

Ref.: Modifica Norma Técnica con exigencias de seguridad y calidad de servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central, e incorpora anexo que indica.

SANTIAGO, 20 de enero de 2016

RESOLUCION EXENTA N° 37

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el artículo 7° y 9° letra h) del D.L. N° 2.224 de 1978, que crea La Comisión Nacional de Energía, en adelante e indistintamente la "Comisión", modificado por la Ley N°20.402, que crea el Ministerio de Energía;
- b) Lo dispuesto en el artículo 150° del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, en adelante, "Ley General de Servicios Eléctricos" o la "Ley";
- c) La Resolución Exenta CNE N°321, de 21 de julio de 2014, que Dicta Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central, publicada en el Diario Oficial con fecha 25 de julio de 2014, y modificada por las Resoluciones Exentas CNE N°586, N°297, N° 494 y N°679 de 17 de noviembre de 2014, 08 de junio de 2015, 16 de septiembre de 2015 y 21 de diciembre de 2015 respectivamente, en adelante e indistintamente "NT SyCS" o "NT";
- d) La Resolución Exenta CNE N°580, de 13 de noviembre de 2014, que Aprueba Convenio de Prestación de Servicios entre la Comisión Nacional de Energía y Estudios Energéticos Consultores S.A., en adelante "Resolución N°580";
- e) La carta CNE N° 708, de fecha 27 de octubre de 2015, en adelante "Carta CNE N°708";

- f) Lo informado por el CDEC-SIC a través de correo electrónico de fecha 17 y 18 de noviembre de 2015, y lo informado por el CDEC-SING a través de correo electrónico de fecha 17 de noviembre de 2015;
- g) La carta CNE N° 862, de fecha 23 de diciembre de 2015, en adelante "Carta CNE N°862";
- h) Lo informado por el CDEC-SIC a través de correo electrónico de fecha 15 y 16 de enero de 2015, y lo informado por el CDEC-SING a través de correo electrónico de fecha 15 de enero de 2015; y
- i) Lo establecido en la Resolución N°1600 de 2008, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, de conformidad al inciso segundo del artículo 150° de la Ley, las exigencias de seguridad y calidad de servicio para cada sistema serán establecidas en la norma técnica que al efecto dicte la Comisión;
- b) Que, esta Comisión realiza un constante monitoreo, revisión y adecuación de toda aquella normativa técnica que sea necesaria para que se dé cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio que deben regir a los sistemas eléctricos, en cuanto a sus instalaciones y a los servicios de generación y transporte que se presten;
- c) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en el inciso primero del artículo 10-15 de la NT, esta Comisión encargó los estudios necesarios para desarrollar los Anexos Técnicos a los que se refiere el artículo 1-9 de la NT y pendientes de dictación, específicamente, se contrató un estudio denominado "Desarrollo de Anexos Técnicos de la Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio" a la empresa Estudios Energéticos Consultores S.A., a través de la Resolución N°580;
- d) Que, en cumplimiento de lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 10-15 de la NT, esta Comisión, mediante Carta CNE N° 708, puso en conocimiento de los Coordinados, a través de las respectivas Direcciones de Operación, del Anexo Técnico denominado "Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiáreas y PRS", previo a su entrada en vigencia, para que estos pudiesen observarlos dentro del plazo de 15 días;
- e) Que, a través de las comunicaciones señaladas en el literal f) de Vistos, los Coordinados hicieron llegar sus observaciones, según lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 10-15 de la NT; y

- f) Que, en consecuencia se han cumplido las etapas y actuaciones previstas en la Ley y la NT SyCS para que se apruebe el Anexo Técnico referido en el literal d) precedente.
- g) Que, a través de Carta CNE N°862 se puso en conocimiento de los Coordinados, a través de las respectivas Direcciones de Operación, de las modificaciones a la NT asociadas al control de frecuencia y al control de tensión que permitirán una mayor incorporación de Energía Renovable No Convencional (ERNC) en los Sistemas Interconectados.
- h) Que, a través de las comunicaciones a las que se refiere el literal h) de Vistos, los Coordinados hicieron llegar sus observaciones a las modificaciones a la NT, lo que ha permitido que esta Comisión llegue a la convicción que dichas modificaciones permitirán dotar a los sistemas interconectados de las herramientas necesarias para que en el futuro sea factible alcanzar una alta penetración de ERNC manteniendo los estándares de seguridad y calidad de servicio de los sistemas.

