Comisión Nacional
de Energía

Ministerio de Energía

REF.: Informa favorablemente Procedimiento DO "Cuantificación Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la Prestación de Servicios Complementarios", del CDEC-SIC, de conformidad a lo previsto en el artículo 10° del Decreto Supremo Nº 291, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

SANTIAGO, 15 DIC. 2014

RESOLUCIÓN EXENTA N° 661

VISTOS:

a) Lo dispuesto en el D.L. N° 2.224 de 1978, que crea la Comisión Nacional de Energía, modificado por Ley N° 20.402 de 2009, muy especialmente lo señalado en el Artículo 9º, letra h);

b) Lo establecido en el Decreto con Fuerza de Ley Nº 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley Nº 1 del Ministerio de Minería, de 1982, en adelante, "Ley General de Servicios Eléctricos" o la "Ley";

c) Lo dispuesto en el Decreto Supremo Nº 291 de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el Reglamento que Establece la Estructura, Funcionamiento y Financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por el Decreto Supremo N° 115 de 2012, del Ministerio de Energía, en adelante "Reglamento CDEC";

d) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 130 de 2011, del Ministerio de Energía, que aprueba Reglamento que establece las disposiciones aplicables a los Servicios Complementarios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos a que se refiere el artículo 137° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante Reglamento SSCC;

Tel.: (56 2) 2797 2600 - Fax: (562) 2797 2627
www.cne.cl
Miraflores 222 piso 10º, Edificio Las Américas,
Santiago, Chile
gob.cl

Gobierno de Chile

e) Lo informado por el Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, en adelante "CDEC-SIC", a la Comisión Nacional de Energía mediante carta DP N° 0759/2013, de fecha 10 de septiembre de 2013;

f) La resolución exenta CNE N° 30, de fecha 23 de enero de 2014, de la Comisión Nacional de Energía, en adelante "la Comisión", que informa desfavorablemente el procedimiento DO "Cuantificación Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la Prestación de Servicios Complementarios";

g) Lo informado por el Director de Operación del CDEC-SIC, a la Comisión, mediante carta D.O. N° 0882/2014, de fecha 03 de septiembre de 2014; y

h) La resolución N° 1600 de 2008, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

a) Que, en virtud de lo dispuesto en el artículo 10° del Reglamento CDEC, los Procedimientos de las Direcciones Técnicas del Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante CDEC, y sus modificaciones deberán ser informados favorablemente por la Comisión en forma previa a su aplicación;

b) Que, el artículo primero transitorio del Reglamento SSCC establece que los CDEC deberán remitir para su informe favorable a la Comisión, los Procedimientos DO y DP de Servicios Complementarios a que hace referencia el artículo 37° de dicho reglamento;

c) Que, mediante resolución exenta CNE N° 30 de fecha 23 enero de 2014, esta Comisión informó desfavorablemente el Procedimiento DO "Cuantificación Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la Prestación de Servicios Complementarios", por las consideraciones indicadas en dicha resolución; y

d) Que, el Director de Operación del CDEC-SIC, mediante carta D.O. N° 0882/2014 de fecha 03 de septiembre de 2014, envió a esta Comisión el Procedimiento DO "Cuantificación Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la Prestación de Servicios Complementarios", corregido para su informe favorable.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Infórmese favorablemente el Procedimiento DO "Cuantificación Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la Prestación de Servicios Complementarios", presentado a esta Comisión por el Director de Operación del CDEC-SIC, mediante carta D.O. N° 0882/2014, de fecha 03 de septiembre de 2014, cuyo texto se transcribe a continuación.

Procedimiento DO Cuantificación Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la Prestación de Servicios Complementarios

TÍTULO I: DISPOSICIONES GENERALES

CAPITULO I.1 OBJETIVOS Y ALCANCES

Artículo 1

El presente documento establece los procedimientos necesarios para que la Dirección de Operación del CDEC-SIC (DO) recabe los antecedentes técnicos referidos a la disponibilidad de recursos del sistema y para establecer las necesidades de instalación y/o habilitación de equipos con los que deberá contar el sistema eléctrico para la prestación de los Servicios Complementarios (SSCC), así como los equipos necesarios para la verificación del cumplimiento de la prestación de los mismos. Lo anterior en consistencia con las disposiciones contenidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) y demás normativa vigente.

Artículo 2

El alcance del presente Procedimiento incluye las disposiciones que tienen relación con la recopilación de antecedentes técnicos referidos a la disponibilidad de recursos del sistema, de modo de establecer las necesidades de instalación y/o habilitación de equipos con las que deberá contar el sistema eléctrico para la prestación de los SSCC, el cual incluye:

a) Las definiciones generales.

b) Establecer las especificaciones de los antecedentes técnicos requeridos y formatos de información que se utilizarán para recopilar información.

c) Establecer las formas de comunicación entre la DO y las empresas señaladas en el Artículo 2 del Reglamento de SSCC.

d) Establecer los plazos involucrados en la recopilación de antecedentes.

e) Establecer los plazos para el desarrollo del estudio que da lugar al Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios.

Artículo 3

En caso que el Informe de Definición y Programación de Servicios Complementarios, en adelante Informe DPSSCC, contenga la definición de un servicio complementario cuyo tratamiento no se encuentre especificado en el presente Procedimiento, con ocasión de la emisión del referido Informe, la DO deberá comunicar a las empresas coordinadas la propuesta de modificación de este Procedimiento, con una metodología para el tratamiento del servicio antes indicado.

CAPITULO I.2 ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

Artículo 4

Para efectos de la aplicación de este Procedimiento, las siguientes abreviaturas tendrán el significado que se indica a continuación:

1) **SIC:** Sistema Interconectado Central
2) **CDEC-SIC**: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central
3) **DO**: Dirección de Operación
4) **DP**: Dirección de Peajes
5) **SSCC (SC)**: Servicios Complementarios (Servicio Complementario)
6) **NTSyCS**: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
7) **CDC**: Centro de Despacho y Control del CDEC-SIC
8) **CC**: Centro de Control de las empresas coordinadas
9) **EDAC**: Esquema de Desconexión Automática de Carga
10) **SI**: Sistema Interconectado

Artículo 5

Para efectos de la aplicación de este Procedimiento, las siguientes definiciones tendrán el significado que se indica a continuación:

1) **Habilitación**: Acción de aceptación o recepción conforme, por parte de la DO, de la documentación que permite a determinadas instalaciones participar en la prestación de SSCC.
2) **Procedimiento DO**: Metodologías que debe elaborar la DO y que están destinadas a presentar los criterios, consideraciones y requerimientos de detalle para dar cumplimiento a las exigencias de los reglamentos y la NTSyCS.
3) **Informe DPSSCC**: Informe que anualmente debe elaborar la DO, en el cual se deberá efectuar o actualizar, si corresponde, la definición de los SSCC y de los equipos que deben ser instalados y/o habilitados en el SIC durante el siguiente período anual para dar cumplimiento a los estándares exigidos en la NTSyCS.

