



NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

*Mayo 2018
Santiago de Chile*

ÍNDICE

CAPÍTULO Nº 1: Terminología y Exigencias Generales	5
TÍTULO 1-1. OBJETIVO Y ALCANCE.....	6
TÍTULO 1-2. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES	8
CAPÍTULO Nº 2: Funciones, Atribuciones y Obligaciones.	25
TÍTULO 2-1. OBJETIVO Y ALCANCE.....	26
TÍTULO 2-2. DE LAS FUNCIONES DE OPERACIÓN DEL COORDINADOR.....	27
TÍTULO 2-3. DE LAS FUNCIONES DE PEAJES DEL COORDINADOR	29
TÍTULO 2-4. DE LAS FUNCIONES DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO	30
TÍTULO 2-5. DE LOS COORDINADOS	31
TÍTULO 2-6. DE LAS FUNCIONES DESPACHO Y CONTROL DEL COORDINADOR.....	32
CAPÍTULO Nº 3 Exigencias Mínimas para Diseño de Instalaciones.....	33
TÍTULO 3-1. OBJETIVO Y ALCANCE.....	34
TÍTULO 3-2. EXIGENCIAS GENERALES.....	35
TÍTULO 3-3. INSTALACIONES DE GENERACIÓN	38
TÍTULO 3-4. INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN	49
TÍTULO 3-5. INSTALACIONES DE CLIENTES.....	60
TÍTULO 3-6. REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA LA INTERCONEXIÓN, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES.....	62
CAPÍTULO Nº 4: Exigencias Mínimas para Sistemas de Información y Comunicación.....	63
TÍTULO 4-1. OBJETIVO Y ALCANCE.....	64
TÍTULO 4-2. SISTEMA DE INFORMACION EN TIEMPO REAL.....	66
TÍTULO 4-3. COMUNICACIONES DE VOZ OPERATIVAS.....	71
TÍTULO 4-4. SISTEMA DE MONITOREO	73
TÍTULO 4-5. SISTEMA DE MEDIDAS DE TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS	74
CAPÍTULO Nº 5: Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio	76
TÍTULO 5-1. OBJETIVO Y ALCANCE.....	77
TÍTULO 5-2. EXIGENCIAS GENERALES.....	78
TÍTULO 5-3. ESTÁNDARES PARA INSTALACIONES DE CLIENTES.....	80
TÍTULO 5-4. ESTÁNDARES EN GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN PARA ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA.....	84
TÍTULO 5-5. LÍMITES DE TRANSMISIÓN EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA	87
TÍTULO 5-6. ESTÁNDARES DE RECUPERACIÓN DINÁMICA EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA.....	89
TÍTULO 5-7. MÁRGENES DE ESTABILIDAD Y SEGURIDAD EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA.....	93

TÍTULO 5-8.	ESTÁNDARES EN GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN PARA ESTADO DE EMERGENCIA.....	96
TÍTULO 5-9.	LÍMITES DE TRANSMISIÓN EN ESTADO DE EMERGENCIA.....	98
TÍTULO 5-10.	ESTÁNDARES DE RECUPERACIÓN DINÁMICA EN ESTADO DE EMERGENCIA.....	99
TÍTULO 5-11.	MÁRGENES DE ESTABILIDAD Y SEGURIDAD EN ESTADO DE EMERGENCIA.....	100
TÍTULO 5-12.	ESTÁNDARES DE CALIDAD DEL SUMINISTRO EN INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN.....	101
TÍTULO 5-13.	EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DEL CONTROL DE FRECUENCIA Y CONTROL DE TENSIÓN.....	105
TÍTULO 5-14.	ESTÁNDARES DE CALIDAD DE PRODUCTO ELÉCTRICO.....	107
CAPÍTULO Nº 6:	<i>Estudios para Programación de la Seguridad y Calidad de Servicio....</i>	113
TÍTULO 6-1.	OBJETIVO Y ALCANCE.....	114
TÍTULO 6-2.	INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES Y EQUIPAMIENTOS.....	115
TÍTULO 6-3.	HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN.....	119
TÍTULO 6-4.	ESTUDIO DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO.....	121
TÍTULO 6-5.	ESTUDIO DE RESTRICCIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	122
TÍTULO 6-6.	ESTUDIO DE VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES.....	124
TÍTULO 6-7.	ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA.....	126
TÍTULO 6-8.	ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS.....	129
TÍTULO 6-9.	ESTUDIO DE ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA.....	132
TÍTULO 6-10.	ESTUDIO PARA PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS EXTREMAS.....	134
TÍTULO 6-11.	ESTUDIO PARA PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO.....	136
TÍTULO 6-12.	ESTUDIO PARA ANÁLISIS DE FALLA.....	140
CAPÍTULO Nº 7:	<i>Gestión de la Seguridad y Calidad de Servicio.....</i>	143
TÍTULO 7-1.	OBJETIVO Y ALCANCE.....	144
TÍTULO 7-2.	JERARQUÍAS OPERATIVAS.....	145
TÍTULO 7-3.	CONTROL DE FRECUENCIA.....	146
TÍTULO 7-4.	CONTROL DE TENSIÓN.....	149
TÍTULO 7-5.	PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO.....	155
CAPÍTULO Nº 8:	<i>Habilitación y Monitoreo de Instalaciones.....</i>	159
TÍTULO 8-1.	OBJETIVO Y ALCANCE.....	160
TÍTULO 8-2.	ENSAYOS PARA HABILITACIÓN.....	161
TÍTULO 8-3.	HABILITACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN.....	162
TÍTULO 8-4.	HABILITACIÓN DE INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	166
TÍTULO 8-5.	HABILITACIÓN DE INSTALACIONES DE CLIENTES.....	167
TÍTULO 8-6.	AUDITORÍAS TÉCNICAS.....	168

TÍTULO 8-7.	SUPERVISIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA	169
TÍTULO 8-8.	SUPERVISIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN.....	171
TÍTULO 8-9.	SUPERVISIÓN DEL PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO.....	174
TÍTULO 8-10.	MONITOREO DE PROTECCIONES	175
CAPÍTULO Nº 9:	<i>Disposiciones Transitorias</i>	154

CAPÍTULO N°1
Terminología y Exigencias
Generales

TÍTULO 1-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 1-1

Según lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, en adelante La Ley, y su reglamentación vigente, el objetivo general de la presente Norma Técnica es establecer las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio de los sistemas interconectados.