RESUELVO:

Artículo Primero: Modificase el texto de la NT SyCS, en el siguiente sentido:

A) En el Artículo 1-7, modificase el numeral 25 en el siguiente sentido:

- i) En el inciso primero sustitúyase la expresión "compensar el error final" por la expresión "corregir la desviación permanente".
- ii) Sustitúyase el inciso segundo por el siguiente: "La acción del CSF debe ser sostenida durante el tiempo necesario para mantener la frecuencia dentro de un rango admisible referido a su valor nominal, pudiendo realizarse en el orden de varios segundos a pocos minutos, conforme a la capacidad de respuesta de la unidad generadora que haya sido determinada en su habilitación para entregar este servicio, y no pudiendo exceder los 15 minutos."
- iii) En el inciso tercero sustitúyase la frase "restablecer su producción de acuerdo al orden económico del despacho" por la expresión "restablecer su generación de potencia activa a valores en torno a su potencia de referencia a frecuencia nominal".

B) Modificase el Artículo 3-5 en el siguiente sentido:

- i) Intercálase, a continuación del literal d), el siguiente literal e) nuevo, pasando el actual literal e) a ser el literal f) y el actual literal f) a ser el nuevo literal g), y así sucesivamente:

"e) La precisión de la medición de frecuencia para el control primario de frecuencia debe ser de $\pm 0,02\%$ o superior."

- ii) Reemplázase el literal e) que pasó a ser el nuevo literal f) por el siguiente:

"f) Las unidades sincrónicas deberán disponer del equipamiento necesario para participar en el CPF. Adicionalmente, cuando lo determine la DO, deberán disponer del control y de entradas para recibir una consigna de potencia activa, expresada en MW, desde el AGC, para modificar su generación de potencia activa y participar en el CSF."

- iii) Agréganse, a continuación del literal g) que pasó a ser el nuevo literal h), los siguientes literales i) a j) nuevos:

"i) Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán ser controlables dentro de su rango de potencia activa mínima y máxima disponible en cada momento. Adicionalmente, cuando lo determine la DO, deberán disponer del control y de entradas para recibir una consigna de potencia activa, expresada en MW, desde el AGC para modificar su generación de potencia activa y participar en el CSF, de acuerdo con su máxima generación de potencia activa disponible en cada momento.