4) **Empresa coordinada o coordinado**: Empresa propietaria, arrendataria, usufructuaria o que explote, a cualquier título, centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión; interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica en el SIC.

5) **Equipos con Acción de control Continua**: Son los equipos que prestan SSCC, que activan su operación tanto manual como automática y que ejercen su acción de control de manera continua.

6) **Equipos con Acción de control Discreta**: Son los equipos que prestan SSCC, que activan su operación tanto en forma manual como automática, y que ejercen su acción de control de manera discreta, durante instantes acotados de tiempo, ya sea por intermedio de una instrucción de operación o por una contingencia específica en el SIC.

7) **Esquema de Desprendimiento Automático de Carga (EDAC)**: Equipos destinados a desconectar carga del SI, en forma automática a través de la supervisión de una señal que puede ser la frecuencia, tensión o una señal específica.

8) **Plan de Recuperación de Servicio (PRS)**: Conjunto de acciones coordinadas entre el CDC y los CC, definidas por la DO para que de manera segura, confiable y organizada, sea posible restablecer el suministro eléctrico en las zonas afectadas por un Apagón Total o Parcial, en el menor tiempo posible.

9) **Partida Autónoma**: Capacidad de una unidad generadora de partir desde cero tensión y sincronizar en forma autónoma, sin suministro externo de electricidad.

10) **Aislamiento Rápido**: Capacidad de una unidad generadora para desconectarse intempestivamente del SIC y operar alimentando sólo sus servicios auxiliares, luego de ocurrido un Apagón Total o Apagón Parcial.

11) **Equipamiento de Vinculación**: Conjunto de equipos primarios, de medición, supervisión y control que permite el cierre de un vínculo redundante o la sincronización de sistemas eléctricos aislados.

12) **Controlador de Velocidad**: Dispositivo que permite el control de la frecuencia de una unidad generadora detectando las desviaciones instantáneas de la velocidad con respecto a un valor de referencia, actuando directamente sobre el sistema de mando de la máquina motriz.

13) **Controlador de Tensión**: Dispositivo que permite el control de la tensión en los terminales de una unidad generadora detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre la salida de la excitatriz a través de la modificación de la corriente de campo de la unidad generadora.

14) **SSCC**: Recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el Artículo 137° de la Ley General de Servicios Eléctricos. Son servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias. (Artículo 225° z) de la LGSE.

CAPITULO I.3 GENERALIDADES

Artículo 6

Se entenderán como recursos presentes en las instalaciones del sistema y disponibles para la materialización de la prestación de SSCC, al menos los siguientes:

a) Capacidad de generación de potencia activa de unidades generadoras y de componentes o equipos, medida en MW.

b) Capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva de unidades generadoras y de componentes o equipos, medida en MVAR.

c) Capacidad de Partida Autónoma de las unidades generadoras.

d) Equipos de compensación de energía activa y potencia reactiva con etapa convertidora basada en dispositivos de electrónica de potencia.

e) Capacidad de Aislamiento Rápido de las unidades generadoras interconectadas al sistema.

f) Capacidad de vinculación de islas eléctricas o de cierre de vínculo redundante.

g) Potencia conectada de los usuarios que se abastecen desde el sistema respectivo, sean estas distribuidoras o clientes no sometidos a regulación de precios, medida en MW.

Artículo 7

Se entenderán como recursos existentes a aquellos que están presentes y disponibles en las instalaciones del sistema, y que permiten prestar SSCC una vez que éstos son habilitados.

Artículo 8

Se entenderán como recursos proyectados para prestar SSCC, a aquellos que se prevé estarán disponibles en las instalaciones del sistema de conformidad con el plan de obras en construcción de acuerdo a lo presentado en el Informe de Precio de Nudo vigente y en las instalaciones que se hubieren informado al CDEC-SIC que entrarán en servicio dentro del periodo de evaluación que contemple el Informe DPSSCC.

Artículo 9

Se entenderá que existe el requerimiento de un recurso, que demanda la prestación de un determinado SC, cuando se presentan estados de operación y de funcionamiento propios del sistema eléctrico, ya sean de régimen permanente o transitorio, que originan o podrían originar un incumplimiento de los estándares de seguridad y calidad del servicio si es que ese recurso no es entregado.

Entre las causas que originan esos estados de operación se distinguen al menos las siguientes:

a) Variaciones de los consumos, medida en MW y MVAr.

b) Desconexiones intempestivas de unidades de generación, medida en MW y MVAr.

c) Desconexiones intempestivas de consumos y/o alimentadores, medida en MW y MVAr.

d) El aumento y/o disminución con tendencia sostenida de los consumos del sistema en un intervalo de tiempo dado, valor medido en MW/unidad de tiempo.

e) Desconexiones intempestivas de elementos del sistema de transmisión que producen un detrimento de la seguridad y calidad de servicio o que originan un Apagón Parcial, Apagón Total o una partición del sistema en islas.

Artículo 10

La cuantificación de los recursos y requerimientos de los SSCC existentes y de los proyectados hasta tres años se realizará con la información técnica entregada por las empresas coordinadas, según se detalla en el Título II del presente Procedimiento.

Artículo 11

Las empresas coordinadas, que operen y/o exploten equipos que estén disponibles en el sistema y/o tengan obras en construcción y/o proyectos de obras dentro de los próximos tres años, deberán proporcionar a la DO la información técnica de sus equipos según la especificación detallada en el Título II del presente Procedimiento, en los siguientes términos:

a) De carácter obligatorio para el primer año.

b) De carácter referencial para los siguientes dos años.

Las empresas coordinadas podrán omitir la información técnica, correspondiente a las instalaciones disponibles en el sistema, requerida en el Título II, que hubiese sido proporcionada a la DP según lo establecido en el Capítulo 9 de la NTSyCS o, que ya estuviere formalmente en conocimiento del CDEC-SIC por tratarse de antecedentes requeridos para la planificación de la operación.

