.2.A.	La Central Eléctrica debe proveer un Control Primario de Frecuencia **el cual tendrá que estar activo todo el tiempo y deberá contar con** una respuesta de potencia activa a la frecuencia de acuerdo a la Figura 2.2.2.A así como con los parámetros especificados por el Cenace dentro de los rangos de la Tabla 2.2.2.A.	Es necesario establecer claramente que este control primario de frecuencia debe estar activo todo el tiempo para evitar interpretaciones diferentes.
7	2.2.2 Control primario de frecuencia; inciso v. (pág. 284)	v. Para asegurar una adecuada regulación de la frecuencia, la Central Eléctrica debe mantener la respuesta de potencia activa, al menos por encima de la línea sólida que se define en la Figura 2.2.2 A, de acuerdo con los parámetros especificados por el Cenace dentro de los rangos definidos por la Tabla 2.2.2.A. La combinación de la elección de los parámetros especificados por el Cenace debe tomar en cuenta las posibles limitaciones de las tecnologías;	v. Para asegurar una adecuada regulación de la frecuencia, la Central Eléctrica debe mantener la respuesta de potencia activa, al menos por encima de la línea sólida que se define en la Figura 2.2.2 A, de acuerdo con los parámetros especificados por el Cenace dentro de los rangos definidos por la Tabla 2.2.2.A. La combinación de la elección de los parámetros especificados por el Cenace debe tomar en cuenta las posibles limitaciones de las tecnologías **lo que podrá determinarse en base a los modelos de simulación de las Centrales Eléctricas.**	Ya que el Modelo de Simulación de la Central Eléctrica es parte de los requerimientos del código de red y pueden usarse para determinar algunas limitaciones tecnológicas.
8	2.2.3 Respuesta ante alta frecuencia; inciso i (pág. 284)	i. La Central Eléctrica debe activar su control sobre la potencia activa en respuesta a una condición de alta frecuencia como se muestra en la Figura 2.2.2A. Este control debe activarse a partir de que exista una variación positiva de frecuencia que sobrepase la insensibilidad propia del control definida en la Tabla 2.2.2 A como en 60.2 *Hz,* con una característica de regulación seleccionable entre 3 % y 8 %.	i. La Central Eléctrica **deberá tener Activo todo el tiempo** su control sobre la potencia activa en respuesta a una condición de alta frecuencia como se muestra en la Figura 2.2.2.A. Este control debe **actuar solo** a partir de que exista una variación positiva de frecuencia que sobrepase la insensibilidad propia del control definida en la Tabla 2.2.2.A **así como en la frecuencia de** 60.2 *Hz,* con una característica de regulación seleccionable entre 3 % y 8 %.	Es necesario establecer claramente que este control de alta frecuencia debe estar todo el tiempo activo junto al control Primario de frecuencia. Lo anterior es debido a que un cambio en la frecuencia es difícil de predecir y por lo tanto es difícil activar el modo de control de alta frecuencia solo ante estos eventos de alta frecuencia. Por otro lado, al dejar claro que el control de alta frecuencia debe estar activo todo el tiempo se evita interpretaciones encontradas.
9	2.2.4 Respuesta ante baja	i. La Central Eléctrica debe activar su control de la	i. La Central Eléctrica **deberá tener Activo todo el**	Es necesario establecer claramente que este control de baja frecuencia

	frecuencia (pág. 285)	potencia activa en respuesta a una condición de baja frecuencia como se muestra en la Figura 2.2.2.A. Este control debe activarse a partir de que exista una variación negativa de frecuencia que sobrepase la insensibilidad propia del control definida en la Tabla 2.2.2.A, con una característica de regulación en el rango de 3 % a 8 %.	**tiempo** su control de la potencia activa en respuesta a una condición de baja frecuencia como se muestra en la Figura 2.2.2.A. Este control debe **actuar solo** a partir de que exista una variación negativa de frecuencia que sobrepase la insensibilidad propia del control definida en la Tabla 2.2.2.A **así como en la frecuencia de 59.8 *Hz***, con una característica de regulación en el rango de 3 % a 8 %.	debe estar todo el tiempo activo junto al control Primario de frecuencia. Lo anterior es debido a que un cambio en la frecuencia es difícil de predecir y por lo tanto es difícil activar el modo de control de baja frecuencia solo ante estos eventos de alta frecuencia. Por otro lado, al dejar claro que el control de baja frecuencia debe estar activado todo el tiempo se evita interpretaciones encontradas. Finalmente es necesario establecer que el control actuará solo a partir de los 59.8 Hz ya que de lo contrario se deja el punto abierto a interpretaciones.
10	2.2.4 Respuesta ante baja frecuencia (pág. 285)	ii. Dado que la entrega real de potencia activa dependerá de las condiciones ambientales y operativas, en particular ante limitaciones cerca de la Capacidad instalada y la disponibilidad en tiempo real de la fuente primaria de energía ante baja frecuencia, las Centrales Eléctricas Asíncronas deberán participar en la regulación primaria ante baja frecuencia entregando potencia activa en el punto de interconexión en tanto las condiciones ambientales como operativas lo permitan, entendiéndose como condición ambiental aquella en que la generación de energía es posible de conformidad con la disponibilidad de la fuente primaria de energía, y entendiéndose como condición operativa, aquella en que este tipo de Centrales hayan recibido previamente una instrucción por parte del Cenace de generar por debajo de su potencia de referencia. Dicha instrucción solo podrá emitirse en los momentos de declaratoria de estado operativo de Alerta y Emergencia del sistema;	ii. Dado que la entrega real de potencia activa dependerá de las condiciones ambientales y operativas, en particular ante limitaciones cerca de la Capacidad instalada y la disponibilidad en tiempo real de la fuente primaria de energía ante baja frecuencia, las Centrales Eléctricas Asíncronas deberán participar en la regulación primaria ante baja frecuencia entregando potencia activa en el punto de interconexión en tanto las condiciones ambientales como operativas lo permitan, entendiéndose como condición ambiental aquella en que la generación de energía es posible de conformidad con la disponibilidad de la fuente primaria de energía, y entendiéndose como condición operativa, aquella en que este tipo de Centrales hayan recibido previamente una instrucción por parte del Cenace de generar por debajo de su potencia de referencia. Dicha instrucción solo podrá emitirse en los momentos de declaratoria de estado operativo de Alerta y Emergencia del sistema **los cuales podrán ser determinados por CENACE en base a los estudios de interconexión y/o durante la Validación de Requerimientos Técnicos;**	El anterior comentario surge de la necesidad de las Centrales Asíncronas de identificar cuales podrán ser los momentos de declaratoria de estado operativo de Alerta y Emergencia del sistema en los cuales se tendrá que generar por debajo de la potencia de referencia. Debido a lo anterior se propone que mediante herramientas como lo son los modelos de simulación CENACE pueda identificar los momentos de declaratoria de estado operativo de Alerta y Emergencia del sistema y darlos a conocer a la central Asíncrona para que estos sean considerados durante el diseño y operación de la Central
11	2.2.6 Control de potencia activa y su rango de control: (pág. 286)	i. La Central Eléctrica implementará el valor de consigna con una rampa previamente definida entre el Cenace y la Central Eléctrica, durante los Estudios de Impacto.	La Central Eléctrica implementará el valor de consigna con una rampa previamente definida entre el Cenace y la Central Eléctrica, durante los Estudios de Impacto **y/o durante la Validación de Requerimientos Técnicos.**	El comentario va a dirigido ya que si durante la fase de construcción de la Central Eléctrica cambia la configuración eléctrica (inversores, aerogeneradores, sistema colector, etc) con respecto a la solicitud del Estudio de Impacto pueda modificarse la rampa previamente definida en dicho estudio con la configuración final de la Central Eléctrica.