Dado que para satisfacer varias de estas exigencias en sistemas interconectados se requiere una adecuada coordinación de los diferentes agentes involucrados, en esta Norma Técnica se establecen exigencias particulares que deben cumplir los concesionarios de cualquier naturaleza, propietarios, arrendatarios, usufructuarios o quien explote, a cualquier título, centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel nacional, zonal, para polos de desarrollo y dedicados; líneas de interconexión entre sistemas interconectados; enlaces HVDC; equipos de compensación de energía; instalaciones que provean servicios complementarios; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumos de usuarios no sometidos a fijación de precios abastecidos directamente desde el sistema de transmisión, sujetos a la coordinación de la operación del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante "Coordinador". Lo expuesto es sin perjuicio de otra normativa que efectúe exigencias particulares a los distintos agentes antes mencionados.

Artículo 1-2

El objetivo general del presente Capítulo es establecer las definiciones, abreviaturas y exigencias generales necesarias para el cumplimiento de las exigencias mínimas de Seguridad y Calidad de Servicio.

La presente Norma Técnica contempla los siguientes contenidos:

1. Terminología y Exigencias Generales;
2. Funciones, Atribuciones y Obligaciones del Coordinador y de los Coordinados;
3. Exigencias Mínimas para el Diseño de las Instalaciones;
4. Exigencias Mínimas para los Sistemas de Información y Comunicación;
5. Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio en la Operación;
6. Estudios para la Programación de la Seguridad y Calidad de Servicio;
7. Gestión de la Seguridad y Calidad de Servicio;
8. Habilitación y Monitoreo de las Instalaciones;
9. Información Técnica del Sistema Interconectado;
10. Disposiciones Transitorias; y
11. Anexos Técnicos a los que se refiere el Artículo 1-9

Artículo 1-3

Las disposiciones transitorias contenidas en el Capítulo 10 establecen las condiciones de aplicación y plazos particulares para aquellas exigencias incorporadas en la presente Norma Técnica que requieran ser implementadas gradualmente.

Artículo 1-4

En relación a las exigencias sobre las instalaciones, la Norma Técnica se aplicará tanto a las instalaciones de cada Coordinado como a su interacción con las instalaciones de otros Coordinados, según corresponda, y su cumplimiento será de responsabilidad de cada uno de ellos.

Se entenderá por Coordinados a aquellos agentes que se indican en la definición contenida en el artículo 72°-2 de la Ley y el Artículo 1-7 número 27.

Artículo 1-5

Las disposiciones de la Norma Técnica también se aplicarán a quienes operan o coordinan la operación de las instalaciones, según corresponda, esto es:

- Los Coordinados.
- El Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional.
- Los Centros de Control de los Coordinados que operan sus propias instalaciones y coordinan la operación de las de otros Coordinados que no cuentan con un Centro de Control propio.

TÍTULO 1-2 ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

Artículo 1-6

Para la aplicación de la presente Norma Técnica, las siguientes abreviaturas tendrán el significado que a continuación se indica:

1. AGC : Control Automático de Generación.
2. CC : Centro de Control de un Coordinado.
3. CDC : Centro de Despacho y Control del Coordinador.
4. CFCD : Costo de Falla de Corta Duración.
5. CPF : Control Primario de Frecuencia.
6. CSF : Control Secundario de Frecuencia.
7. Comisión : Comisión Nacional de Energía.
8. EDAG : Esquema de Desconexión Automática de Generación.
9. EDAC : Esquema de Desconexión Automática de Carga.
10. ERAG : Esquema de Reducción Automática de Generación.
11. ENS : Energía No Suministrada.
12. FECF : Factor de Eficiencia del Control de Frecuencia.
13. FMIK : Frecuencia Media de Interrupciones de Suministro.
14. NT : Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
15. PDCE : Plan de Defensa contra Contingencias Extremas.
16. PMGD : Pequeño Medio de Generación Distribuida.
17. PRS : Plan de Recuperación de Servicio.
18. PSS : Equipo estabilizador de oscilaciones de potencia aplicado en unidades generadoras.
19. RA : Relación de atenuación de las oscilaciones de potencia.
20. Superintendencia : Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
21. SEN : Sistema Eléctrico Nacional.
22. SI : Sistema Interconectado.
23. SITR : Sistema de Información en Tiempo Real.
24. SSCC : Servicios Complementarios.
25. SSEE : Subestaciones Eléctricas.
26. ST : Sistema de Transmisión.
27. STD : Sistema de Transmisión Dedicado.
28. STN : Sistema de Transmisión Nacional.
29. STZ : Sistema de Transmisión Zonal.

- 30. STPD : Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo.
- 31. SVC : Equipo de compensación estática de potencia reactiva.
- 32. SyCS : Seguridad y Calidad de Servicio.
- 33. TDF : Tiempo de Despeje de Falla.
- 34. TTIK : Tiempo Total de Interrupciones de Suministro.

Artículo 1-7

Para la aplicación de la presente NT, las siguientes definiciones tendrán el significado que a continuación se indica:

1. **Aislamiento Rápido:** Capacidad de una unidad generadora para continuar operando en forma aislada, alimentando sólo sus servicios auxiliares, tras su desconexión intempestiva del SI a consecuencia de un Apagón Total o Parcial.
2. **Apagón Parcial:** Desmembramiento de un SI a consecuencia de una perturbación que conduce a una pérdida mayor al 10% y menor al 70% de la demanda del SI que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación.
3. **Apagón Total:** Desmembramiento incontrolado de un SI a consecuencia de una perturbación que conduce a una pérdida mayor o igual a un 70% de la demanda del SI que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación.
4. **Anexos Técnicos:** Conjunto de disposiciones normativas que forman parte integrante de la NT, que establecen requerimientos de detalle, criterios, metodologías, y los mecanismos de trabajo necesarios para dar cumplimiento a las exigencias de la presente NT.
5. **Armónicas de Corriente:** Componentes sinusoidales presentes en la forma de onda de la corriente de un Elemento Serie de un SI, cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de 50 [Hz], caracterizados por su respectiva amplitud y fase.
6. **Armónicas de Tensión:** Componentes sinusoidales presentes en la forma de onda de la tensión de una barra del ST, cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de 50 [Hz], caracterizados por su respectiva amplitud y fase.
7. **Auditor Técnico:** Persona natural o jurídica distinta a la propietaria u operadora de la instalación a auditar, y externo al Coordinador, calificada por éste para la ejecución de una Auditoría Técnica.
8. **Auditoría Técnica:** Auditoría de las instalaciones, equipamientos e información de los Coordinados que el Coordinador puede realizar en los términos establecidos en el 0.
9. **Barras de Consumo:** Corresponden a barras de tensión menor o igual a 23 [kV] del lado secundario de transformadores de poder conectados al ST y cuya tensión primaria es superior a 23 [kV].