Artículo 12

Con la información técnica recopilada, se establecerán en el Informe DPSSCC las instrucciones de instalación y/o habilitación de equipos para la prestación de SSCC requeridos por el SIC, así como también, las especificaciones técnicas de los equipos necesarios para la verificación del cumplimiento de las correspondientes prestaciones.

TÍTULO II: ESPECIFICACIÓN DE ANTECEDENTES TÉCNICOS REQUERIDOS

CAPITULO II.1 ANTECEDENTES TÉCNICOS PARA CUANTIFICAR RECURSOS

Artículo 13

Las empresas coordinadas que posean, operen y/o exploten unidades de generación y equipos que estén disponibles en el sistema, tengan en construcción y/o proyectados dentro de los próximos tres años, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 11, deberán proporcionar a la DO la información técnica que se detalla en el artículo siguiente.

Artículo 14

Las empresas coordinadas señaladas en el artículo precedente deberán entregar a la DO, en medio electrónico, la información técnica de cada una de sus unidades de generación o equipos en los términos especificados a continuación:

Generales:

a) Identificación de la unidad o equipo: Nombre, Propietario u Operador, tipo (hidro pasada o embalse, térmica, eólica, solar, biomasa y otros), Nombre barra conexión al SI y características generales.

b) Fecha de entrada en servicios o año proyectado de entrada en servicio, mes y año.

c) Puntos de conexión al SI.

d) Tensión nominal, en kV.

e) Potencia aparente nominal, en MVA.

f) Factor de potencia nominal, en %.

g) Potencia activa máxima bruta, en MW.

h) Potencia activa mínima técnica, en MW.

Para cuantificar recursos de control de frecuencia:

i) Habilitación para prestar el servicio de control primario de frecuencia, Sí o No.

j) Habilitación para prestar el servicio de control secundario de frecuencia, Sí o No.

k) Para las unidades de generación de embalse, la potencia activa máxima bruta en función de la cota del embalse.

l) Estatismo permanente (rango de ajuste y valor actual o proyectado), valor en %.

m) Constante de inercia (H) del conjunto máquina motriz – generador, valor en segundos expresados en referencia a la potencia activa nominal de generación (Pgn en MW).

n) Gradiente de toma de carga y de reducción de carga referenciales, en MW/minuto.

o) Restricciones por criterios de seguridad de la unidad o del equipo para la operación bajo subfrecuencia: operación relé de baja frecuencia, valor de operación en Hz.

p) Restricciones por criterios de seguridad de la unidad o del equipo para la operación bajo sobrefrecuencia: operación relé de sobre frecuencia, valor de operación en Hz.

q) Restricciones por criterios de seguridad del sistema para la operación bajo sobrefrecuencia: EDAG, valor de operación en Hz.

r) Características técnicas del equipamiento principal y de respaldo disponibles para el monitoreo y registro de potencia activa y de frecuencia:

- Potencia activa: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.
- Frecuencia: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.
- Indicar si las medidas están sincronizadas mediante GPS y si los registros poseen estampa de tiempo.
- Factibilidad y características para enviar la información en forma automática y periódica a la DO.
- Factibilidad de proteger los registros con protocolos que garanticen su integridad.
- Indicar si las instalaciones permiten realizar la medición de potencia activa y de frecuencia o se requieren adecuaciones previas.
- Factibilidad de enviar señales correspondientes al estado activado/desactivado del controlador de velocidad y del modo de control con el cual está operando.

Para cuantificar recursos de control de tensión:

s) Habilitada para prestar el servicio de control de tensión, Sí o No.

t) Potencia reactiva máxima inyectada en el punto de conexión con el sistema de transmisión (en lado de AT del transformador elevador de la unidad), en MVAr.

u) Potencia reactiva máxima absorbida en el punto de conexión con el sistema de transmisión (en lado de AT del transformador elevador de la unidad), en MVAr.

v) Valores similares a t) y u), pero con factor de potencia igual a 95%.

w) Error en estado estacionario del controlador de tensión, valor expresado en %.

x) Características técnicas del equipamiento principal y de respaldo disponibles para el monitoreo y registro de potencia reactiva y de tensión en bornes de cada unidad:

- Potencia reactiva: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.

- Tensión: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.
- Indicar si las medidas están sincronizadas mediante GPS y si los registros poseen estampa de tiempo.
- Factibilidad y características para enviar la información en forma automática y periódica a la DO.
- Factibilidad de proteger los registros con protocolos que garanticen su integridad.
- Indicar si las instalaciones permiten realizar la medición de potencia reactiva y de tensión o se requieren adecuaciones previas.
- Factibilidad de enviar señales correspondientes al estado activado/desactivado del controlador de tensión y del modo de control con el cual está operando.
- Dispone de las medidas de potencia reactiva y tensión, en bornes de cada unidad de generación, en el SITR.

Para cuantificar recursos de recuperación de servicio:

y) Habilitada para prestar el servicio de recuperación de servicio con la cualidad de Partida Autónoma, Sí o No.

z) Habilitada para prestar el servicio de recuperación de servicio con la cualidad de Aislamiento Rápido del sistema, Sí o No.

aa) Tiempo de partida en caliente, entendido como el tiempo medido en minutos, contados a partir de la instrucción de entrada en servicios y hasta alcanzar la plana carga.

bb) Tiempo de partida en frío, entendido como el tiempo medido en minutos, contados a partir de la instrucción de entrada en servicios y hasta alcanzar la plana carga.

cc) Tiempo de autonomía de generación de energía a plena carga, tiempo medido en horas.

dd) Cuenta con capacidad para sincronizarse al sistema bajo cualquier condición de operación, Sí o No.

Artículo 15

Las empresas coordinadas que posean, operen y/o exploten equipos de compensación reactiva que estén disponibles en el sistema, tengan equipos de compensación reactiva en construcción y/o proyectados dentro de los próximos tres años, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 11, deberán informar a la DO la información técnica que se detalla en el siguiente artículo.

Artículo 16

Las empresas coordinadas señaladas en el artículo precedente deberán entregar a la DO, y en medio electrónico, la información técnica de sus equipos de compensación reactiva en los términos especificados a continuación:

Generales:

a) Identificación del equipo de compensación reactiva (compensadores estáticos de reactivos, condensador sincrónico, banco de condensadores, banco de reactores, otro): Nombre, Propietario u Operador, Nombre barra de conexión al SI, tipo y características generales.

b) Fecha de entrada en servicios o año proyectado de entrada en servicio, mes y año.

c) Puntos de conexión al SI.

d) Tensión nominal, en kV.

e) Tensión máxima de operación, en kV.

f) Tensión mínima de operación, en kV.

g) Tipo de control: continuo o discreto.