12	2.2.7 Mantener la potencia activa	i. La Central Eléctrica debe mantener constante su	i. La Central Eléctrica debe mantener constante su	Se propone el cambio para considerar a los tres controles de frecuencia.

	constante respecto a cambios de frecuencia: (pág. 286)	aportación de potencia activa, sin importar los cambios en la frecuencia, a menos que la salida de potencia siga los cambios definidos en términos del apartado 2.2.3	aportación de potencia activa, sin importar los cambios en la frecuencia, a menos que la salida de potencia siga los cambios definidos en términos de los apartados **2.2.2, 2.2.3 y 2.2.4**.	1. **Control Primario de frecuencia** 2. **Control de Alta frecuencia** 3. **Control de Baja frecuencia**
13	2.2.10 Tiempo máximo de respuesta por regulación de frecuencia entre su rango de regulación de potencia activa (pág. 287)	2.2.10 Tiempo máximo de respuesta por regulación de frecuencia entre su rango de regulación de potencia activa	2.2.10 Tiempo máximo de regulación de potencia activa ante consignas.	Este apartado se debe referir a la regulación que la central puede hacer mediante consignas de potencia activa desde el 100% al 0% de la potencia de referencia y viceversa; es decir no debe mezclarse con lo referente a los controles de frecuencia.
14	2.2.10 Tiempo máximo de respuesta por regulación de frecuencia entre su rango de regulación de potencia activa (pág. 287)	La Central Eléctrica debe responder a la frecuencia desde el límite máximo de al límite mínimo de regulación de potencia activa mostrados en la Tabla 2.2.2.A, o viceversa, en un tiempo máximo de 15 minutos.	La Central Eléctrica debe responder desde el límite máximo **hasta el** límite mínimo de regulación de potencia activa mostrados en la **Tabla 2.2.2.B**, o viceversa, en un tiempo máximo de 15 minutos. Al especificar el tiempo **durante la Validación de Requerimientos Técnicos** el Cenace tomará en cuenta el margen de potencia activa y la fuente primaria de energía de la Central Eléctrica. Dentro de los límites de tiempo especificados, el control de potencia activa no debe tener ningún impacto adverso en la respuesta a la frecuencia de la Central Eléctrica.	Cenace deberá especificar el tiempo máximo de regulación durante la Validación de Requerimientos Técnicos para evitar cambios durante la operación del proyecto.
15	3.1 Requerimientos generales de interconexión ante variaciones de tensión en la red para Centrales Eléctricas tipo B, C y D (pág. 288)	Si por las características tecnológicas de la Central Eléctrica son económica y técnicamente factibles rangos más amplios de tensión o tiempos a los indicados en las Tablas 3.1.A y 3.1.B, estos no deberán limitarse y podrán ser solicitados por el Cenace para preservar o restablecer la seguridad del SEN, asegurando el mejor aprovechamiento de las capacidades técnicas de algunas tecnologías, siempre y cuando el Cenace durante el Estudio de Impacto.	Si por las características tecnológicas de la Central Eléctrica son económica y técnicamente factibles rangos más amplios de tensión o tiempos a los indicados en las Tablas 3.1.A y 3.1.B, estos no deberán limitarse y podrán ser solicitados por el Cenace para preservar o restablecer la seguridad del SEN, asegurando el mejor aprovechamiento de las capacidades técnicas de algunas tecnologías, siempre y cuando **sea determinado por** el Cenace durante el Estudio de Impacto **y/o durante la Validación de Requerimientos Técnicos.**	Se termina la idea y se agrega que también podrá ser determinado durante la Validación de Requerimientos Técnicos.