Por tanto, son Barras de Consumo:

- a) las barras de media tensión de Subestaciones Primarias de Distribución; y

- b) las barras de tensión menor o igual a 23 [kV] que alimentan consumos de Clientes Libres, ya sea directamente o a través de alimentadores de uso exclusivo.
10. **Calidad de Servicio:** Atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la Calidad del Producto, la Calidad del Suministro y la Calidad del Servicio Comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes.
11. **Calidad del Producto:** Componente de la Calidad de Servicio que permite calificar el producto entregado por los distintos agentes del SI y que se caracteriza, entre otros, por la magnitud, la frecuencia fundamental y la contaminación de la onda de tensión instantánea.
12. **Calidad del Suministro:** Componente de la Calidad de Servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del SI y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia de ocurrencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro.
13. **Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente:** Máxima capacidad que puede ser transmitida por cada Elemento Serie del ST considerada para la operación tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta, determinada según lo indica el Artículo 5-31.
14. **Cargas Críticas:** Demandas o consumos esenciales para el funcionamiento de la población, tales como hospitales, cuarteles de bomberos, recintos policiales, plantas telefónicas, plantas de tratamiento de agua potable, sistemas de transporte, suministro a unidades generadoras que no disponen de Partida Autónoma, entre otras.
15. **Cliente:** A los efectos de la presente NT, se entenderá por Cliente a:
- a) una Empresa de Distribución;
 - b) usuario sometido a regulación de precios de acuerdo a lo establecido en el artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos., en adelante, Cliente Regulado; o
 - c) un usuario final no sometido a regulación de precios, en adelante, Cliente Libre, cuyas Barras de Consumo son abastecidas directamente desde el ST.
16. **Confiabilidad:** Cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la Suficiencia, la Seguridad y la Calidad de Servicio.
17. **Contaminación de la red:** Distorsión de la forma de onda de las tensiones y corrientes de un sistema eléctrico por la presencia de componentes armónicas o por fluctuaciones de tensión de corta duración.
18. **Contingencia Extrema:** Falla de baja probabilidad de ocurrencia que afecta una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias, debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Total.
- Se entiende que la contingencia no puede ser controlada cuando ésta se propaga a las restantes instalaciones del SI, produciéndose la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.
- A los efectos de la presente NT, son fallas de baja probabilidad de ocurrencia:
- a) las fallas o desconexiones intempestivas de transformadores de poder o secciones de barras (severidades 8 y 9);

- b) la falla que provoca apertura simultánea de ambos circuitos de una línea de doble circuito (severidad 6); o
- c) la falla de un Elemento Serie seguida de la operación errónea del Sistema de Protecciones en un extremo, debiendo operar las Protecciones de Respaldo Local o Remoto (severidad 7).

19. **Contingencia Simple:** Falla o desconexión intempestiva de un elemento del SI, pudiendo ser este último una unidad generadora, un Elemento Serie del ST, una Barra de Consumo, o Elemento Paralelo del ST, entre otros y que puede ser controlada con los Recursos Generales de Control de Contingencias.

Se entiende que la contingencia puede ser controlada cuando no se propaga a otras instalaciones del SI.

En el caso de centrales de ciclo combinado con configuración una turbina de gas – una turbina de vapor, corresponde a la desconexión de ambas unidades. En el caso de centrales de ciclo combinado con configuración dos turbinas de gas – una turbina de vapor, corresponde a la desconexión de una turbina de gas y a la pérdida de la generación de la unidad a vapor sólo en la proporción correspondiente, siempre que el Coordinado que explota la instalación demuestre al Coordinador que existe independencia de los sistemas de control, servicios auxiliares, suministro de combustible u otros que garanticen que la contingencia simple no representa la pérdida de la central completa.

20. **Control de Frecuencia:** Conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el SI.
21. **Control de Tensión:** Conjunto de acciones destinadas a mantener la tensión de operación dentro de los niveles admisibles establecidos en el CAPÍTULO N°5.
22. **Control Primario de Frecuencia:** Acción de control ejercida por los Controladores de Carga/Velocidad de las unidades generadoras sincrónicas y de los Controladores de Frecuencia/Potencia de parques eólicos, fotovoltaicos y Equipos de Compensación de Energía Activa, habilitados para modificar en forma automática su producción, con el objetivo de corregir las desviaciones de frecuencia.
23. **Control Secundario de Frecuencia:** Acción manual o automática destinada a corregir la desviación permanente de frecuencia resultante de la acción del CPF que ejercen los Controladores de Carga/Velocidad de las unidades generadoras y/o Controladores de Frecuencia/Potencia de los Equipos de Compensación de Energía Activa dispuestos para tal fin.

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.

Es función del CSF restablecer la frecuencia del SI en su valor nominal, permitiendo a las unidades generadoras participantes del CPF restablecer su generación de potencia activa a valores en torno a su potencia de referencia a frecuencia nominal.

24. **Controlador de Frecuencia/Potencia:** En el caso de un parque eólico, fotovoltaico, o Equipo de Compensación de Energía Activa, corresponde al dispositivo que permite

variar la generación de la instalación en función de la frecuencia en su Punto de Conexión al ST, detectando las desviaciones de frecuencia con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el sistema de control de la potencia generada.

25. **Controlador de Tensión:** En el caso de una unidad generadora sincrónica, es el dispositivo que permite el control de la tensión en los terminales de la unidad o en un nudo remoto, detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el control de la excitatriz para modificar la corriente del campo rotatorio.

En el caso de un parque eólico o fotovoltaico, corresponde al dispositivo que permite el control de la tensión en el Punto de Conexión del parque al ST, detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre sus equipos de generación o sobre equipos de suministro de potencia reactiva dispuestos para esos fines.