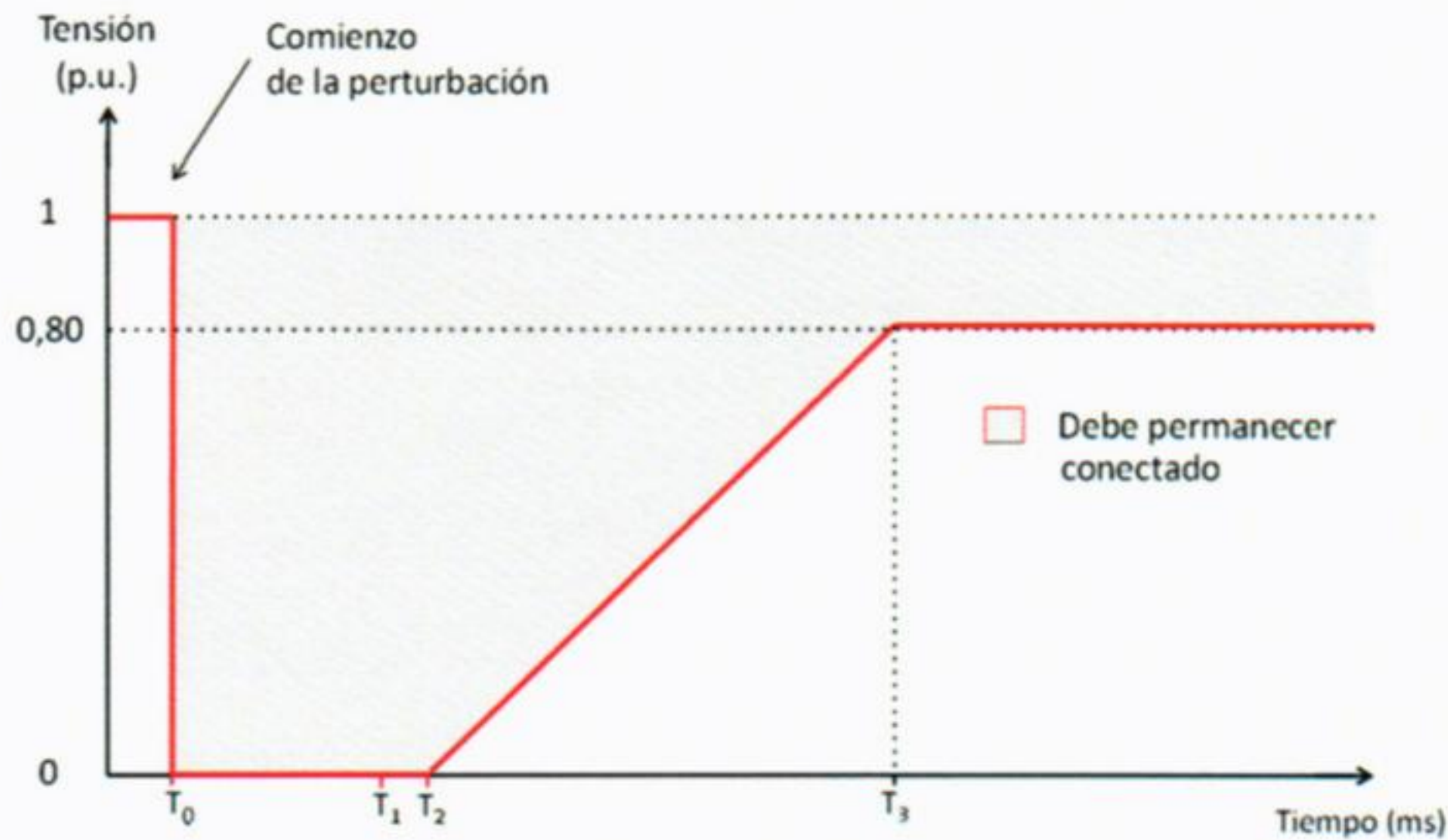
j) Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán disponer del equipamiento necesario para participar en el CPF según lo establecido en el Artículo 3-16.

k) Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán disponer de entradas para recibir una señal que establezca la máxima tasa de cambio a la cual podrán modificar su potencia activa."

- C) Reemplázase el artículo 3-7 por el siguiente:

"Artículo 3-7

En caso de caídas de tensión en el ST, ya sea producto de cortocircuitos monofásicos, bifásicos, trifásicos u otros eventos, las unidades de un parque eólico o fotovoltaico deberán ser diseñadas de modo de asegurar que, a lo menos, se mantengan conectadas al sistema cuando la tensión fase-tierra en el punto de conexión a la red de las fases falladas varíe dentro de la zona achurada de la figura a continuación (zona de no-desconexión) y las tensiones en las fases no falladas no sobrepasen las tensiones máximas de servicio. Para estos efectos, la tensión deberá medirse en el lado de mayor tensión del punto de conexión a la red.



Siendo:

T₀ = 0 [ms], Tiempo de inicio de la falla.

T₁ = Tiempo máximo de despeje de falla establecido en el Artículo 5-45, según el nivel de tensión del Punto de Conexión.

T₂ = T₁+20 [ms]

T₃ = 1000 [ms]

Adicionalmente, ante la ocurrencia de cualquier cortocircuito o evento en el ST que lleve en el punto de conexión a la red a caídas de tensión que excedan la banda muerta del control de tensión de $\pm 10\%$ de $\Delta U/U_{nom}$, el control de tensión deberá priorizar la inyección de corriente reactiva.

El control de tensión del parque eólico o fotovoltaico deberá activarse dentro de los 20 ms de detectada la falla, suministrando corriente reactiva adicional (ΔI_r) en un monto igual al 2% de la corriente nominal (I_{nom}) por cada 1% de $\Delta U/U_{nom}$ en el punto de conexión a la red.

$$\frac{\Delta I_r}{I_{nom}} = 2 \frac{\Delta U}{U_{nom}}$$

Donde se tiene que:

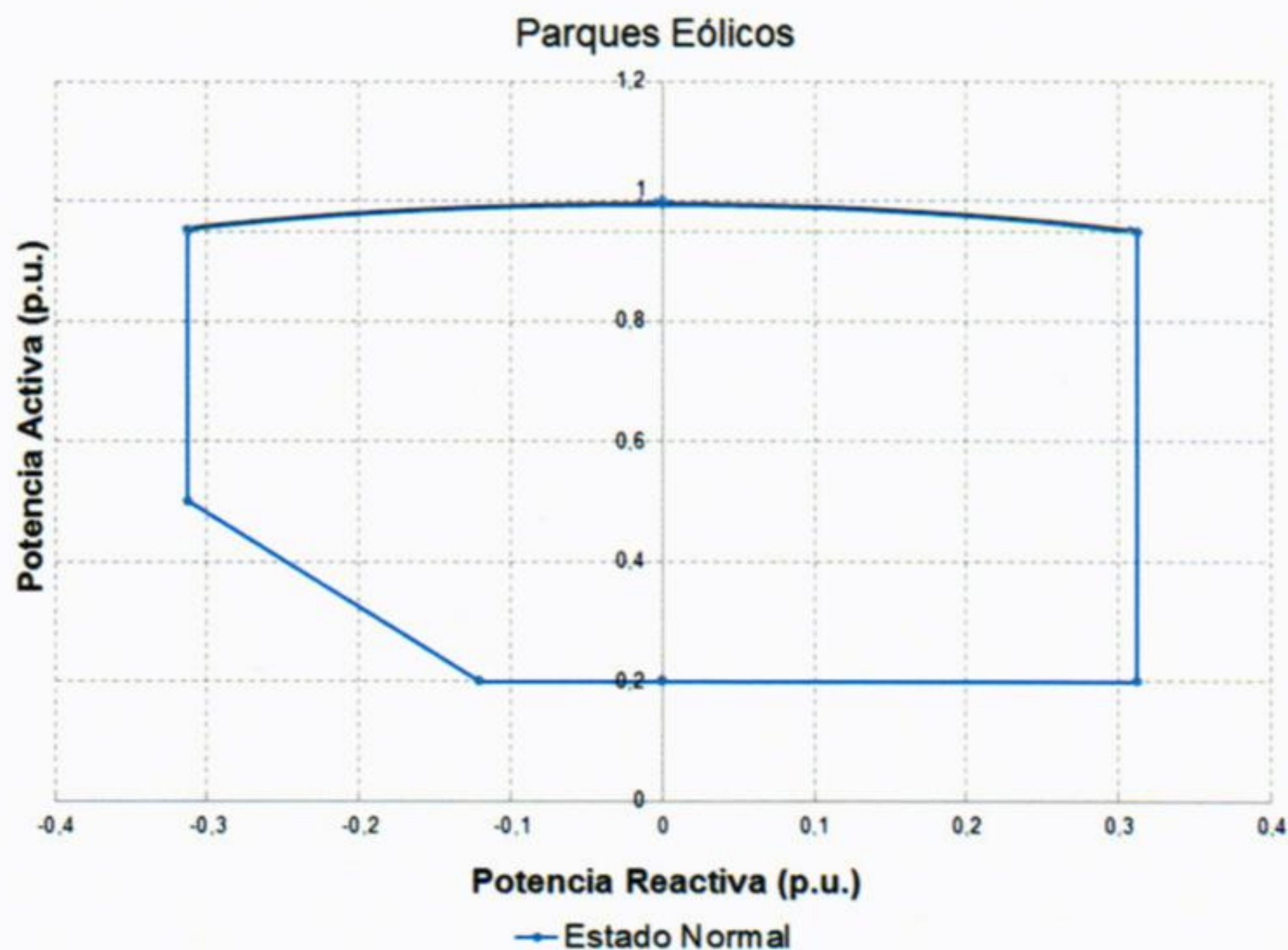
- $\Delta I_r = I_r - I_{r0}$
- $\Delta U = U - U_0$
- Con I_{r0} y U_0 la corriente reactiva y voltaje antes de la falla respectivamente.

El sistema de control del parque eólico o fotovoltaico deberá ser capaz de inyectar una corriente aparente de secuencia positiva de hasta 100% de la Inom en caso de ser necesario. Esta acción del control de tensión deberá mantenerse hasta que la tensión medida en el lado de mayor tensión del punto de conexión a la red ingrese dentro de la banda muerta del regulador."