16	Tabla 3.1.B Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en el SBCS y SIM (Pág. 289)	Tabla 3.1.B Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en el SBCS y SIM (*) podría ser 15 minutos, si tenemos en cuenta la restricción de frecuencia de la Figura 1	Tabla 3.1.B Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en el SBCS y SIM (*) podría ser 15 minutos, si tenemos en cuenta la restricción de frecuencia de la Figura **2.2.2.A**	La Figura 1 no viene dentro de este documento y en base a la redacción se asume que se refiere a la figura 2.2.2.A pero esto debe confirmarse

<table>
<tr><td>17</td><td>Tabla 3.1.A Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en SIN y SBC</td><td>
<table>
<tr><td rowspan="3">Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé</td><td>$V_{max} \leq V < V_2$</td><td>30 minutos*</td></tr>
<tr><td>$V_{min} \leq V < V_{max}$</td><td>Ilimitado</td></tr>
<tr><td>$V_1 \leq V < V_{min}$</td><td>30 minutos*</td></tr>
</table>
Tabla 3.1.A Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en SIN y SBC
<table>
<tr><th>Área síncrona</th><th>Rango de tensión del punto de interconexión</th><th>Tiempo mínimo de operación</th></tr>
<tr><td rowspan="3">Sistema Interconectado Nacional, Baja California, Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé</td><td>$V_{max} \leq V < V_2$</td><td>30 minutos*</td></tr>
<tr><td>$V_{min} \leq V < V_{max}$</td><td>Ilimitado</td></tr>
<tr><td>$V_1 \leq V < V_{min}$</td><td>30 minutos*</td></tr>
</table>
Tabla 3.1.B Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en el SBCS y SIM
</td><td>
<table>
<tr><td rowspan="3">Sistema Interconectado Nacional y Baja California,</td><td>$V_{max} \leq V < V_2$</td><td>30 minutos*</td></tr>
<tr><td>$V_{min} \leq V < V_{max}$</td><td>Ilimitado</td></tr>
<tr><td>$V_1 \leq V < V_{min}$</td><td>30 minutos*</td></tr>
</table>
Tabla 3.1.A Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en SIN y SBC
<table>
<tr><th>Área síncrona</th><th>Rango de tensión del punto de interconexión</th><th>Tiempo mínimo de operación</th></tr>
<tr><td rowspan="3">Baja California Sur y Pequeño Sistema Eléctrico Mulegé</td><td>$V_{max} \leq V < V_2$</td><td>30 minutos*</td></tr>
<tr><td>$V_{min} \leq V < V_{max}$</td><td>Ilimitado</td></tr>
<tr><td>$V_1 \leq V < V_{min}$</td><td>30 minutos*</td></tr>
</table>
Tabla 3.1.B Valores de operación sin desconectarse de la red para Centrales Eléctricas en el SBCS y SIM
</td><td>Se propone dichas tablas ya que aparentemente no existía diferencia en el contenido de ambas tablas</td></tr>
<tr><td>18</td><td>3.6.1 Capacidad de potencia reactiva a potencia máxima para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D (pág. 294)</td><td>i. La Central Eléctrica síncrona debe tener la capacidad de mantener su potencia reactiva en un rango de factor de potencia de al menos 0.95 en atraso y 0.95 en adelanto en el punto de interconexión.</td><td>i. La Central Eléctrica asíncrona debe tener la capacidad de mantener su potencia reactiva en un rango de factor de potencia de al menos 0.95 en atraso y 0.95 en adelanto en el punto de interconexión.</td><td>La sección 3.6.1 habla de Capacidad de potencia reactiva a potencia máxima para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D y en este punto existe un error de escritura.</td></tr>
<tr><td>19</td><td>3.6.1 Capacidad de potencia reactiva a potencia máxima para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D (pág. 294)</td><td>ii. La Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D debe cumplir el perfil V-Q/Pmáx de conformidad con la Tabla 3.3.2 y Figura 3.3.3</td><td>ii. La Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D debe cumplir el perfil V-Q/Pmáx de conformidad con la Tabla 3.3.2 y Figura 3.3.4</td><td>La Figura 3.3.3 se refiere al Diagrama V-P-Q/Pmáx de una Central Eléctrica Síncrona y en la sección 3.6.1 se habla de Capacidad de potencia reactiva a potencia máxima para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D</td></tr>
<tr><td>20</td><td>3.6.3 Modos de control de potencia reactiva automático para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D (pág. 297)</td><td>iii. A efectos del modo de control de factor de potencia, la Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D debe controlar el factor de potencia automáticamente dentro del rango de potencia reactiva requerida, especificada y acotada por la zona blanca de la Figura 8con un factor de potencia objetivo en pasos no mayores que 0.01;
e</td><td>iii. A efectos del modo de control de factor de potencia, la Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D debe controlar el factor de potencia automáticamente dentro del rango de potencia reactiva requerida, especificada y acotada por la zona blanca de la Figura 3.3.4 con un factor de potencia objetivo en pasos no mayores que 0.01;</td><td>Se corrige el número de figura en base al texto.</td></tr>
<tr><td>21</td><td>3.6.3 Modos de control de potencia reactiva automático para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D (pág. 297)</td><td>iv. Tras una variación de tensión, la Central Eléctrica Asíncrona deberá, cuando lo requiera el Cenace, cumplir con un 90 % de la variación de la salida de potencia reactiva en un tiempo t1 entre 1 y 5 segundos, además de estabilizarse en el valor definido por la pendiente dentro de un tiempo t2 entre 5 y 60 segundos, con una tolerancia de la potencia reactiva en régimen permanente no</td><td>iv. Tras una variación de tensión, la Central Eléctrica Asíncrona deberá, cuando lo requiera el Cenace, cumplir con un 90 % de la variación de la salida de potencia reactiva en un tiempo t1 entre 1 y 5 segundos, además de estabilizarse en el valor definido por la pendiente dentro de un tiempo t2 entre 5 y 60 segundos, con una tolerancia de la potencia reactiva en régimen permanente no superior</td><td>Se debe aclarar que los tiempos son para cada paso mencionados en los tres modos de control de potencia reactiva</td></tr>
</table>

		superior al 5 % de la potencia reactiva máxima. Si no es posible cumplir con estos parámetros de operación se podrá entregar una justificación técnica para revisión del Cenace donde se demuestre el impacto de la topología y componentes que integren la Central Eléctrica, y a aprobación de excepción de cumplimiento de la CRE.	al 5 % de la potencia reactiva máxima **para cada paso de las consignas mencionadas en los incisos i, ii, iii** . Si no es posible cumplir con estos parámetros de operación se podrá entregar una justificación técnica para revisión del Cenace donde se demuestre el impacto de la topología y componentes que integren la Central Eléctrica, y a aprobación de excepción de cumplimiento de la CRE.	
22	3.6.6 Amortiguamiento de oscilaciones de potencia para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D (pág. 297)	i. En base a los Estudios de Interconexión y los requerimientos del MEM, si es requerido por el Cenace, la Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D contribuirá a amortiguar las oscilaciones de potencia, en los tiempos definidos en la Tabla 2.2.2.A.	i. En base a los Estudios de Interconexión y los requerimientos del MEM, si es requerido por el Cenace, la Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D contribuirá **hasta donde la tecnología que lo permita** a amortiguar las oscilaciones de potencia **que puedan surgir en la Central Eléctrica ante eventos transitorios externos**, en los tiempos definidos en la Tabla 2.2.2.A.	Por la limitación tecnológica las centrales asíncronas no pueden contribuir al amortiguamiento de oscilaciones entre áreas sin embargo no contribuyen a incrementar estas oscilaciones, en cambio sí amortiguan las oscilaciones de potencia que se presentan dentro de la Central Eléctrica.
23	3.6.5 Prioridad del control de potencia activa y potencia reactiva durante fallas para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D (pág. 297)	i. El Cenace especificará durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión si la contribución de potencia activa o la contribución de potencia reactiva tiene prioridad durante fallas. Si se da prioridad a la contribución de la potencia activa, esta disposición ha de establecerse a más tardar 0.25 segundos desde el inicio de la falla.	i. El Cenace especificará durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión si la contribución de potencia activa o la contribución de potencia reactiva tiene prioridad durante fallas. Si se da prioridad a la contribución de la potencia activa, esta disposición ha de establecerse a más tardar 0.25 segundos desde el inicio de la falla. **Si se da prioridad a la contribución de la potencia Reactiva, la potencia activa deberá recuperase en menos de 1 seg.**	Es importante establecer un tiempo de recuperación de la potencia activa cuando la prioridad sea la potencia reactiva.