26. **Controlador de Carga/Velocidad:** En el caso de una unidad generadora sincrónica es el dispositivo que permite el control de la potencia mecánica y/o velocidad de la unidad detectando desviaciones de la frecuencia y potencia eléctricas con respecto a valores de referencia, actuando directamente sobre el sistema de mando de la máquina motriz. Para una repartición estable de la potencia de unidades que operan en sincronismo, los controladores de carga/velocidad tienen una característica tal que la potencia aumenta cuando disminuye la frecuencia.

27. **Coordinado:** A efectos de la aplicación de la NT, se entenderá por Coordinado a todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere o explote a cualquier título instalaciones que se encuentren interconectadas, sean éstas:

- a) centrales generadoras,
- b) sistemas de transporte,
- c) instalaciones para la prestación de SSCC,
- d) sistemas de almacenamiento de energía,
- e) instalaciones de Distribución,
- f) instalaciones de Clientes Libres.

A todo Coordinado que explote instalaciones de más de una de las categorías anteriores le son aplicables, según corresponda, las distintas exigencias establecidas en la NT a cada una de esas categorías, ya sea como generador, transmisor, proveedor de SSCC o Cliente.

28. **Coordinador:** Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional al que se refiere el Título VI BIS de la Ley.

29. **Costo de Falla de Corta Duración:** Costo en el que, en promedio, incurren los consumidores finales al verse interrumpido su abastecimiento eléctrico en forma súbita y sin previo aviso. Dicho costo varía según el tipo de cliente o consumidor afectado, la duración de la interrupción del suministro y la profundidad de la interrupción. Se determina a partir del costo unitario de la ENS de corta duración, expresado en [US\$/kWh], y el monto de ENS.

30. **Criterio N-1:** Criterio de seguridad utilizado en la planificación del desarrollo y operación de un SI que garantiza que, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI provocando la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.

31. **Desenganche:** Acción automática de apertura de un interruptor por actuación de sus protecciones eléctricas asociadas.
32. **Diagrama PQ:** En el caso de una unidad generadora sincrónica, es el diagrama en el que se representa en un plano P - Q la zona de operación admisible de la unidad para el rango permitido de tensiones en bornes, y considerando las restricciones de potencia motriz.

En el caso de parques eólicos o fotovoltaicos, es el diagrama en el que se representa en un plano P - Q la zona de operación admisible del parque en su conjunto, incluida la compensación reactiva disponible, medido en el Punto de Conexión al ST para tensión nominal y en condiciones permanentes.

33. **Eje Inercial:** Valor promedio ponderado δ eje de los ángulos relativos de los rotores de las máquinas sincrónicas del SI o de un subconjunto de máquinas que se encuentren operando en isla, respecto de una unidad elegida como referencia.

La ponderación es de acuerdo a las energías cinéticas ($H [s] \times S_{Nom} [MVA]$) de las N unidades, incluyendo la de referencia:

$$\delta_i = \phi_i - \phi_{ref}$$

$$\delta_{eje} = \frac{\sum_1^N \delta_i H_i S_{Nom_i}}{\sum_1^N H_i S_{Nom_i}}$$

$i = 1, N$

34. **Elemento Paralelo:** Instalaciones del ST que contribuyen a mantener la operación del sistema dentro de los estándares de la NT, tales como condensadores o reactores shunt, dispositivos FACTS, equipos BESS, entre otros.
35. **Elemento Serie:** Instalaciones del ST por los cuales fluyen las corrientes destinadas a abastecer la demanda global de un SI, tales como líneas de transmisión, transformadores de potencia, secciones de barras, condensadores o reactores serie.
36. **Empresa Distribuidora:** Empresa distribuidora concesionaria de servicio público de distribución o todo aquel que preste el servicio de distribución, ya sea en calidad de propietario, arrendatario, usufructuario o que opere, a cualquier título, instalaciones de distribución de energía eléctrica.
37. **Empresa Generadora:** cualquier empresa propietaria, arrendataria, usufructuaria o quien explote, a cualquier título, medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico.
38. **Enlace HVDC:** Sistema de transmisión en corriente continua de alto voltaje con uno o más polos, que consta de dos o más estaciones terminales convertidoras, cada una compuesta por todas las instalaciones necesarias para transportar energía eléctrica entre las barras de corriente alterna de los respectivos terminales, incluyendo todos los equipos necesarios para cumplir los estándares de SyCS.
39. **Enmallamiento:** Topología de un SI en la cual existe más de un camino alternativo para el flujo de potencia entre dos nudos del SI, constituidos por un conjunto distinto de nudos y Elementos Serie del ST, estableciéndose un esquema de operación en anillo.
40. **Entrada en Operación:** Se entenderá como tal la operación de una instalación respecto de la cual el Coordinador haya declarado el término efectivo del Período de Puesta en Servicio, en los términos que señala el artículo 72°-17 de la Ley y el artículo 28 del

Anexo Técnico “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI”.

41. **Equipo de Compensación de Energía Activa:** Equipo electrónico de potencia capaz de inyectar potencia activa a la red en forma rápida y sostenerla durante un tiempo prefijado, dentro de todos los rangos aceptables de frecuencia y tensión de un SI, ante variaciones de la frecuencia.
42. **Equipo de Compensación de Energía Reactiva:** Equipo electrónico de potencia capaz de inyectar o absorber potencia reactiva hacia o desde la red en forma rápida y sostenerla en forma permanente, dentro de todos los rangos aceptables de frecuencia y tensión de un SI, ante variaciones de la tensión.
43. **Esquema de Desconexión Automática de Carga:** Esquema de control que, al detectar condiciones anormales en el SI que ponen en riesgo su estabilidad, emite órdenes de desenganche sobre distintos interruptores que alimentan consumos.