D) Modificase el Artículo 3-8 en el siguiente sentido:

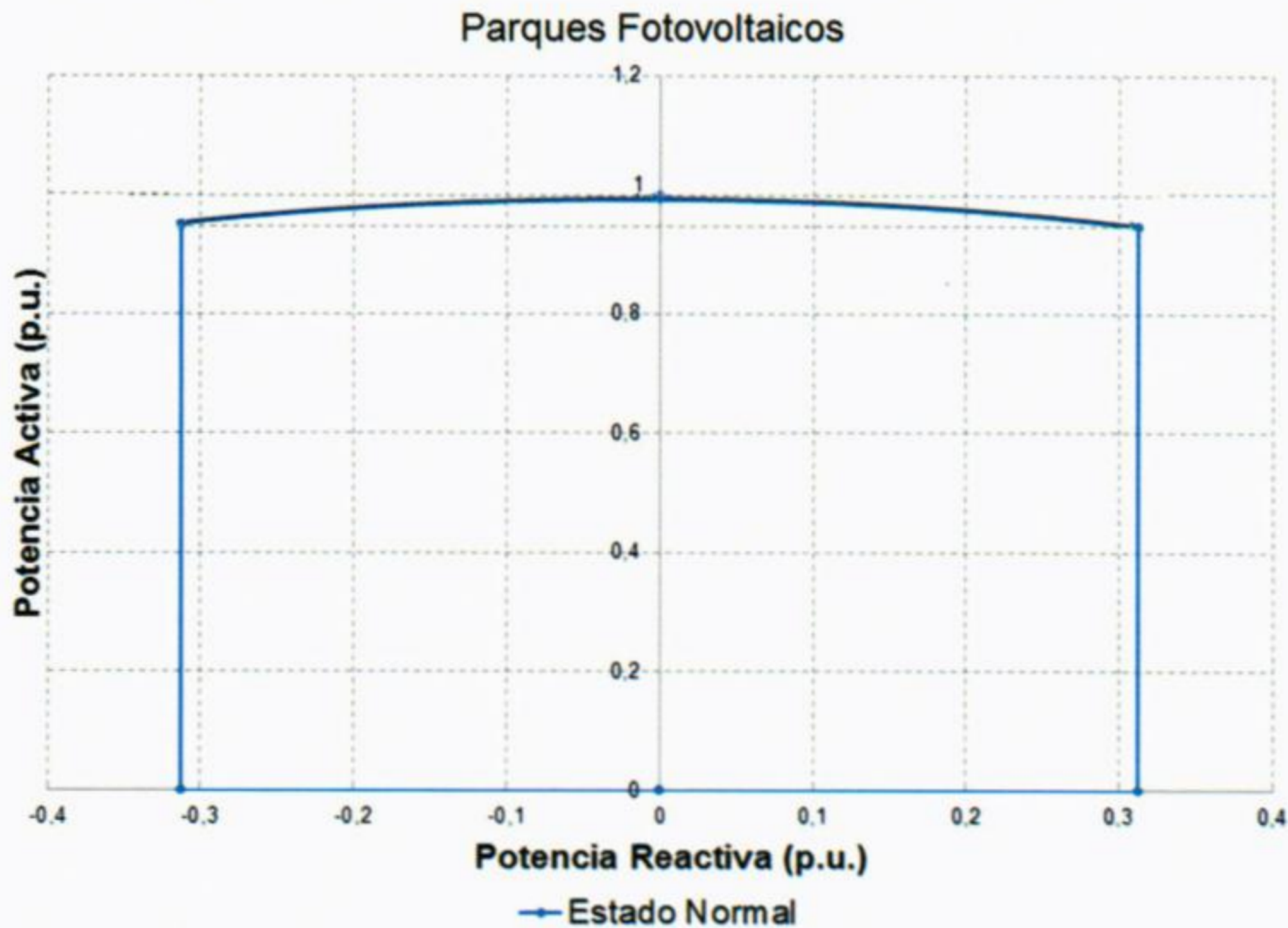
- i) Elimínase, en el inciso primero la frase "siempre y cuando esté disponible su recurso primario (viento o radiación solar según corresponda),".
- ii) Intercálase en los literales c) del numeral I. entre las expresiones "Potencia Activa" y "nominal del parque" la expresión "correspondiente al 95% de la potencia".
- iii) Intercálase a continuación del punto aparte correspondiente al literal e) del numeral I. la siguiente expresión y gráfica:

"Lo anterior puede representarse a través de la siguiente gráfica:



- iv) Intercálase en el literal c) del numeral II. entre las expresiones "Potencia Activa" y "nominal del parque" la expresión "correspondiente al 95% de la potencia".