24	Tabla 4.3.1.B: Valores de tensión y tiempo de la Figura 4.3.1.B para la capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas Síncronas de tipo D ante condiciones dinámicas o de falla (pág. 303)	Tabla 4.3.1.B: Valores de tensión y tiempo de la Figura 4.3.1.B para la capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas Síncronas de tipo D ante condiciones dinámicas o de falla	Tabla 4.3.1.B: Valores de tensión y tiempo de la Figura 4.3.1.B para la capacidad de respuesta de Centrales Eléctricas **Asíncronas** de tipo D ante condiciones dinámicas o de falla	Se debe corregir síncrona por Asíncrona
25	7.5 Requerimientos generales de contenido armónico máximo (pag. 314)	Asimismo, en caso de que, con anterioridad a la interconexión de la Central Eléctrica, los límites de distorsión armónica en la tensión sean superiores a los definidos en los apartados siguientes, solamente se considerará los límites de distorsión armónica en la corriente. En caso de no cumplir con estos requerimientos, se deben llevar a cabo las acciones necesarias para subsanarlo. El Cenace enviará a las Centrales Eléctricas durante los Estudios de Interconexión, la siguiente información correspondiente del punto de	**La Central Eléctrica posterior a su interconexión deberá cumplir con los límites de distorsión armónica en Corriente y Tensión dispuestos en los siguientes apartados. En caso de no cumplir con dichos limites, se deberán llevar a cabo las acciones necesarias para subsanarlo.** **Solo en el en caso de que, con anterioridad a la interconexión de la Central Eléctrica, los límites de distorsión armónica en la tensión sean superiores a los definidos en los apartados**	Se sugiere al cambio en la redacción ya que con el actual se da a entender lo siguiente: 1. Que, si hay límites altos en corrientes y tensión previo a la interconexión de la Central, la central deberá corregirlo 2. No se entiende que la central deberá llevar a cabo acciones necesarias si genera distorsión armónica posterior a su interconexión

		interconexión, o en su caso de la ubicación más representativa del mismo: a) corriente de cortocircuito en el periodo de 1 año (máximo, mínimo y promedio); b) relación R/X periódicas; y c) barrido de frecuencia (impedancia y frecuencia).	**siguientes, se considerará solo los límites de distorsión armónica en la corriente.** El Cenace enviará a las Centrales Eléctricas durante los Estudios de Interconexión, la siguiente información correspondiente del punto de interconexión, o en su caso de la ubicación más representativa del mismo: a) corriente de cortocircuito en el periodo de 1 año (máximo, mínimo y promedio); b) relación R/X periódicas; y c) barrido de frecuencia (impedancia y frecuencia).	

Codigo de red										AMDEE			
Comentario							Atención a comentario			ANÁLISIS DE COMENTARIOS EN EL MARCO DE LO APROBADO EN EL COMITÉ DE CONFIABILIDAD DEL CÓDIGO DE RED			
No.	Conamer	Propone	Referencia	Redacción actual	Propuesta	Comentario de la propuesta	Tipo de comentario	Justificación	Propuesta de Redacción	GRUPO DE TRABAJO EN EL QUE SE DISCUTIÓ	FECHA DE MINUTA	ACUERDO ALCANZADO EN EL GRUPO	JUSTIFICACIÓN PARA MANTENER EL ACUERDO
9	B000193903	Ing. Andres Rogelio Cortes Blancas CFE Transmisión ZOT PUEBLA - TLAXCALA	30 de 331 / C. Glosario / C.1 Definiciones	Límites de cargabilidad. Valores a los que opera un elemento por encima de sus valores nominales de operación en Estado Operativo Normal, declarados al Cenace por el propietario del elemento (Transportista o Distribuidor) cada octubre, y que no causen daño físico al elemento.	Límites de cargabilidad. Valores a los que opera un elemento por encima de sus valores nominales de operación en Estado Operativo Normal, declarados al Cenace por el propietario del elemento (Transportista o Distribuidor) cada octubre, y que no causen daño físico al elemento. Comentario: El límite por encima de sus valores nominales, no tiene nada que ver con el Estado Operativo Normal.		Procede			GRUPO Operación y Planeación	24/08/2019	2.1 Transmisión y Distribución / propuesta de los limites de cargabilidad: 8En Estado Operativo Normal - En Contingencia	Relación que existe entre el limite de cargabilidad y los estados operativos
382	B0000193761	Ing. Vladimir Ochoa Ramirez CFE Distribución	Criterio P-14	El CENACE y los Distribuidores deberán considerar las metas con respecto a la integración de energía limpia establecidas por la SENER en sus procesos de planeación.	Eliminar	Con base en el Criterio P – 2.	Procede			GRUPO Operación y Planeación		Toda vez que esta Asociación participó al interior del Comité de Confiabilidad de la CRE, consideramos importante rescatar que este comentario va en contra a lo acordado dentro de las discusiones de los grupos de trabajo dispuestos para tal efecto, ya que la justificación técnica que en su momento se presentó, llevó a tomar el siguiente acuerdo que consideramos importante mantener: Criterio P-14	Dicho criterio es un elemento de cohesion y concordancia entre la normativa técnica y las estrategias de desarollo del Sistema Eléctrico Nacional previamente acordados. Es importanate considerar que el Art. 1 de la Ley de la Industria eléctrica menciona en su último párrafo lo siguiente: " Esta Ley tiene por finalidad promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes" Asimismo, el Art. 13 de la ordenanza precitada menciona: "Con el objetivo de promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda en el Sistema Eléctrico Nacional y cumplir con los objetivos de Energías Limpias, la Secretaría desarrollará programas indicativos para la instalación y retiro de las Centrales Eléctricas, cuyos aspectos relevantes se incorporarán en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. La Secretaría podrá preparar y coordinar la ejecución de los proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional."