Se distinguen EDAC del tipo:

- por subfrecuencia: en los que el desenganche es habilitado por la operación previa de un relé de subfrecuencia local;
 - por subtensión: en los que el desenganche es habilitado por la operación previa de un relé de subtensión local;
 - por Desenganche Directo: en los que el procesamiento de la decisión de desenganche se realiza en una ubicación remota, sobre la base de la detección de un cambio de estado o de variables eléctricas anormales, que pueden afectar la SyCS de un área del SI.
44. **Esquema de Desconexión/Reducción Automática de Generación:** Esquema de control que, al detectar condiciones anormales en el SI que ponen en riesgo su estabilidad, emite órdenes de desenganche sobre distintos interruptores que conectan unidades generadoras al SI (EDAG), u órdenes de reducción rápida de carga a centrales generadoras (ERAG).
 45. **Esquemas de Protección:** Corresponden a un conjunto de relés de protección que pueden o no incluir la función de teleprotección. Adicionalmente, incluyen funciones de registros oscilográficos y de eventos.
 46. **Estado de Alerta:** Estado que se alcanza luego de una o más contingencias, encontrándose el SI previamente en Estado Normal, en el cual:
 - a) no existe Energía No Suministrada;
 - b) el SI puede superar sin pérdida de sincronismo una nueva contingencia simple de severidad 2;
 - c) el SI se encuentra operando en forma estable sin estar disgregado en islas;
 - d) y adicionalmente se cumple al menos una de las dos condiciones siguientes:
 - i. Existen barras del SI cuyas tensiones se encuentran fuera de los rangos de Estado Normal, pero no se encuentran fuera de los rangos de Estado de Alerta.
 - ii. Se ha perdido reserva en giro de modo que frente a cambios en la demanda, la frecuencia del SI excursiona fuera de los rangos de Estado Normal, pero no fuera de los rangos de Estado de Alerta.

47. **Estado de Emergencia:** Estado que se alcanza luego de una o más contingencias encontrándose el SI previamente en Estado Normal o en Estado de Alerta y en el cual se presentan alguna de las siguientes condiciones:
- a) El SI se encuentra disgregado en Islas o existe Energía No Suministrada.
 - b) Existen barras del SI cuyas tensiones se encuentran fuera de los rangos de Estado Normal y Alerta.
 - c) Se ha perdido la reserva en giro de modo que frente a cambios en la demanda la frecuencia del sistema excursiona fuera de los rangos de Estado Normal y Alerta, con riesgo de que el SI o algunas islas pierdan sincronismo.
48. **Estado de Recuperación:** Estado que alcanza el SI cuando se produce algún Apagón Total o Apagón Parcial, en el cual se inician las acciones para la reconexión de las instalaciones y la normalización del abastecimiento de la demanda.
49. **Estado Normal:** Estado del SI en que se satisfacen simultáneamente las siguientes condiciones:
- a) No existe Energía No Suministrada.
 - b) Las tensiones en todas las barras del SI se encuentran dentro de los rangos definidos para Estado Normal.
 - c) La frecuencia se encuentra dentro del rango definido para Estado Normal.
 - d) Las reservas de potencia en giro y de capacidad de transmisión y aporte de reactivos están dentro de los valores programados.
 - e) El SI puede superar sin pérdida de sincronismo una de las contingencias establecidas en el Artículo 5-36.
50. **Estatismo permanente:** Incremento porcentual de la frecuencia del sistema eléctrico que llevaría a una unidad generadora sincrónica operando a potencia nominal, a quedar en vacío, para un ajuste fijo de la consigna de velocidad en su Controlador de Carga/Velocidad; o incremento porcentual de la frecuencia del sistema eléctrico que llevaría a un parque eólico o fotovoltaico operando a potencia nominal, a quedar en vacío, para un ajuste fijo de la consigna de frecuencia en su Controlador de Frecuencia/Potencia.
51. **Estudios del Coordinador:** Estudios en los cuales se analizan y definen medidas operativas específicas para dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la presente NT, los cuales son desarrollados por el Coordinador y deben publicarse en el sitio Web del mismo. En los estudios pueden participar los Coordinados con observaciones y comentarios, de acuerdo a los términos y condiciones que el Coordinador establezca.
52. **Fluctuaciones de tensión:** Variaciones cíclicas o aleatorias de la tensión con periodos o intervalos del orden de los segundos y minutos que afectan la operación de algunos dispositivos de consumo.
53. **Funciones de Despacho y Control:** Función del Coordinador asociada a la supervisión y coordinación de la operación en Tiempo Real de un SI en su conjunto y de cada una de las instalaciones sujetas a coordinación.
54. **Hora Oficial:** Base de tiempo establecida por un reloj patrón u otra referencia definida por el Coordinador, utilizada para el registro de tiempo en el SITR, registros de eventos, medidores, etc. A efectos de la presente NT, se entiende por Hora Oficial la referencia horaria basada en la hora UTC-0 (UTC: Universal Time Coordinated, hora universal) durante todo el año sin hacer modificaciones de hora de invierno y de verano.

55. Información Técnica: Datos y antecedentes de las instalaciones que los Coordinados deben proporcionar al Coordinador según lo establecido en el Anexo Técnico “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento”.

56. Instalaciones Declaradas en construcción: Aquellas instalaciones del SI que hayan sido declaradas como tal por parte de la Comisión en los términos señalados en el artículo 72°-17 de la Ley y la normativa vigente.

57. Instalaciones de Clientes: corresponden a:

- a) las instalaciones de propiedad de un Cliente Regulado o Empresa Distribuidora
- b) las instalaciones de transmisión, generación y Barras de Consumo de propiedad de un Cliente Libre.

58. Instalaciones de Conexión de Clientes: Instalaciones a través de las cuales se establece la conexión de las Instalaciones de Clientes al Punto de Control del Cliente.

Estas instalaciones pueden ser de propiedad del Cliente o del propietario de la respectiva subestación.

Corresponden a los paños de los alimentadores de Clientes Regulados, Empresa Distribuidora, o a paños de las instalaciones de Clientes Libres, con sus respectivos elementos de medición del flujo de energía hacia aguas abajo del Punto de Control.

59. Instrucciones de Coordinación de la Operación:

Corresponden a:

- las instrucciones del Coordinador a los Coordinados asociadas a las funciones de Despacho y Control.
- las instrucciones y solicitudes del Coordinador a los Coordinados originadas en la aplicación de los Anexos Técnicos.
- las instrucciones y solicitudes del Coordinador a los Coordinados originadas en la aplicación de las conclusiones de los Estudios del Coordinador.

60. Isla Eléctrica: Subsistema conformado por aquellas instalaciones del SI cuyo suministro puede continuar operando aislado del resto del sistema ante la ocurrencia de una contingencia, ya sea causado por la propia contingencia o inducido por medio de la actuación de un esquema automático de control.

61. Límite por Contingencias: Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie en Estado Normal de operación del SI, de modo que en el evento de ocurrir una Contingencia Simple, se satisfaga el Criterio N-1.

Para efectos de la determinación de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, el Límite por Contingencias incluye:

- a) el Límite por Sobrecargas de Corta Duración (Artículo 5-35).
- b) y el Límite por Estabilidad Transitoria (Artículo 5-47).
- c) y el Límite por Regulación y Estabilidad de Tensión (Artículo 5-49).