- v) Intercálase a continuación del punto aparte correspondiente al literal d) del numeral II. la siguiente expresión y gráfica:
"Lo anterior puede representarse a través de la siguiente gráfica:



- E) Reemplázase el artículo 3-9 por el siguiente:

"Artículo 3-9

Toda unidad generadora o parque eólico o fotovoltaico deberá continuar operando en forma estable conectada al SI y entregando potencia activa bajo la acción de su Controlador de Carga/Velocidad o de Frecuencia/Potencia para variaciones de la frecuencia dentro de los límites de operación por sobre y subfrecuencia y al menos durante los tiempos que se indican en la siguiente tabla, tras los cuales podrá opcionalmente desconectarse (salvo en los casos en que la DO exija la desconexión forzada):

Límite Inferior (mayor que)	Límite Superior (menor o igual que)	Tiempo Mínimo de Operación			
		Hydroeléctricas	Termoeléctricas	Parques Eólicos	Parques Fotovoltaicos
49,0 [Hz]	50,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
48,0 [Hz]	49,0 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
47,5 [Hz]	48,0 [Hz]	30 minutos	30 minutos	30 minutos	30 minutos
47,0 [Hz]	47,5 [Hz]	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional	Desconex. opcional
50,0 [Hz]	51,0 [Hz]	Permanente	Permanente	Permanente	Permanente
51,0 [Hz]	51,5 [Hz]	90 minutos	90 minutos	90 minutos	90 minutos
51,5 [Hz]	52,0 [Hz]	90 segundos	5 segundos	Desconex. opcional	Desconex. opcional
52,0 [Hz]	52,5 [Hz]	15 segundos	Desconex. opcional	Desconex. forzada	Desconex. forzada
52,5 [Hz]	53,0 [Hz]	5 segundos	Desconex. forzada		

Sin perjuicio de lo establecido en el presente Artículo, el ajuste específico que deberán implementar las unidades para cada uno de los requerimientos presentados será determinado por la DO. Para ello, si el fabricante de la unidad generadora o de los parques indica que los tiempos de operación permitidos para cada uno de los rangos de frecuencia indicados pueden ser mayores a los mínimos indicados en la tabla anterior, se deberá informar a la DO dicha posibilidad.

Los tiempos mínimos de operación establecidos en el presente Artículo son independientes de los tiempos aceptados para que la frecuencia incurriera fuera de su valor nominal de acuerdo a lo establecido en el Artículo 5-30.”.

F) Modificase el Artículo 3-10 en el siguiente sentido:

- i) Elimínase el literal a), pasando el actual literal b) a ser el literal a) y el actual literal c) a ser el actual literal b).
- ii) En el nuevo literal b) reemplázase el guarismo “20” por la expresión “10” e intercálase entre las expresiones “activa entregada” y “al SI en su Punto de Conexión” la expresión “en Estado Normal de operación”.
- iii) Agréganse, a continuación del nuevo literal b) el siguiente nuevo literal c):
 “c) Soportar cambios de frecuencia de hasta 2 [Hz/s] sin desconectarse del SI. Para ello, la tasa de cambio de la frecuencia deberá ser medida durante un período de tiempo de 500 [ms].”

G) Modificase el Artículo 3-12 en el siguiente sentido:

- i) Reemplazase en el inciso primero el guarismo "100" por "50".
- ii) Sustitúyase el inciso segundo por el siguiente:

"Los parques eólicos y fotovoltaicos de potencia nominal total igual o mayor a 50 [MW] deberán tener un sistema de control que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión del parque a un valor ajustado por el operador."

- iii) Incorporase el siguiente inciso tercero nuevo:

"Sin perjuicio de lo anterior, independiente de la potencia nominal individual de las centrales o parques, si los estudios específicos que realice la DO lo justifican, se podrá exigir a cualquier central o parque la implementación de un control conjunto o individual de tensión para controlar la tensión en una barra que determine la DO."