444	B000193663	Sergio Romo Ramirez CENACE	Cap. 2, Sección 2.4.3, Pág. 54	Criterio OP- 26. En Estado Operativo Normal el Cenace operará el SEN de tal manera que ningún elemento opere de forma permanente con valores superiores a sus limites de cargabilidad y por un tiempo máximo de 20 minutos con valores de sobrecarga permitida declarada.	Criterio OP- 26. En Estado Operativo Normal el CENACE operará el SEN de tal manera que ningún elemento opere de forma permanente con valores superiores a sus limites de cargabilidad y con valores de sobrecarga permitida declarada por un periodo máximo declarado.	El Transportista o Distribuidor declara el tiempo máximo permitido con sobrecarga para cada elemento, ya que depende del tipo de equipo para definirlo.	Procede			GRUPO Operación y Planeación	Varias	•Valores de sobrecarga de elementos en el SEN: Se acordó incluir un criterio después del Criterio OP-26. Criterio OP-26 : "cargabilidad" en estado Normal de Operación. Criterio OP-27: "sobrecarga permitida" en estados de Alerta y Emergencia. Ambos valores serán definidos por T&D cada octubre, en un formato acordado por el grupo de trabajo.	El periodo declarado en el criterio OP-26 puede ir en contraposicion al acuerdo alcanzado Es necesario contar con una definición más consistente respecto al máximo declarado y que proporcionen en tiempo y forma la base de esta declaración. Estas características de los elementos eléctricos son de diseño, por lo que en este panorama se vuelve compicado que los elementos conectados cumplan con esta necesidad.
445	B000193663	Sergio Romo Ramirez CENACE	Cap. 2, Sección 2.4.3, Pág. 54	Criterio OP- 27. Ante una situación de Alerta o Emergencia no se permitirán sobrecargas por encima de los limites de cargabilidad de forma permanente en transformadores ni en líneas de Transmisión. Sólo se permitirán sobrecargas temporales hasta la sobrecarga permitida declarada por un periodo máximo de 20 minutos.	Criterio OP- 27. Ante una situación de Alerta o Emergencia no se permitirán sobrecargas por encima de los limites de cargabilidad de forma permanente en transformadores ni en líneas de transmisión. Sólo se permitirán sobrecargas temporales hasta la sobrecarga permitida por el propietario del equipo o elemento de la RNT o las RGD por el periodo máximo declarado.	El Transportista o Distribuidor declara el tiempo máximo permitido con sobrecarga para cada elemento, ya que depende del tipo de equipo para definirlo.	Procede			GRUPO Operación y Planeación	Varias	•Valores de sobrecarga de elementos en el SEN: Se acordó incluir un criterio después del Criterio OP-26. Criterio OP-26 : "cargabilidad" en estado Normal de Operación. Criterio OP-27: "sobrecarga permitida" en estados de Alerta y Emergencia. Ambos valores serán definidos por T&D cada octubre, en un formato acordado por el grupo de trabajo.	El periodo declarado en el criterio OP-27 puede ir en contraposicion al acuerdo alcanzado Es necesario contar con una definición más consistente respecto al máximo declarado y que proporcionen en tiempo y forma la base de esta declaración. Estas características de los elementos eléctricos son de diseño, por lo que en este panorama se vuelve compicado que los elementos conectados cumplan con esta necesidad.
543	B000193663	Sergio Romo Ramirez CENACE	119	...por su característica local, deberá ubicarse en la Central Eléctrica, de acuerdo a su curva de capabilidad y su zona de influencia...	...por su característica local, deberá ubicarse en las Unidades de la Central Eléctrica, de acuerdo con su curva de capabilidad y su zona de influencia...	Se debe referir a las Unidades de la Central Eléctrica y no solamente a la Central Eléctrica ya que se está hablando de Curva de Capabilidad	Procede			Generación	-	Toda vez que esta Asociación participó al interior del Comité de Confiabilidad de la CRE, consideramos importante rescatar que este comentario va en contra a lo acordado dentro de las discusiones de los grupos de trabajo dispuestos para tal efecto, ya que la justificación técnica que en su momento se presentó, llevó a tomar el siguiente acuerdo que consideramos importante mantener: la Curva de Capabilidad en el punto de interconexión de la Central Eleéctrica	El punto de interés para la planeación y operación del Sistema Eléctrico Nacional debe ser el punto común entre la Central Eléctrica y el mismo, de tal manera que las pérdidas inherentes al sistema colector y elementos adicionales tal como compensadores reactivos sean contemplados dentro de la propia Central Eléctrica

Codigo de red										AMDEE			
Comentario							Atención a comentario			ANÁLISIS DE COMENTARIOS EN EL MARCO DE LO APROBADO EN EL COMITÉ DE CONFIABILIDAD DEL CÓDIGO DE RED			
No.	Conamer	Propone	Referencia	Redacción actual	Propuesta	Comentario de la propuesta	Tipo de comentario	Justificación	Propuesta de Redacción	GRUPO DE TRABAJO EN EL QUE SE DISCUTIÓ	FECHA DE MINUTA	ACUERDO ALCANZADO EN EL GRUPO	JUSTIFICACIÓN PARA MANTENER EL ACUERDO
741	800019366 3	Sergio Romo Ramirez CENACE	Pág. 282	ii. Los rangos definidos en la Tabla 2.2.2.A deben ser configurables o ajustables a solicitud del Cenace; la elección de los parámetros especificados durante los Estudios de Impacto por el Cenace debe tomar en cuenta las posibles limitaciones de las tecnologías;	ii. Los rangos definidos en la Tabla 2.2.2.A deben ser configurables o ajustables a solicitud del CENACE; la elección de los parámetros especificados durante la Validación de Requerimientos Técnicos o en cualquier momento por el CENACE	No necesariamente en el proceso de estudio de Impacto se define los rangos de la tabla 2.2.2, se puede definir en otras etapas. Incluso pueden ajustarse correctamente durante la operación normal a fin de tener una respuesta correcta para el sistema. CENACE ve conveniente eliminar la oración 'durante los Estudios de Impacto.'. Se abre la puerta a que con este párrafo no cumplan argumentando limitación de alguna tecnología. Por ejemplo: una FV podría argumentar no poder contribuir ante un evento de baja frecuencia porque su tecnología solo le permite generar conforme el nivel de irradiancia solar instantánea, sin tener margen de regulación	Procede			Generacion	Varias	Eliminar indefiniciones y referencias en las cuales solamente se menciona que "CENACE definirá" sin dar claridad de en que momento se hara la definicion de los parametros especificos de dicho requerimiento.	Con el espiritu de dar claridad a los requerimientos y la definicion de los mismos es necesario que los ajustes especificos **sean acordados con suficiente antelacion**. Los ajustes de los controladores tanto de las unidades de generacion como la planta en conjunto son de vital importancia para definir los equipos y refuerzos necesarios para asegurar el cumplimiento del codigo de red. Es por este motivo que su definicion se debe de hacer durante la etapa de diseño y seleccion de equipos para asegurar que las capacidades vayan alineados a los requerimientos del codigo de red. Es decir, se propone que se defina desde antes de la publicación del estudio de impacto.