62. Límite por Regulación y Estabilidad de Tensión: Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie en Estado Normal tal que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple ella no provoque descensos de la tensión fuera de los rangos permitidos y mantenga un margen adecuado de seguridad respecto del punto de colapso de tensión, ya sea en las barras extremas del propio elemento o en otras barras del SI, haciendo uso de los recursos disponibles de control de tensión y conservando las reservas necesarias de potencia reactiva (Artículo 5-49).

63. **Límite Térmico:** Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie, determinada por la carga admisible, en función de la máxima temperatura de diseño operativo, definido para régimen permanente y en determinadas condiciones del ambiente y de tensión.
64. **Operación Interconectada de centrales generadoras:** Se entiende que una central generadora constituida por unidades sincrónicas, o un parque eólico o fotovoltaico, o un enlace HVDC, opera interconectado si se mantienen en condiciones normales inyectando o absorbiendo potencia activa y/o reactiva al ST en su Punto de Conexión.
65. **Paño:** Conjunto de equipamientos que permite conectar un Elemento Serie al ST, compuesto, en general, por interruptor, desconectores, transformadores de medida, pararrayos, trampas de onda, condensadores de acoplamiento, etc.
66. **Partida Autónoma:** Capacidad de una central generadora que, encontrándose fuera de servicio, le permite llevar adelante el proceso de partida de sus unidades generadoras, energizar líneas, tomar carga y sincronizarse con el SI, sin contar con suministro de electricidad externo a la central.
67. **Paso de Coordinación:** Intervalo de tiempo mínimo entre el tiempo de operación de la más rápida de las protecciones que detectan en respaldo una falla en una instalación y el TDF del sistema de protecciones propio de dicha instalación, requerido para garantizar el despeje selectivo de la falla cuando el sistema de protecciones de la instalación afectada opera normalmente.
68. **Plan de Defensa contra Contingencias Extrema:** Conjunto de acciones automáticas de control correctivo, debidamente coordinadas, que están destinadas a evitar el Apagón Total del SI ante la ocurrencia de una Contingencia Extrema.
69. **Plan de Recuperación de Servicio:** Conjunto de acciones coordinadas entre el los CC y el Coordinador, definidas por éste último, para que de manera segura, confiable y organizada, sea posible restablecer el suministro eléctrico en las zonas afectadas por un Apagón Total o Apagón Parcial, en el menor tiempo posible.
70. **Protección Propia:** Esquemas de protecciones que son parte constitutiva del Sistema de Protecciones Eléctricas de una determinada instalación, incluidos los esquemas duplicados, del mismo o distinto principio de operación, destinados a detectar las condiciones de falla que la afecten, procesarlas y emitir las órdenes de desenganche correspondientes para desconectar la instalación del SI en el menor tiempo posible.
71. **Protección de Respaldo Local:** Esquemas de protecciones que incluyen los esquemas de respaldo de interruptor asociados a la misma instalación protegida (50BF) y esquemas de protecciones de otras instalaciones de la misma subestación, que detectan la falla, y emiten, con un Paso de Coordinación adecuado, órdenes de desenganche a todos los interruptores de los paños ubicados en la misma subestación a través de los cuales se mantiene alimentada la falla, en el evento que el sistema de protecciones propio de la instalación fallada no cumpla normalmente su función en el tiempo preestablecido.
72. **Protección de Respaldo Remoto:** Esquemas de protecciones ubicados en las subestaciones vecinas a la instalación afectada por una falla, que detectan la misma y emiten órdenes de desenganche para interrumpir las contribuciones de corriente a la falla, con un Paso de Coordinación adecuado, en el evento que el sistema de protecciones de la instalación fallada no cumpla normalmente su función en el tiempo preestablecido.

73. Puesta en Servicio: Se entenderá por Puesta en Servicio al período que se inicia una vez materializada la interconexión y energización de una instalación y hasta el término de las respectivas pruebas y demás requerimientos establecidos en el Anexo Técnico “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI” y demás que correspondan de acuerdo a la presente NT.

74. Punto de Conexión: Barra, o punto de arranque en una línea de transmisión, en el cual se interconectan instalaciones explotadas por distintos Coordinados o instalaciones que, pudiendo ser explotadas por el mismo Coordinado, correspondan a diferentes categorías según la definición del punto 27.

El Punto de Conexión de una central generadora al ST corresponde a la barra de alta tensión de sus transformadores de poder.

El Punto de Conexión de los Coordinados Clientes al ST se produce en las respectivas Barras de Consumo.

75. Punto de Control: Son las barras en las que se efectúa el control de la Calidad del Suministro, del Producto y del factor de potencia del Cliente, las que pueden o no coincidir con Puntos de Conexión entre Coordinados de distinta categoría, definidas como sigue:

- a) En el caso de un Cliente Regulado o Empresa Distribuidora, son Puntos de Control las barras de media tensión de las Subestaciones Primarias de Distribución.
- b) En el caso de un Cliente Libre, el o los Puntos de Control de cada Cliente serán determinados por el Coordinador.

76. Recursos Adicionales de Control de Contingencias: Son recursos adicionales a los Recursos Generales de Control de Contingencias, que son definidos en el Plan de Contingencias Extremas, y que se requieren para controlar una Contingencia Extrema sin que ésta se propague a las restantes instalaciones del SI, con el fin de evitar el Apagón Total.

77. Recursos Generales de Control de Contingencias: Corresponden a:

- a) la inercia propia de las máquinas rotatorias, incluyendo volantes.
- b) el control primario y secundario de frecuencia.
- c) la reserva de potencia reactiva y el control de tensión.
- d) los estabilizadores de sistemas de potencia.
- e) EDAC, el EDAG, el ERAG, en los términos definidos en el Artículo 5-7.
- f) y en general, los sistemas que en función de la evolución de variables de control del sistema actúan sobre la generación, la carga o la topología del sistema.

78. Relé de Protección: Dispositivo físico, o elemento funcional de éste, encargado de detectar un determinado tipo de falla o condición anormal en una instalación eléctrica mediante el análisis y procesamiento de variables medidas en ella y con la capacidad de decidir un cambio de estado en su salida según un criterio pre-establecido.