Para cuantificar recursos de control de tensión:

h) Habilitada para prestar el servicio de control de tensión, Sí o No.

i) Potencia reactiva máxima inyectada en el punto de conexión con el sistema de transmisión (en lado de AT del transformador elevador del equipo), en MVAr.

j) Potencia reactiva máxima absorbida en el punto de conexión con el sistema de transmisión (en lado de AT del transformador elevador del equipo), en MVAr.

k) Error en estado estacionario del controlador de tensión, solo para el tipo de control continuo, valor expresado en %.

l) Características técnicas del equipamiento principal y de respaldo disponibles para el monitoreo y registro de potencia reactiva y de tensión en bornes de cada unidad:

- Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.
- Indicar si las medidas están sincronizadas mediante GPS y si los registros poseen estampa de tiempo.
- Factibilidad y características para enviar la información en forma automática y periódica a la DO.
- Factibilidad de proteger los registros con protocolos que garanticen su integridad.
- Indicar si las instalaciones permiten realizar la medición de potencia reactiva y de tensión o se requieren adecuaciones previas.
- Factibilidad de enviar señales correspondientes al estado activado/desactivado del controlador de tensión y del modo de control con el cual está operando.

- Dispone de las medidas de potencia reactiva y de tensión en el SITR.

Artículo 17

Las empresas coordinadas que posean, operen y/o exploten subestaciones de transformación de tensión con cambiador de tap bajo carga operados en forma automática o manual, que estén disponibles en el sistema y/o tengan subestaciones de transformación en construcción y/o proyectados dentro de los próximos tres años, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 11, deberán informar a la DO la información técnica que se detalla en el siguiente artículo.

Artículo 18

Las empresas coordinadas señaladas en el artículo precedente, deberán entregar a la DO, en medio electrónico, la información técnica de cada uno de sus equipos de transformación de tensión en los términos especificados a continuación:

Generales:

a) Identificación de la subestación de transformación: Nombre, Propietario u Operador, tipo (2E ó 3E) y características generales.

b) Fecha de entrada en servicios o año proyectado de entrada en servicio, mes y año.

c) Nombre barra de conexión al SI en nivel de tensión:
   - AT: Barra de conexión.
   - MT: Barra de conexión.
   - BT: Barra de conexión.

d) Capacidad y tensión nominal en nivel de tensión:
   - AT: MVA y kV.
   - MT: MVA y kV.
   - BT: MVA y kV.

Para cuantificar recursos de control de tensión:

e) Forma de actuación del cambiador de tap bajo carga: automático o manual.

f) Ubicación del o los cambiadores de tap en nivel de tensión:
   - AT: Sí o No.
   - MT: Sí o No.
   - BT: Sí o No.

g) Paso del o los cambiadores de tap, valor en % de tensión nominal en nivel de tensión:
   - AT: %.

- MT: %.
- BT: %.

h) Posición mínima y máxima del cambiador de tap en nivel de tensión:
   - AT: Min, Max
   - MT: Min, Max
   - BT: Min, Max

i) En caso de disponer de cambiador de tap operado en forma automático, indicar el nombre de la barra de tensión controlada.

j) Características técnicas del equipamiento de monitoreo de la tensión controlada: clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.

Artículo 19

Las empresas coordinadas que posean u operen y/o exploten equipos de vinculación tales como sincronizadores, unidades de comprobación de sincronismo (synchronism check units) o equipos de puesta en paralelo (cierre de vínculo redundante) que estén disponibles en el SIC y/o tengan este tipo de equipos en construcción y/o proyectados dentro de los próximos tres años, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 11, deberán informar a la DO los antecedentes técnicos que se detallan en el siguiente artículo.

Artículo 20

Las empresas coordinadas señaladas en el artículo precedente, deberán entregar a la DO, en medio electrónico, la información técnica de cada uno de sus equipos de vinculación en los términos especificados a continuación.

Generales:

a) Identificación del equipo: Nombre, Propietario u Operador, tipo y características generales.

b) Fecha de entrada en servicios o año proyectado de entrada en servicio, mes y año.

c) Nombre barra de conexión al SI.

d) Tensión nominal, en kV.

Para cuantificar recursos de recuperación de servicio:

e) Capacidad de corriente de interrupción, en kA.

f) Capacidad de corriente de sincronización o cierre, en kA.

g) Rangos máximos de variaciones de tensión y de frecuencia para sincronizar.

Artículo 21

Las empresas coordinadas que posean, operen y/o exploten instalaciones de consumo de energía eléctrica, sean estos clientes no sometidos a regulación de precios (clientes libres) o empresas de distribución, que cuenten con Esquema de Desconexión Automático o Manual de Carga, que están interconectadas al Sistema y/o tengan instalaciones de consumos de energía eléctrica en construcción y/o que dispondrán de estos dentro de los próximos tres años, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 11, deberán informar a la DO la información técnica que se detallan en el siguiente artículo.

Artículo 22

Las empresas coordinadas señaladas en el artículo precedente deberán entregar a la DO, en medio electrónico, la información técnica de cada uno de sus consumos en los términos especificados a continuación:

Generales:

a) Identificación del retiro de energía: Nombre, Propietario u Operador, tipo de cliente (libre o regulado) y características generales.

b) Fecha de entrada en servicios o año proyectado de entrada en servicio, mes y año.

c) Puntos de conexión al SI.

d) Tensión nominal, en kV.

e) Las empresas distribuidoras deben identificar e informar aquellos clientes no sometidos a regulación de precios que se conecten a nivel de distribución y que técnicamente no puedan ser desconectados de manera independiente de clientes sujetos a regulación de precios: Nombre, localización (alimentador), MW y características generales.

Para cuantificar recursos de control de frecuencia:

f) Caracterización del Esquema Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación (frecuencia y tasa de caída de la frecuencia).

g) Caracterización del Esquema Desconexión Automática de Carga Específicos por baja frecuencia: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación (frecuencia y tasa de caída de la frecuencia).

h) Caracterización del Esquema Desconexión Manual de Carga por baja frecuencia permanente: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación de frecuencia.

i) Características técnicas del equipamiento de supervisión (SITR) y monitoreo de los Esquemas Desconexión de Carga por baja frecuencia.

Para cuantificar recursos de control de tensión:

j) Caracterización del Esquema Desconexión Automática de Carga por baja tensión: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación (tensión y tasa de caída de la tensión).

k) Caracterización del Esquema Desconexión Automática de Carga Específicos por baja tensión: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación (tensión y tasa de caída de la tensión).

l) Caracterización del Esquema Desconexión Manual de Carga por baja tensión permanente: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación de tensión.

m) Características técnicas del equipamiento de supervisión (SITR) y monitoreo de los Esquemas Desconexión de Carga por baja tensión.