747	800019366 3	Sergio Romo Ramirez CENACE	Cap. 2, sección 2.4.1, Pág. 288.	ii. En caso de ser necesario, el Cenace especificará señales adicionales y dispositivos de registro de fallas y monitoreo del comportamiento dinámico del sistema que debe proporcionar la Central Eléctrica tipo D, de acuerdo con las condiciones del SEN, durante el desarrollo de los Estudios de Impacto.	ii. En caso de ser necesario, el CENACE especificará señales adicionales y dispositivos de registro de fallas y monitoreo del comportamiento dinámico del sistema que debe proporcionar la Central Eléctrica tipo D, de acuerdo con las condiciones del SEN, durante la Validación de Requerimientos Técnicos o en momento que detecte su necesidad para mantener la seguridad del SEN.	En el proceso de estudio de Impacto no se debe definir las señales adicionales y dispositivos de registro de fallas y monitoreo del comportamiento dinámico del sistema que debe proporcionar la Central, se puede definir en otras etapas. CENACE ve conveniente eliminar la oración 'durante el desarrollo de los Estudios de Impacto'.	Procede			Generacion	JLL1.1 - Acuerdos a la VII Sesión Ordinaria del Grupo de Trabajo de Generadores - 27/09/2018	2.4 Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo D a) ii. En caso de ser necesario, el CENACE especificará señales adicionales y dispositivos de registro de fallas y monitoreo del comportamiento dinámico del sistema que debe proporcionar la Central Eléctrica de acuerdo con las condiciones del SEN, durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión.	Disminuir la discrecionalidad Con el espiritu de dar claridad a los requerimientos y la definicion de los mismos es necesario que los ajustes especificos sean acordados con suficiente antelacion. Los ajustes de los controladores tanto de las unidades de generacion como la planta en conjunto son de vital importancia para definir los equipos y refuerzos necesarios para asegurar el cumplimiento del codigo de red. Es por este motivo que su definicion se debe de hacer durante la etapa de diseño y seleccion de equipos para asegurar que las capacidades vayan alineados a los requerimientos del codigo de red. Es decir, se propone que se defina desde antes de la publicación del estudio de impacto.
750	800019366 3	Sergio Romo Ramirez CENACE	Cap. 3, sección 3.1, Pág. 288.	ii. Si por las características tecnológicas de la Central Eléctrica son económica y técnicamente factibles rangos más amplios de tensión o tiempos a los indicados en las Tablas 3.1.A y 3.1.B, estos no deberán limitarse y podrán ser solicitados por el Cenace para preservar o restablecer la seguridad del SEN, asegurando el mejor aprovechamiento de las capacidades técnicas de algunas tecnologías, siempre y cuando el Cenace durante el Estudio de Impacto.	ii. Si por las características tecnológicas de la Central Eléctrica son económica y técnicamente factibles rangos más amplios de tensión o tiempos a los indicados en las Tablas 3.1.A y 3.1.B, estos no deberán limitarse y podrán ser solicitados por el CENACE para preservar o restablecer la seguridad del SEN, asegurando el mejor aprovechamiento de las capacidades técnicas de algunas tecnologías. Los rangos más amplios se determinarán con base en los resultados del procedimiento de Validación de Requerimientos Técnicos.	No es clara la redacción. ¿Que debe hacer el CENACE durante el Estudio de Impacto? No necesariamente en el proceso de estudio de Impacto se define rangos más amplios de tensión o tiempos a los indicados en las Tablas 3.1.A y 3.1.B, YA QUE PUEDEN ELEGIR UTILIZAR MODELOS GENÉRICOS Esto se puede y debe definir en otras etapas. CENACE ve conveniente eliminar la oración 'siempre y cuando el Cenace durante el Estudio de Impacto.'.	Procede			Generacion	Varias	Eliminar indefiniciones y referencias en las cuales solamente se menciona que "CENACE definiar" sin dar claridad de en que momento se hara la definicion de los parametros especificos de dicho requerimiento.	Con el espiritu de dar claridad a los requerimientos y la definicion de los mismos es necesario que los ajustes especificos sean acordados con suficiente antelacion. Los ajustes de los controladores tanto de las unidades de generacion como la planta en conjunto son de vital importancia para definir los equipos y refuerzos necesarios para asegurar el cumplimiento del codigo de red. Es por este motivo que su definicion se debe de hacer durante la etapa de diseño y seleccion de equipos para asegurar que las capacidades vayan alineados a los requerimientos del codigo de red. CENACE debe dar los parámetros establecidos de acuerdo a su evaluación del punto de interconexión
754	800019366 3	Sergio Romo Ramirez CENACE	Cap. 3, sección 3.3.2, Pág. 290.	ii. La Central Eléctrica Síncrona tipo C debe moverse a cualquier punto de operación dentro de su perfil V-Q/Pmáx en el tiempo definido por el Cenace durante los Estudios de Impacto.	ii. La Central Eléctrica Síncrona tipo C debe moverse a cualquier punto de operación dentro de su perfil V-Q/Pmáx en el tiempo definido por el CENACE. Se debe definir qué valor será la variable Pmax. Pmax=Capacidad Instalada Neta tanto para Centrales Eléctricas síncronas y asínrconas.	No necesariamente en el proceso de estudio de Impacto se determina el tiempo definido, se puede definir en otras etapas (por ejemplo, el proceso de Validación). CENACE ve conveniente eliminar la oración 'durante los Estudios de Impacto. Al no definir la Pmax, esta susceptible a criterios diferentes	Procede			Generacion	Varias	Eliminar indefiniciones y referencias en las cuales solamente se menciona que "CENACE definiar" sin dar claridad de en que momento se hara la definicion de los parametros especificos de dicho requerimiento.	Con el espiritu de dar claridad a los requerimientos y la definicion de los mismos es necesario que los ajustes especificos sean acordados con suficiente antelacion. Los ajustes de los controladores tanto de las unidades de generacion como la planta en conjunto son de vital importancia para definir los equipos y refuerzos necesarios para asegurar el cumplimiento del codigo de red. Es por este motivo que su definicion se debe de hacer durante la etapa de diseño y seleccion de equipos para asegurar que las capacidades vayan alineados a los requerimientos del codigo de red. En función de una buena operación de la central eléctrica, jerarquizar los modos de control de potencia reactiva que debe resguardar.