79. Reserva en Giro: Margen entre la potencia de despacho y la potencia máxima que el conjunto de las unidades generadoras sincrónicas en operación pueden aportar y sostener ante un aumento brusco de la demanda o reducción brusca de la generación. La Reserva en Giro del sistema incluye el aporte que pueden hacer los Equipos de Compensación de Energía Activa.

80. Reserva Primaria: Reserva programada en las unidades generadoras destinada a corregir las desviaciones instantáneas entre generación y demanda del SI.

81. **Reserva Secundaria:** Reserva programada en unidades generadoras que no participan del CPF, destinada a compensar, durante períodos de actuación menores a 15 minutos, las desviaciones sostenidas de la demanda y la generación respecto de los valores previstos en la programación de la operación del SI.
82. **Seguridad de Servicio:** Capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos, utilización de reservas y, en general, de los SSCC.
83. **Severidad 1:** Desconexión intempestiva de un condensador serie, sin actuación de los EDAC o EDAG.
84. **Severidad 2:** Cortocircuito monofásico sin impedancia de falla en un circuito de líneas de transmisión de doble circuito o en una línea de simple circuito, con o sin Enmallamiento, seguido de la apertura en tiempo normal de la fase fallada por acción de su Sistema de Protecciones y posterior reconexión monofásica exitosa, sin actuación de los EDAC, EDAG o ERAG; o, falla de un polo de un enlace HVDC con re-encendido exitoso, sin actuación de los EDAC, EDAG o ERAG.
85. **Severidad 3:** Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en una línea de simple circuito sin Enmallamiento, seguido de la desconexión de la línea en tiempo normal por acción de su Sistema de Protecciones, admitiendo la actuación del EDAC, EDAG o ERAG.
86. **Severidad 4:** Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en un circuito de líneas de doble circuito, o en una línea de simple circuito con Enmallamiento, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de su Sistema de Protecciones, admitiendo la actuación de EDAC, EDAG o ERAG en los términos indicados en el Artículo 5-7; o, falla permanente de un polo de un enlace HVDC de más de un polo, admitiendo la actuación de EDAC, EDAG o ERAG en los términos indicados en el Artículo 5-7.
87. **Severidad 5:** Desconexión intempestiva de la unidad generadora sincrónica de mayor tamaño admitiendo la actuación de EDAC en los términos indicados en el Artículo 5-7. En el caso de centrales de ciclo combinado deberá considerarse la configuración turbina de gas – turbina de vapor para determinar si la contingencia simple pudiera afectar total o parcialmente a más de una unidad generadora; o, desconexión intempestiva de un Elemento Serie del ST que implique la salida de servicio de más de una unidad generadora admitiendo la actuación de EDAC en los términos indicados en el Artículo 5-7; o, desconexión intempestiva del mayor bloque de demanda en distintas zonas del SI que pueda presentarse como resultado de una Contingencia Simple en las Instalaciones de Clientes, admitiendo la actuación de EDAG y/o ERAG en los términos indicados en el Artículo 5-7; o, falla permanente en el polo de un enlace HVDC monopolar, admitiendo la actuación de EDAC en los términos indicados en el Artículo 5-7.
88. **Severidad 6:** Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en uno de los circuitos de líneas de doble circuito, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de su sistema de protecciones y la salida intempestiva simultánea del circuito sano en paralelo por actuación errónea de los Sistemas de Protecciones de este último, admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias; o falla permanente de todos los polos de un enlace HVDC de más de un polo, admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias.

89. **Severidad 7:** Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en una línea de simple circuito con Enmallamiento o en uno de los circuitos de líneas de doble circuito, seguido de la falla en la operación de su Sistema de Protecciones en un extremo del circuito, lo que produce el despeje de la falla por acción normal de la Protección de Respaldo Local o Remoto, admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias.
90. **Severidad 8:** Desconexión intempestiva de un transformador de poder, admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias.
91. **Severidad 9:** Cortocircuito monofásico a tierra sin impedancia de falla de una sección de barra de una subestación, seguido de su desconexión en tiempo normal por acción de los Sistemas de Protecciones que cubren la barra, admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias.
92. **Severidad del Parpadeo o "flicker":** Grado de intensidad de las variaciones de tensión en sistemas de corriente alterna.
93. **Sistema de Distribución:** Conjunto de instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 [kV], que se encuentran fuera de la Subestación Primaria de Distribución, destinadas a dar suministro a usuarios finales ubicados en zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a instalaciones de una concesionaria mediante líneas propias o de terceros.
94. **Sistema Eléctrico Nacional:** Sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 megawatts.
95. **Sistema Interconectado:** conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico incluyendo: las centrales eléctricas; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; enlaces HVDC, equipos de compensación de energía activa, subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución, y Barras de Consumo de Clientes Libres abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión o a través de alimentadores de uso exclusivo; que operan interconectadas entre sí, con el objeto de generar, transportar y distribuir energía eléctrica en dicho sistema eléctrico.
96. **Sistema de Protecciones Eléctricas:** Conjunto de dispositivos y equipamiento necesarios para detectar y despejar una falla que ocurra en los equipos que protege, desconectándolos del SI en el menor tiempo posible, con el objeto de minimizar las perturbaciones en el sistema y evitar daños a los equipos, las personas o el SI.
- El Sistema de Protecciones Eléctricas incluye los interruptores, los esquemas de protección, los transformadores de corriente y de potencial, las vías de teleprotección y demás equipamiento necesario para su funcionamiento.
97. **Sistemas de Protección Multiárea:** Conjunto de dispositivos, software y equipamiento necesarios para aplicar los recursos adicionales de control de contingencias, incluyendo los esquemas EDAC, EDAG, ERAG, o de apertura de Enmallamientos, activados por órdenes remotas de Desenganche Directo.
98. **Sistema de Transmisión:** Conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 72°-1 de esta ley.