H) Modificase el Artículo 3-14 en el siguiente sentido:

- i) Intercálase, en el inciso primero, entre las expresiones "alta tensión puesto en tierra" y "y con el enrollado secundario" la expresión "en el punto de conexión de la red".
- ii) Sustitúyase el inciso segundo por el siguiente:

"Para el caso de parques eólicos y fotovoltaicos que se conecten en derivación de un circuito de línea, los enrollados del lado de alta tensión de sus transformadores de poder deberán estar conectados en delta en el punto de conexión a la red. Sin perjuicio de lo anterior, estos enrollados podrán estar conectados en estrella, previa autorización de la DO del CDEC respectivo. Por otra parte, si estos parques se conectan directamente a una barra del ST, sus transformadores de poder podrán estar conectados indistintamente en estrella o delta por el lado de alta tensión, con el enrollado de baja tensión conectado de modo que se impida la circulación de corrientes de secuencia cero a través de él (Ynd o Dyn)."

- iii) Incorporase el siguiente inciso tercero nuevo:

"En cualquiera de los casos descritos en el párrafo anterior, el tipo de conexión del transformador de poder que se implemente en parques eólicos y fotovoltaicos deberá ser aprobado por el CDEC respectivo."

I) Reemplázase el artículo 3-16 por el siguiente:

“Artículo 3-16.

El Controlador de Carga/Velocidad de cada unidad generadora sincrónica deberá cumplir con las siguientes exigencias mínimas:

- a) Estatismo permanente con rango ajustable durante la operación de la unidad con carga, con excepción de las unidades impulsadas por turbinas de vapor, las cuales podrán requerir detener la máquina primaria para modificar el valor del estatismo.

Los rangos de ajustes serán:

- I. Para unidades hidráulicas: de 0% a 8%.
 - II. Otras unidades sincrónicas: de 4% a 8%.
- b) Banda muerta inferior a 0,1% del valor nominal de frecuencia, es decir, ± 25 [mHz].
- c) El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub- o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción. La DO podrá aceptar retardos superiores sólo en caso que el propietario de la unidad generadora proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen
- d) Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 segundos para unidades generadoras termoeléctricas y 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas, operando conectadas al SI.
Para la operación en isla, las unidades generadoras deberán permitir el cambio de ajustes de parámetros, al menos manualmente, a valores previamente definidos por la DO.
- e) Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación.

El controlador de frecuencia / potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos debe cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

- a) El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub- o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción. La DO podrá aceptar retardos superiores sólo en caso que el propietario del parque eólico o fotovoltaico proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.
- b) En caso de sobrefrecuencia, la acción del controlador de frecuencia / potencia dará lugar a una reducción proporcional de la producción de potencia con un gradiente de hasta el 55 por ciento de la potencia activa disponible por cada Hertz de desviación de frecuencia, a partir de los 50,2 [Hz] hasta 51,5 [Hz].
- c) En caso de subfrecuencia, el estatismo permanente será ajustable dentro del rango del 2% al 8%. Sólo se creará una reserva positiva de potencia activa, tal como se define en el Artículo 3-5, cuando lo solicite la DO.

- d) La banda muerta será de ± 200 [mHz].
- e) El funcionamiento del controlador de frecuencia / potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos estará limitado por la disponibilidad del recurso primario.

Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán contar también con funciones de control que aseguren que la tasa de toma de carga no supere un valor ajustable entre 0 a 20% de la potencia nominal del parque por minuto, tanto durante su arranque como durante su operación normal.

Sin perjuicio de lo establecido en el presente Artículo, el ajuste específico que deberán implementar las unidades generadoras y parques eólicos y fotovoltaicos para cada uno de los requerimientos presentados será determinado por la DO.”.

- J) Reemplazase en el inciso segundo del Artículo 3-18 la expresión “f)” por “g)”.
- K) Incorporase en el Artículo 4-17 los siguientes incisos quinto a onceavo nuevos:

“Los protocolos y canales de comunicación para el AGC serán definidos por la DO y deberán ser implementados en todas las instalaciones de generación que participen en el CSF a través de ese control automático.

Para la implementación del AGC, la precisión de la medición de frecuencia deberá ser mejor mayor que 0,003%.

La exactitud de las mediciones de potencia activa de cada interconexión debe ser superior al 1,5% de su capacidad nominal. Sin perjuicio de lo anterior, el CDEC podrá exigir una precisión mejor cuando así lo estime necesario.