Codigo de red										AMDEE			
Comentario							Atención a comentario			ANÁLISIS DE COMENTARIOS EN EL MARCO DE LO APROBADO EN EL COMITÉ DE CONFIABILIDAD DEL CÓDIGO DE RED			
No.	Conamer	Propone	Referencia	Redacción actual	Propuesta	Comentario de la propuesta	Tipo de comentario	Justificación	Propuesta de Redacción	GRUPO DE TRABAJO EN EL QUE SE DISCUTIÓ	FECHA DE MINUTA	ACUERDO ALCANZADO EN EL GRUPO	JUSTIFICACIÓN PARA MANTENER EL ACUERDO
763	B000193663	Sergio Romo Ramirez CENACE	Cap. 3, sección 3.6.1, Pág. 294.	iii. La Central Eléctrica Asíncrona de tipo C o D debe moverse a cualquier punto de operación dentro de su perfil V-Q/Pmáx en el tiempo definido por el Cenace durante los Estudios de Interconexión.	iii. La Central Eléctrica Asíncrona de tipo C o D debe moverse a cualquier punto de operación dentro de su perfil V-Q/Pmáx en el tiempo definido por el CENACE.	No necesariamente en el proceso de Estudios de Interconexión se determina el tiempo definido, se puede definir en otras etapas. CENACE ve conveniente eliminar la oración 'durante los Estudios de Interconexión.' Por ejemplo, sería necesario analizar en el procedimiento de Validación de Requerimientos Técnicos.	Procede			Generacion	Varias	Eliminar indefiniciones y referencias en las cuales solamente se menciona que "CENACE definiar" sin dar claridad de en que momento se hara la definicion de los parametros especificos de dicho requerimiento.	Con el espiritu de dar claridad a los requerimientos y la definicion de los mismos es necesario que los ajustes especificos sean acordados con suficiente antelacion. Los ajustes de los controladores tanto de las unidades de generacion como la planta en conjunto son de vital importancia para definir los equipos y refuerzos necesarios para asegurar el cumplimiento del codigo de red. Es por este motivo que su definicion se debe de hacer durante la etapa de diseño y seleccion de equipos para asegurar que las capacidades vayan alineados a los requerimientos del codigo de red. En función de una buena operación de la central eléctrica, jerarquizar los modos de control de potencia reactiva que debe resguardar.
770	B000193663	Sergio Romo Ramirez CENACE	Cap. 3, sección 3.6.6, Pág. 297	3.6.6 Amortiguamiento de oscilaciones de potencia para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D i. En base a los Estudios de Interconexión y los requerimientos del MEM, si es requerido por el Cenace, la Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D contribuirá a amortiguar las oscilaciones de potencia, en los tiempos definidos en la Tabla 2.2.2.A.	3.6.6 Amortiguamiento de oscilaciones de potencia para Centrales Eléctricas Asíncronas tipo C y D i. En base a los Estudios de Interconexión y los requerimientos del MEM, si es requerido por el CENACE, la Central Eléctrica Asíncrona tipo C o D contribuirá a amortiguar las oscilaciones de potencia.	La tabla mencionada especifica parámetros para el control primario de frecuencia (*Tabla 2.2.2.A: Parámetros de respuesta de la potencia activa del control primario de frecuencia)* , nada que ver con las oscilaciones de potencia. Al respecto, vale la pena clarificar la relación o aplicación del control primario de frecuencia como amortiguador de oscilaciones de potencia, o en caso eliminar 'en los tiempos definidos en la Tabla 2.2.2.A.'	Procede			Generación	-	Toda vez que esta Asociación participó al interior del Comité de Confiabilidad de la CRE, consideramos importante rescatar que este comentario va en contra a lo acordado dentro de las discusiones de los grupos de trabajo dispuestos para tal efecto, ya que la justificación técnica que en su momento se presentó, llevó a tomar el siguiente acuerdo que consideramos importante mantener: la exclusion del requerimiento de Amortiguamiento de oscilaciones de potencia para Centrales Eléctricas Asíncronas.	La relación entre control primario de frecuencia y oscilaciones de potencia no resulta aparente. Así mismo, en virtud de estudios y documentación que demuestra la mínima participacion de Centrales Asíncronas durante eventos de oscilaciones de potencia; se debe desestimar dicho requisito en general para Centrales Asíncronas. Esto debido a que no hay referencias en cuanto a aplicaciones de este requisito para centrales asíncronas.
775	B000193663	Sergio Romo Ramirez CENACE	Cap. 6, sección 6.1.1, Pág. 306.	i. Los esquemas y ajustes de los equipos de control de la Central Eléctrica que tienen impacto en la estabilidad del sistema, así como aquellos necesarios para emprender acciones de emergencia, tales como Esquemas de Acción Remedial (EAR), deben ser acordadas por el Cenace y la Central Eléctrica; y	Los esquemas y ajustes de los equipos de control de la Central Eléctrica que tienen impacto en la estabilidad del sistema, así como aquellos necesarios para emprender acciones de emergencia, tales como Esquemas de Acción Remedial (EAR). Estos esquemas y ajustes deben ser determinados y especificados por el CENACE y posteriormente, ser acordadas con la Central Eléctrica.	Se agrega redacción para aclarar que los esquemas y ajustes serán determinados y especificados por CENACE, posteriormente acordados con la central eléctrica	Procede			Generacion	Varias	Eliminar indefiniciones y referencias en las cuales solamente se menciona que "CENACE definiar" sin dar claridad de en que momento se hara la definicion de los parametros especificos de dicho requerimiento.	Con el espiritu de dar claridad a los requerimientos y la definicion de los mismos es necesario que los ajustes especificos sean acordados con suficiente antelacion. Los ajustes de los controladores tanto de las unidades de generacion como la planta en conjunto son de vital importancia para definir los equipos y refuerzos necesarios para asegurar el cumplimiento del codigo de red. Es por este motivo que su definicion se debe de hacer **durante la etapa de diseño** y seleccion de equipos para asegurar que las capacidades vayan alineados a los requerimientos del codigo de red.