CAPITULO II.2 ANTECEDENTES TÉCNICOS PARA CUANTIFICAR REQUERIMIENTOS

Artículo 23

Las empresas coordinadas que posean u operen y/o exploten equipos de consumo de energía eléctrica, sean estos clientes no sometidos a regulación de precios (clientes libres) o empresas de distribución, que cuenten con consumos de característica fluctuante y cíclica (con períodos del orden de varios segundos a pocos minutos) con variaciones de potencia mayores a ± 1 MW/seg, que estén disponibles en el sistema y/o tengan equipos de consumo de energía eléctrica en construcción y/o proyectados dentro de los próximos tres años, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 11, deberán informar a la DO la información técnica que se detallan en el siguiente artículo.

Artículo 24

Las empresas coordinadas señaladas en el artículo precedente deberán entregar a la DO, en medio electrónico, la información técnica de cada uno de sus consumos en los términos especificados a continuación:

Generales:

a) Identificación del equipo: Nombre, Propietario, tipo de consumo (libre o regulado), y características generales.

b) Fecha de entrada en servicios o año proyectado de entrada en servicio, mes y año.

c) Puntos de conexión al SI.

d) Tensión nominal, en kV.

Para cuantificar requerimientos de control de frecuencia y de tensión:

e) Desviaciones máximas de las fluctuaciones aleatorias de potencia activa y de potencia reactiva, en ± MW y ± MVAr.

f) Desviación estándar de las desviaciones de las fluctuaciones aleatorias de potencia activa y potencia reactiva, en ± MW y ± MVAr.

g) Período medio de las fluctuaciones aleatorias de potencia activa y de potencia reactiva, en segundos.

h) Desviación estándar del período de las fluctuaciones aleatorias de potencia activa y de potencia reactiva en torno al período medio, rango en segundos [Min, Max].

Para cuantificar requerimientos de recuperación de servicio:

i) Tipo de consumo: Residencial, comercial, industrial, de servicio público (hospitales, clínicas, reparticiones públicas).

Artículo 25

Para efectos de determinar los rangos de pérdida de generación de potencia activa y el número de veces de ocurrencia anual, la DO utilizará la estadística de fallas de desconexión intempestiva de unidades de generación de que disponga en los últimos cinco años.

TÍTULO III: COMUNICACIÓN ENTRE LA DO Y LAS EMPRESAS COORDINADAS

Artículo 26

Las empresas coordinadas deberán proporcionar a la DO, en medio electrónico, la información técnica especificada en el Título II de acuerdo al formato definido en el Título VII "Formatos de antecedentes técnicos para SSCC" de este Procedimiento.

Artículo 27

La información técnica proporcionada por las empresas coordinadas será procesada y consolidada por la DO, quién deberá mantener y publicar en el sitio WEB del CDEC-SIC una versión actualizada al menos semestralmente, en formatos compatibles con las herramientas y aplicaciones computacionales de uso común, esto es, en archivos tipo ACROBAT, TEXTO, EXCEL, BASE de DATOS u otros de características similares, de acuerdo al tipo de información que se disponga.

TÍTULO IV: PLAZOS INVOLUCRADOS

Artículo 28

La DO deberá elaborar el Informe DPSSCC dentro de los primeros tres meses de cada año y enviar anualmente, así como cualquier revisión anual que le realice, a la Comisión para su aprobación y a la Superintendencia para su conocimiento.

Artículo 29

Las empresas coordinadas, anualmente, deberán actualizar y enviar a la DO la información técnica especificada en el Titulo II antes del 30 de septiembre de cada año.

Artículo 30

La DO deberá publicar anualmente en la página Web del CDEC-SIC la información técnica recopilada especificada en el Título II antes del 30 de noviembre de cada año.

Artículo 31

La DO deberá enviar antes del 1 de marzo de cada año a las empresas coordinadas una versión preliminar del Informe DPSSCC y ellas dispondrán hasta el 15 de marzo respectivo para extender a la DO sus comentarios u observaciones.

A continuación, la DO deberá enviar a más tardar el 31 de marzo el Informe DPSSCC a la Comisión para su aprobación y a la Superintendencia para su conocimiento.

TÍTULO V: RESPONSABILIDADES

Artículo 32

Para los fines establecidos en el presente Procedimiento, tanto la DO como las empresas coordinadas que operen y/o exploten equipos que presten los SSCC, deberán cumplir con las responsabilidades que para ellos se establecen en la Ley, Reglamentos y Normativa Técnica vigentes.

CAPITULO V.1 DE LA DIRECCIÓN DE OPERACIÓN

Artículo 33

Será responsabilidad de la DO solicitar a las empresas coordinadas la información técnica especificada en el Título II de este Procedimiento.

Artículo 34

Será responsabilidad de la DO llevar un sistema de información que permita la emisión de reportes sobre la información técnica recopilada.

Artículo 35

La DO podrá adoptar las medidas necesarias que permitan verificar la validez y consistencia de la información técnica que se utilice.

CAPITULO V.2 DE LAS EMPRESAS COORDINADAS

Artículo 36

Será responsabilidad de las empresas coordinadas, que operen y/o exploten equipos que presten los SSCC, proporcionar anualmente a la DO la información técnica especificada en el Título II de este Procedimiento, e informarle cualquier cambio en dicha información, antes de los 10 días hábiles inmediatamente siguientes de ocurridos.

TÍTULO VI: DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 37

Dentro de los 30 días hábiles siguientes contados desde el informe favorable de los Procedimientos DO y DP de Servicios Complementarios, a que hace referencia el Artículo 37 del Reglamento de SSCC, la DO del CDEC-SIC deberán emitir el correspondiente Informe DPSSCC a que hace referencia el Artículo 6 de dicho reglamento.

Artículo 38

Para efecto de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo precedente, la información técnica utilizada para la elaboración del Informe DPSSCC corresponderá a la información vigente en la base de datos del CDEC-SIC según lo requerido en el Capítulo 9 de la NTSyCS y a la información que ya estuviere formalmente en conocimiento del CDEC-SIC por tratarse de antecedentes requeridos para la planificación de la operación.