El tiempo de actualización de la medición local no debe superar los 5 segundos y las marcas de tiempo de los valores de medición en el AGC no deben variar más de 5 segundos.

Los montos de reserva para el CSF que sean asignados para participar en el AGC deberán estar disponibles en todo momento desde el instante definido por el CDEC.

Además, cada unidad generadora deberá responder a la consigna que envíe el AGC en un tiempo de retardo máximo que definirá la DO conforme a la capacidad técnica de las tecnologías existentes en el sistema, que puedan entregar el servicio de CSF vía AGC. Dicho tiempo de retardo, corresponderá al tiempo transcurrido desde que el AGC envía la consigna a la unidad y hasta que el mismo AGC verifica que la unidad ha comenzado a

responder según las características que hayan sido determinadas en las pruebas de habilitación.

La acción requerida por el AGC, en la dirección hacia arriba o hacia abajo, en un tiempo máximo de 15 minutos, conforme a la tasa de toma de carga determinada en la prueba de habilitación. La variación máxima de potencia que podrá requerir el AGC en estos 15 minutos dependerá de la tasa de toma de carga y del tiempo de respuesta a cambios de consigna que hayan sido obtenidos mediante la pruebas de habilitación de la unidad."

L) Reemplazase en el literal a) del Artículo 9-12 por el siguiente:

"a) Identificación de las centrales de su propiedad, indicando para cada una el nombre, tipo, características generales y comuna y región de emplazamiento. Adicionalmente, tratándose de centrales hidroeléctricas, deberán informar la o las comunas en que se emplazan la bocatoma, la sala de máquina, la represa y el embalse."

M) Incorporase el siguiente Artículo 10-21 nuevo:

"Artículo 10-21

Aquellas unidades de generación o parques eólicos y fotovoltaicos que hayan entrado en operación o que hayan sido declaradas en construcción antes del 30 de Junio de 2016, deberán revisar con el CDEC respectivo la factibilidad de aplicar las exigencias establecidas en el Artículo 3-5, Artículo 3-7, Artículo 3-8, Artículo 3-9, Artículo 3-10 literal d), Artículo 3-12, Artículo 3-14 y Artículo 3-16.

En caso que la DO determine que dichas nuevas exigencias deben ser implementadas total o parcialmente, el Coordinado correspondiente deberá indicar la forma y el plazo en el cual ejecutará las adecuaciones, presentando un plan de trabajo sujeto a la aprobación del CDEC."

N) Incorporase el siguiente Artículo 10-22 nuevo a la NT SyCS:

"Artículo 10-22

La información a la que se refiere el literal a) del Artículo 9-12, deberá ser publicada por la DP en el sitio Web del CDEC respectivo, antes del 15 de febrero de 2016."

Artículo Segundo: Incorporase a la NT SyCS, el Anexo Técnico denominado "Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiáreas y PRS".

Artículo Tercero: No podrán eximirse de la prestación de los Servicios Complementarios instruidos a través del Informe de definición y programación de Servicios Complementarios al que hace referencia el Artículo 6 del Decreto Supremo N°130 del

Ministerio de Energía de 2012, aprobado por la Comisión, aquellas instalaciones que no hayan iniciado y/o concluido el proceso de habilitación al que se refiere el Anexo Técnico denominado "Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiáreas y PRS". Dichas instalaciones deberán en todo caso sujetarse a lo dispuesto en el Artículo 4 del mencionado Anexo Técnico.

Artículo Cuarto: La NT y sus Anexos deberán estar disponible a más tardar el día hábil siguiente a la publicación de la presente Resolución Exenta en el Diario Oficial, en forma permanente y gratuita para todos los interesados en formato ACROBAT (*.pdf), en el sitio web de la Comisión Nacional De Energía www.cne.cl, y en los sitios web de los Centros de Despachos Económicos de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande, www.cdec-sing.cl, y del Sistema Interconectado Central www.cdec-sic.cl.

Anótese y publíquese en el Diario Oficial.

ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

CZR/ISE/PRM/DEO/HVM/MPO/AOM/gav
DISTRIBUCIÓN
Ministerio de Energía

1. Ministerio de Energía
2. Superintendencia de Electricidad y Combustibles
3. Gabinete Secretaría Ejecutiva CNE
4. Departamento Jurídico CNE
5. Departamento Eléctrico CNE
6. Of. de Partes CNE.