776	B000193663	Sergio Romo Ramirez CENACE	Cap. 6, sección 6.1.4, Pág. 308.	i. En relación a la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y TIC, la Central Eléctrica debe intercambiar información de tiempo real o bajo demanda con el Cenace con una estampa de tiempo. El contenido de la información a ser intercambiada con la Central Eléctrica, la definirá el Cenace durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión.	i. En relación a la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y TIC, la Central Eléctrica debe intercambiar información de tiempo real o bajo demanda con el CENACE con una estampa de tiempo. El contenido de la información a ser intercambiada con la Central Eléctrica, la definirá el CENACE.	No necesariamente en el proceso de Estudios de Interconexión se determina el contenido de la información a ser intercambiada, se puede definir en otras etapas, por ejemplo en el procedimiento de Validación de requerimientos técnicos, las pruebas de comportamiento, etc. CENACE ve conveniente eliminar la oración 'durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión.'.	Procede Parcialmente	i. En relación a la regulación aplicable en materia de Seguridad de la Información y TIC, la Central Eléctrica debe intercambiar información de tiempo real o bajo demanda con el CENACE con una estampa de tiempo. El contenido de la información a ser intercambiada con la Central Eléctrica, la definirá el CENACE durante la Validación de Requerimientos Técnicos.		Generacion	JLL1.1.3 - Acuerdos a la VII Sesión Ordinaria del Grupo de Trabajo de Generadores - 27/09/2018	**7.1. Requerimientos generales para Centrales Eléctricas tipo B** **d. Intercambio de información:** **i.** En relación a la regulación aplicable en materia de seguridad de la información y tecnologías de información y comunicación, la Central Eléctrica debe intercambiar información de tiempo real o bajo demanda con el CENACE con una estampa de tiempo. El contenido de la información a ser intercambiada con la Central Eléctrica, la definirá el CENACE, durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión.	Disminuir la discrecionalidad Con el espiritu de dar claridad a los requerimientos y la definicion de los mismos es necesario que los ajustes especificos sean acordados con suficiente antelacion. Los ajustes de los controladores tanto de las unidades de generacion como la planta en conjunto son de vital importancia para definir los equipos y refuerzos necesarios para asegurar el cumplimiento del codigo de red. Es por este motivo que su definicion se debe de hacer durante la etapa de diseño y seleccion de equipos para asegurar que las capacidades vayan alineados a los requerimientos del codigo de red.
778	B000193663	Sergio Romo Ramirez CENACE	Cap. 6, sección 6.2.3, Pág. 309.	i. A petición del Cenace, la Central Eléctrica debe proporcionar modelos de simulación que reflejen adecuadamente el comportamiento de la Central Eléctrica en las simulaciones tanto en estado estacionario y dinámico o en simulaciones de transitorios electromagnéticos y de conformidad con el Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga;	i. La Central Eléctrica debe proporcionar modelos de simulación que reflejen adecuadamente el comportamiento de la Central Eléctrica en las simulaciones tanto en estado estacionario, dinámico y en simulaciones de transitorios electromagnéticos y de conformidad con el Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga;	Estas centrales Erétricas deben entregar el modelo de conformidad con el Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, por lo que sobre la frase "a petición".	Procede			Generación	-	Toda vez que esta Asociación participó al interior del Comité de Confiabilidad de la CRE, consideramos importante rescatar que este comentario va en contra a lo acordado dentro de las discusiones de los grupos de trabajo dispuestos para tal efecto, ya que la justificación técnica que en su momento se presentó, llevó a tomar el siguiente acuerdo que consideramos importante mantener: Información detallada respecto a los modelos y simulaciones requeridas en forma, protocolo y version.	Da certidumbre al alcance esperado en relacion a modelos y simulaciones para Centrales Eléctricas. Se observan las siguientes inquietudes no resueltas por la propuesta a redaccion actual: •Falta definir de manera estándar el concepto de "reflejar adecuadamente el comportamiento de la Central Eléctrica"; asimismo, las pruebas a realizar en la etapa de validación de los modelos, con claridad técnica en el procedimiento y numero de simulaciones esperadas. •Falta aclarar quién es un "certificador autorizado" encargado de validar y documentar las pruebas de conformidad de los modelos contra pruebas de campo. •Falta de consistencia: en la práctica, se encuentra que cada gerencia de control regional de CENACE solicita un alcance diferente para los modelos matemáticos. •Hace falta definir por la CRE una Especificación Técnica General para la validación de los modelos matemáticos de las Centrales Eléctricas mediante las pruebas en campo y durante la solicitud de los estudios de Interconexión.

Codigo de red										AMDEE			
Comentario							Atención a comentario			ANÁLISIS DE COMENTARIOS EN EL MARCO DE LO APROBADO EN EL COMITÉ DE CONFIABILIDAD DEL CÓDIGO DE RED			
No.	Conamer	Propone	Referencia	Redacción actual	Propuesta	Comentario de la propuesta	Tipo de comentario	Justificación	Propuesta de Redacción	GRUPO DE TRABAJO EN EL QUE SE DISCUTIÓ	FECHA DE MINUTA	ACUERDO ALCANZADO EN EL GRUPO	JUSTIFICACIÓN PARA MANTENER EL ACUERDO
779	800193663	Sergio Romo Ramirez CENACE	Cap. 6, sección 6.2.5, Pág. 310.	i. El Cenace debe especificar, los límites mínimos y máximos de las tasas de cambio de potencia activa (límites de rampa) tanto en dirección hacia arriba y hacia abajo para las Centrales Eléctricas, teniendo en cuenta las características específicas de la fuente primaria de energía, y durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión;	i. El CENACE debe especificar, los límites mínimos y máximos de las tasas de cambio de potencia activa (límites de rampa) tanto en dirección hacia arriba y hacia abajo para las Centrales Eléctricas, teniendo en cuenta las características específicas de la fuente primaria de energía.	No necesariamente en el proceso de Estudios de Interconexión se determina dichos ajustes, se puede definir en otras etapas, por ejemplo, en el procedimiento de validación de requerimientos técnicos, las pruebas de comportamiento, etc. CENACE ve conveniente eliminar la oración '.y durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión;'	Procede Parcialmente	i. El CENACE debe especificar, los límites mínimos y máximos de las tasas de cambio de potencia activa (límites de rampa) tanto en dirección hacia arriba y hacia abajo para las Centrales Eléctricas, teniendo en cuenta las características específicas de la fuente primaria de energía durante la Validación de Requerimientos Técnicos		Generacion	**JLL2 - Acuerdos a la VII Sesión Ordinaria del Grupo de Trabajo de Generadores - 27/09/2018**	7.2.e. Tasas de cambio de la potencia activa: i. El CENACE debe especificar, los límites mínimos y máximos de las tasas de cambio de potencia activa (límites de rampa) tanto en dirección hacia arriba y hacia abajo para las Centrales Eléctricas, teniendo en cuenta las características específicas de la fuente primaria de energía durante el desarrollo de los Estudios de Interconexión;	Disminuir la discrecionalidad No hay una definición del periodo de validación de requerimientos técnicos. No hay una etapa como tal, lo que vuelve discrecional que CENACE defina si estás en esta etapa o no. Por lo que es necesario definir el cierre de esa etapa.