TÍTULO VII: FORMATO DE ANTECEDENTES TÉCNICOS

Artículo 39

Las siguientes tablas indican los formatos de los antecedentes técnicos que las empresas coordinadas deben completar. Para facilitar la incorporación de los datos requeridos se incluyen algunos ejemplos con los valores correspondientes. La DO podrá modificar los formatos de entrega de información cuando lo estime necesario, informándolos oportunamente a las empresas coordinadas.

Formato de antecedentes técnicos para unidades de generación o equipos

Caracterización	Valores					
	Valor 1	Valor 2	Valor 3	Valor 4	Valor 5	Valor 6
a) Identificación de la unidad o equipo: Nombre, Propietario u Operador, Tipo (Hidro,Pasada,Embalse,Térmica, equipo), barra conexión a SI y características generales.	Abanico 1	Endesa	Hidro-pasada	Abanico 1 13.8	Comentarios	
b) Fecha de entrada en servicios o año proyectada en servicio, mm-aa.	mar-13					
c) Puntos de conexión al SI	Abanico 154					
d) Tensión nominal, en kV.	13.8					
e) Potencia aparente nominal, en MVA.	30					
f) Factor de potencia nominal, en %.	90					
g) Potencia activa máxima bruta, en MW.	20					
h) Potencia activa mínima técnica, en MW.	0					
Para cuantificar recursos de control de frecuencia:						
i) Habilitación para prestar el servicio de control primario de frecuencia, SI ó No.	SI					
j) Habilitación para prestar el servicio de control secundario de frecuencia, SI ó No.	NO					
k) Para las unidades de generación de embalse, la potencia activa máxima bruta en función de la cota del embalse.	MW1	Cota1	MW2	Cota2	MW3	Cota3
l) Estatismo permanente (rango de ajuste y valor actual o proyectado), valor en %.						
m) Constante de inercia (H) del conjunto máquina motriz – generador, valor en segundos expresados en referencia a la potencia activa nominal de generación (Pgn en MW).	4					
n) Gradiente de toma de carga y de reducción de carga (valor referencial) , en MW/minutos.	3					
o) Restricciones por criterios de seguridad de la unidad o del equipo para la operación bajo subfrecuencia: operación relé de baja frecuencia, valor de operación en Hz.	47					
p) Restricciones por criterios de seguridad de la unidad o del equipo para la operación bajo sobrefrecuencia : operación relé de sobre frecuencia, valor de operación en Hz.	52					
q) Restricciones por criterios de seguridad del sistema para la operación bajo sobrefrecuencia: EDAG, valor de operación en Hz.	48					
r) Caracteristicas técnicas del equipamiento principal y de respaldo disponibles para el monitoreo y registro de potencia activa y de frecuencia:						
- Para generación de potencia activa: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.	xx	0.5	744			
- Para la frecuencia: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.	xx	5	744			
- Indicar si las medidas están sincronizadas mediante GPS y los registros poseen estampa de tiempo (SI ó NO)	SI					
- Factibilidad y caracteristicas para enviar la información en forma automática y periódica a la DO (Si ó NO)	NO					
- Factibilidad de proteger los registros con protocoloes que garanticen su integridad (Si ó NO)	SI					
- Indicar si las instalaciones permiten realizar la medición de potencia activa y de frecuencia o se requieren adecuaciones previas (Si ó NO)	NO					
- Factibilidad de enviar señales correspondientes al estado activado/desactivado del controlador de velocidad y del modo de control con el cual está operando (Si ó NO)	SI					

Tel.: (56 2) 2797 2600 - Fax: (562) 2797 2627
www.cne.cl
Miraflores 222 piso 10º, Edificio Las Américas,
Santiago, Chile
gob.cl

Caracterización	Valores					
	Valor 1	Valor 2	Valor 3	Valor 4	Valor 5	Valor 6
Para cuantificar recursos de control de tensión:						
s) Habilitada para prestar el servicio de control de tensión, SI ó NO.	SI					
t) Potencia reactiva máxima inyectada en el punto de conexión con el sistema de transmisión (en lado de AT del transformador elevador de la unidad), en MVAr.	10					
u) Potencia reactiva máxima absorbida en el punto de conexión con el sistema de transmisión (en lado de AT del transformador elevador de la unidad), en MVAr.	5					
v) Valores similares a t) y u) , pero con factor de potencia igual a 95%.	7	4				
w) Error en estado estacionario del controlador de tensión, valor expresado en %.	0.2					
x) Caracteristicas técnicas del equipamiento principal y de respaldo disponibles para el monitoreo y registro de potencia reactiva y de tensión en bornes de cada unidad						
- Para generación de potencia reactiva: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.	xx	0.5	744			
- Para la tensión: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.	xx	5	744			
- Indicar si las medidas están sincronizadas mediante GPS y los registros poseen estampa de tiempo, (SI ó NO)	SI					
- Factibilidad y caracteristicas para enviar la información en forma automática y periódica a la DO, (Si ó NO)	NO					
- Factibilidad de proteger los registros con protocoloes que garanticen su intergridad, (Si ó NO)	SI					
- Indicar si las instalaciones permiten realizar la medición de potencia reactiva y de tensión o se requieren adecuaciones previas, (Si ó NO)	NO					
- Factibilidad de enviar señales correspondientes al estado activado/desactivado del controlador de tensión y del modo de control con el cual está operando, (Si ó NO)	SI					
- Dispone de las medidas de potencia reactiva y tensión, en bornes de cada unidad de generación, en el SITR, (Si ó NO)	SI					
Para cuantificar recursos de recuperación de servicio:						
y) Habilitada para prestar el servicio de recuperación de servicio con la cualidad de partida autónoma, SI ó NO.	NO					
z) Habilitada para prestar el servicio de recuperación de servicio con la cualidad de aislamiento del sistema.	SI					
aa) Tiempo de partida en caliente, tiempo medido en minutos, contados a partir de la instrucción de entrada en servicios y hasta alcanzar la plana carga..	10					
bb) Tiempo de partida en frio, tiempo medido en minutos, contados a partir de la instrucción de entrada en servicios y hasta alcanzar plena carga.	60					
cc) Tiempo de autonomia de generación de energia a plena carga, tiempo medido en horas.	24					
dd) Cuenta con capacidad para sincronizarse al sistema bajo cualquier condición de operación (Si ó NO)	NO					

Tel.: (56 2) 2797 2600 - Fax: (562) 2797 2627
www.cne.cl
Miraflores 222 piso 10°, Edificio Las Américas,
Santiago, Chile

Formato de antecedentes técnicos equipos de compensación reactiva

Caracterización	Valores					
	Valor 1	Valor 2	Valor 3	Valor 4	Valor 5	Valor 6
a) Identificación del equipos de compensación reactiva (compensadores estáticos de reactivos, condensador sincrónico, banco de condensadores, banco de reactores, otro): Nombre, Propietario u Operador, Tipo, Nombre barra conexión al SI y características generales.	CER P.Azu	Transelec	CER	P.AZ 13.2	comentarios	
b) Fecha de entrada en servicios o año proyectado de entrada en servicio, mm-aa.	feb-14					
c) Puntos de conexión al SI.	P.AZ 220					
d) Tensión nominal, en kV.	13.2					
e) Tensión máxima de operación, en kV.	14.124					
f) Tensión mínima de operación, en kV.	9.24					
g) Tipo de control: continuo o discreto.	Continuo					
Para cuantificar recursos de control de tensión:						
h) Habilitada para prestar el servicio de control de tensión, SI ó NO.	SI					
i) Potencia reactiva máxima inyectada en el punto de conexión con el sistema de transmisión (en lado de AT del transformador elevador del equipo), en MVAr.	10					
j) Potencia reactiva máxima absorbida en el punto de conexión con el sistema de transmisión (en lado de AT del transformador elevador del equipo), en MVAr.	6					
k) Error en estado estacionario del controlador de tensión, solo para el tipo de control continuo, valor expresado en %.	0.1					
l) Características técnicas del equipamiento principal y de respaldo disponible para el monitoreo y registro de potencia reactiva y tensión de control:						
- Para la potencia reactiva: Clase de precisión, tasa de muestreo, en muestras por unidad segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.	xx	2	744			
- Para la tensión controlada: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por unidad segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.	xx	2	744			
- Indicar además si las medidas están sincronizadas mediante GPS y los registros poseen estampa de tiempo, (Si ó NO).	SI					
- Factibilidad y características para enviar la información en forma automática y periódica a la DO, (Si ó NO).	NO					
- Factibilidad de proteger los registros con protocolos que garanticen su integridad, (Si ó NO).	NO					
- Indicar si las instalaciones permiten realizar la medición de potencia reactiva y de tensión o se requieren adecuaciones previas, (Si ó NO).	NO					
- Factibilidad de enviar señales correspondientes al estado activado/desactivado del controlador de tensión y del modo de control con el cual está operando, (Si ó NO)	NO					
- Dispone del envío de la potencia reactiva y de tensión de control a través del SITR, (Si ó NO).	SI					

Gobierno de Chile
Tel.: (56 2) 2797 2600 - Fax: (562) 2797 2627
www.cne.cl
Miraflores 222 piso 10º, Edificio Las Américas,
Santiago, Chile
gob.cl

Formato de antecedentes técnicos equipos transformación						
Caracterización	**Valores**					
	Valor 1	**Valor 2**	**Valor 3**	**Valor 4**	**Valor 5**	**Valor 6**
a) Identificación de la subestación de transformación: Nombre,Propietario u Operador, Tipo (2E ó 3E), localización y características generales.			3E	Comentarios		
b) Fecha de entrada en servicios o año proyectado de entrada en servicio, en mm-aa.	Sep-80					
c) Nombre barra e conexión al SI en nivel de tensión:						
- AT: Barra de conexión.	A.Jahuel 500					
- MT: Barra de conexión.	A.Jahuel 220					
- BT: Barra de conexión.	A.Jahuel 66					
d) Capacidad y tensión nominal en nivel de tensión:						
- AT: MVA y kV.	750	525				
- MT: MVA y kV.	750	230				
- BT: MVA y kV.	150	69				
Para cuantificar recursos de control de tensión:						
e) Forma de actuación del cambiador de tap bajo carga: automático o manual.	Manual					
f) Ubicación del o los cambiadores de tap ennivel de tensión:						
- AT: SI ó NO.	SI					
- MT: SI ó NO.	NO					
- BT: SI ó NO.	NO					
g) Paso del o los cambiadores de tap, valor en % de tensión nominal en nivel de tensión:						
- AT: %.	1.25					
- MT: %.	0					
- BT: %.	0					
h) Posición mínima y máxima del cambiador de tap en nivel de tensión:						
- AT: Min, Max	1	17				
- MT: Min, Max	0	0				
- BT: Min, Max	0	0				
i) En el caso de disponer de cambiador de tap operado en forma automático, indicar el nombre de la barra de identificar barra de tensión controlada.	A.Jahuel 220					
j) Características técnicas del equipamiento de monitoreo de la tensión controlada: Clase de precisión, tasa de muestreo en muestras por segundo y capacidad de almacenamiento de registros en horas.	xx	5	744			

Gobierno de Chile
Tel.: (56 2) 2797 2600 - Fax: (562) 2797 2627
www.cne.cl
Miraflores 222 piso 10°, Edificio Las Américas,
Santiago, Chile
gob.cl

Formato de antecedentes técnicos equipos de vinculación						
Caracterización	Valores					
	Valor 1	Valor 2	Valor 3	Valor 4	Valor 5	Valor 6
a) Identificación del equipo: Nombre, Propietario u Operador, Tipo y características generales.			En enlace o línea	comentarios		
b) Fecha de entrada en servicios o proyectado de entrada en servicio, mm-aa	Ago-80					
c) Puntos de conexión al SI.	Itahue 154					
d) Tensión nominal, en kV.	154					
Para cuantificar recursos de recuperación de servicio:						
e) Capacidad de corriente de interrupción, en kA.	20					
f) Capacidad de corriente de sincronización, en kA.	10					
g) Rangos máximos de variaciones de tensión y de frecuencia para sincronizar	Vmin	Vmax	Fmin	Fmax		

Tel.: (56 2) 2797 2600 - Fax: (562) 2797 2627
www.cne.cl
Miraflores 222 piso 10°, Edificio Las Américas,
Santiago, Chile
gob.cl

Formato de antecedentes técnicos equipos de consumos para recursos de SSCC						
Caracterización	Valores					
	Valor 1	Valor 2	Valor 3	Valor 4	Valor 5	Valor 6
a) Identificación del retiro de energia: Nombre, Propietario u Operador, tipo de cliente (libre o regulado) y caracteristicas generales.	Huachipato	Libre	Talcahuano	Siderurgica		
b) Fecha de entrada en servicios o proyectado de entrada en servicio, en mm-aa.	ene-50					
c) Puntos de conexión al SI.	S.Vicente 154					
d) Tensión nominal, en kV.	154					
e) Las empresas distribuidoras deben identificar e informar aquellos clientes no sometidos a regulación de precios que se conecten a nivel de distribución y que técnicamente no puedan ser desconectados de manera independiente de clientes sujetos a regulación de precios: Nombre, localización, MW y caracteristicas generales.	Sprole	Alimentador xx	4	Procesamiento de productos lácteos		
Para cuantificar recursos de control de frecuencia:						
f) Caracterización del Esquema Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia: porcentaje de desprendimiento de carga para demanda máxima y para demanda minina por cada escalón o etapa, umbrales de operación (frecuencia y tasa de caida de la frecuencia).	% x Tasa1	% x Umbral1	% x Tasa2	% x Umbral2	% x Umbral3	% x Umbral4
g) Caracterización del Esquema Desconexión Automática de Carga Especificos por baja frecuencia: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación (frecuencia y tasa de caida de la frecuencia).	% x Tasa1	% x Umbral1	% x Tasa2	% x Umbral2	% x Umbral3	% x Umbral4
h) Caracterización del Esquema Desconexión Manual de Carga por baja frecuencia permanente: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación de frecuencia.	% x Umbral1	% x Umbral2	% x Umbral3	% x Umbral4		
i) Caracteristicas técnicas del equipamiento de supervisión (SITR) y monitoreo de los Esquemas Desconexión de Carga por baja frecuencia.						
Para cuantificar recursos de control de tensión:						
j) Caracterización del Esquema Desconexión Automática de Carga por baja tensión: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación (tensión y tasa de caida de la tensión).	% x Tasa1	% x Umbral1	% x Tasa2	% x Umbral2	% x Umbral3	% x Umbral4
k) Caracterización del Esquema Desconexión Automática de Carga Especificos por baja tensión: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación (tensión y tasa de caida de la tensión).	% x Tasa1	% x Umbral1	% x Tasa2	% x Umbral2	% x Umbral3	% x Umbral4
l) Caracterización del Esquema Desconexión Manual de Carga por baja tensión permanente: porcentaje de desprendimiento de carga por cada escalón o etapa, umbrales de operación de tensión.	% x Umbral1	% x Umbral2	% x Umbral3	% x Umbral4		
m) Caracteristicas técnicas del equipamiento de supervisión (SITR) y monitoreo de los Esquemas Desconexión de Carga por baja tensión.						

Gobierno de Chile
Tel.: (56 2) 2797 2600 - Fax: (562) 2797 2627
www.cne.cl
Miraflores 222 piso 10°, Edificio Las Américas,
Santiago, Chile
gob.cl

Formato de antecedentes técnicos equipos de consumos para requerimientos de SSCC						
Caracterización	**Valores**					
	Valor 1	**Valor 2**	**Valor 3**	**Valor 4**	**Valor 5**	**Valor 6**
a) Identificación del equipo: Nombre, Propietario, Tipo de consumo (libre o regulado) y características generales.	Huachipato	CAP	Libre	Siderurgica		
b) Fecha de entrada en servicios o proyectado de entrada en servicio, en mm-aa.	ene-15					
c) Puntos de conexión al SI.	S.Vicente 154					
d) Tensión nominal, en kV.	154					
Para cuantificar **requerimientos** de control de frecuencia y de tensión:						
e) Desviaciones máxima de las fluctuciones aleatorias de potencia activa y de potencia, en ± MW y ± MVAr.	70	10				
f) Desviación estándar de las desviaciones de las fluctuaciones aleatorias de potencia activa y de potencia, en ± MW y ± MVAr.	40	5				
g) Periodo medio de las fluctuaciones de potencia activa y e potencia reactiva, en segundos.	30					
h) Desviación estándar de las fluctuaciones aleatorias de potencia activa y de potencia reactiva en torno al periodo medio, rango en segundos [Min,Max].	20	40				
Para cuantificar **requerimientos** de recuperación de servicio:						
i) Prioridad de abastecimiento del consumo: Residencial, comercial, industrial, residencial-comercial, de servicio público (hospitales, clínicas, reparticiones públicas), estratégicas de seguridad nacional	Comercial					

Gobierno de Chile

Tel.: (56 2) 2797 2600 - Fax: (562) 2797 2627
www.cne.cl
Miraflores 222 piso 10º. Edificio Las Américas.
Santiago. Chile
gob.cl

TÍTULO VIII: HISTORIAL

Artículo 40

Versión	Fecha	Tipo	Descripción
Preliminar	04 de abril de 2013	Versión preliminar para observaciones de los integrantes	Mediante carta DO N°338/2013 se envía para observaciones
Preliminar	24 de mayo de 2013	Segunda versión preliminar para observaciones de los integrantes	Mediante carta DO N°504/2013 se envía para observaciones
Art.10 DS291/2007	10 de junio de 2013	Versión presentada para ser acordada por el CDEC-SIC	Mediante carta DO N°546/2013 se envía para acuerdo del CDEC-SIC
Art.10 DS291/2007	10 de septiembre de 2013	Procedimiento enviado para informe favorable de la CNE	Mediante carta DP N°759/2013
Art.15 DS291/2007	28 de marzo de 2014	Versión preliminar para observaciones de los coordinados	Adecuación a la REXTA. Nº31 de la CNE del 23 de enero de 2014
Art.15 DS291/2007	20 de junio de 2014	Versión preliminar para observaciones de los coordinados	Mediante carta DO N°560/2014 se envía para observaciones
Art.10 DS291/2007	17 de julio de 2014	Versión presentada para ser acordada por el CDEC-SIC	Mediante carta DO Nº662/2014 se envía para acuerdo del CDEC-SIC

ARTICULO SEGUNDO: El presente Procedimiento DO "Cuantificación Disponibilidad de Recursos y Necesidades de Instalación y/o Habilitación de Equipos para la Prestación de Servicios Complementarios", deberá estar disponible en el sitio de dominio electrónico del CDEC-SIC para cualquier interesado, a más tardar dentro de los dos días hábiles siguientes a la fecha de comunicación de la presente Resolución Exenta al Director de Operación del CDEC-SIC.

ARTÍCULO TERCERO: Comuníquese la presente Resolución Exenta al Director de Operación del CDEC-SIC a través de su envío por correo electrónico.

Anótese y comuníquese.

ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

PRM/ISD/JCB/DZO/JMA/GES/gav
DISTRIBUCIÓN:
1. Director de Operación del CDEC-SIC.
2. Presidente Directorio del CDEC-SIC.
3. Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
4. Gabinete Secretaría Ejecutiva, CNE.
5. Departamento Jurídico CNE.
6. Departamento Eléctrico CNE.

Exp. N°2020-2014.