99. **Sistema de Transmisión Dedicado:** Los sistemas de transmisión dedicados estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al Sistema Eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al SI.
100. **Sistema de Transmisión Nacional:** El sistema de transmisión nacional es aquel sistema que permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la Ley, los reglamentos y las normas técnicas
101. **Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo:** Los sistemas de transmisión para polos de desarrollo estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas, destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional.
- Los polos de desarrollo serán determinados por el Ministerio de Energía en conformidad a lo dispuesto en el artículo 85° de la Ley.
102. **Sistema de Transmisión Zonal:** Cada sistema de transmisión zonal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.
103. **Subestación Eléctrica:** instalación eléctrica del Sistema de Transmisión que forma parte de un sistema eléctrico, encargada de realizar transformación de tensión, frecuencia, o conexión de dos o más circuitos de líneas de transmisión.
104. **Suficiencia:** Atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.
105. **Tensión de Servicio:** Nivel de tensión referencial para la operación de una barra del SI, determinado por el Coordinador en sustitución de la tensión nominal con el objeto de optimizar la utilización de los recursos de potencia reactiva o minimizar pérdidas de transmisión.
106. **Tiempo de Despeje de Falla:** Tiempo transcurrido desde el momento del inicio de la falla en una instalación, hasta la extinción de la misma por la actuación normal del sistema de protecciones propio de dicha instalación.
107. **Tiempo máximo de establecimiento:** Tiempo que demora la señal de potencia entregada por la unidad generadora en ingresar en una banda del $\pm 10\%$ del valor final del escalón aplicado en la consigna de velocidad o de carga del Controlador de Carga/Velocidad.
108. **Tiempo Real:** Corresponde al instante en que ocurren los eventos en el SI, referidos a la hora oficial que defina el Coordinador, afectado por el error que introduce el periodo de actualización de la información en los sistemas de adquisición, supervisión y control del SI.

Artículo 1-8

Las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT, corresponderán a los valores límites que pueden alcanzar las principales variables eléctricas que se observan en el SI, para cada uno de los estados en que éste se encuentre operando en un instante determinado.

Artículo 1-9

Las condiciones específicas para la aplicación de la presente NT, estudios de sistemas, metodologías, formatos y criterios de detalle, serán establecidos a través del desarrollo y elaboración de:

- Los Estudios señalados en la presente NT; y
- Los Anexos Técnicos establecidos en el 0 de la presente NT.

Las bases, resultados y conclusiones de los Estudios indicados anteriormente, deberán hacerse públicos a través del sitio Web del Coordinador, en formatos compatibles con herramientas y aplicaciones computacionales de uso común tipo ACROBAT (*.PDF), TEXTO (*.csv) o EXCEL (*.xls), u otros de similares características, de acuerdo al tipo de información de que se trate.

La presente NT contempla los siguientes Anexos Técnicos y Estudios:

Anexos Técnicos

- Desarrollo de Auditorías Técnicas.
- Informes de Falla de Coordinados.
- Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito.
- Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento.
- Desempeño del Control de Frecuencia.
- Programación del Perfil de Tensiones y Gestión de Potencia Reactiva.
- Verificación de la Activación Óptima de los EDAC, EDAG y ERAG.
- Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de datos al SITR.
- Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI.
- Sistema de Monitoreo.
- Habilitación de instalaciones para Control de Frecuencia Control de tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS.
- Informe de Calidad de Suministro y Calidad del Producto.
- Desconexión Manual de Carga.
- Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas.
- Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras.
- Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras.

- Determinación de Parámetros para los procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras.
- Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor.
- Determinación de Consumos Específicos de Unidades Generadoras.

Estudios del Coordinador:

- Continuidad de Suministro.
- Restricciones en el Sistema de Transmisión.
- Verificación de Coordinación de Protecciones.
- Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva.
- Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.
- Esquemas de Desconexión Automática de Carga (EDAC).
- Estudio para Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas (PDCE).
- Plan de Recuperación de Servicio.
- Análisis de Falla.
- Diseño, programa e implementación del Control Automático de Generación.
- Tiempos Máximos de Aislamiento Rápido para PRS.
- Tiempos Máximos de Partida Autónoma para PRS.
- Prioridades de Uso de los Recursos para Control de Tensión.
- Parámetros Mínimos de la Reconexión Monopolar y Tripolar.
- Tiempos de Reconexión Automática y Estabilidad Transitoria del SI.
- Capacidad de Transmisión de Condensadores Serie.
- Capacidad de Transmisión de Transformadores De Potencia.
- Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente.
- Límites Mínimos de SyCS.
- Tensiones de Servicio.
- Sintonización de Estabilizadores del Sistema de Potencia.

El Coordinador anualmente deberá confeccionar un calendario con las fechas asociadas a la ejecución, publicación y plazos para observaciones de los Estudios que se realizarán el año siguiente. Dicho calendario será enviado a la Superintendencia y publicado en el sitio Web del Coordinador antes del 15 de diciembre de cada año.

Toda información sobre las herramientas de simulación o software específicos utilizados, como también sobre los parámetros adoptados para la realización de los diferentes estudios que difieran de los contenidos en los datos a que se refiere el Artículo 6-3, deberán ser informados en el respectivo estudio.

Artículo 1-10

Para efectos de la aplicación de la presente NT, los plazos establecidos sólo se consideran días hábiles, salvo en los casos que se indique expresamente lo contrario.

Artículo 1-11

Todas las exigencias de publicación que se establecen en la presente NT, a través del sitio Web del Coordinador, se deberán realizar en los plazos señalados y no tendrán ningún tipo de costo para los usuarios o interesados.

Artículo 1-12

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio estará disponible a más tardar el siguiente día hábil de publicada la correspondiente Resolución Exenta en el Diario Oficial, en forma permanente y gratuita para todos los interesados, en formato *Portable Document Format* (*.pdf), en el sitio web de la Comisión Nacional de Energía, www.cne.cl, y del Coordinador, www.coordinadorelectrico.cl.

Artículo 1-13

Las modificaciones de la presente NT se registrarán de acuerdo a lo señalado en el Artículo 1-12 para efectos de su publicidad.

Artículo 1-14

El Coordinador deberá informar a la SEC dentro del primer trimestre de cada año, el grado de cumplimiento de cada Coordinado, informando al menos los siguientes aspectos:

- a) Tiempos de actualización de la información requerida para el SITR y disponibilidad de la misma.
- b) Disponibilidad de los canales de voz con los CC.
- c) Disponibilidad de los canales de teleprotección.
- d) Implementación de los EDAC, EDAG y ERAG y Sistemas de Protección Multiárea solicitados.
- e) Entrega de Información técnica y calidad de la misma.
- f) Implementación de los Planes de Recuperación de Servicio.
- g) Implementación de los Planes para Contingencias Extremas.
- h) Cumplimiento de exigencias de compensación reactiva de sistemas de Transmisión.
- i) Cumplimiento de los estándares de Indisponibilidad programada y forzada aceptables de la Generación y de los Sistemas de Transmisión.

El formato de este registro deberá ser propuesto por el Coordinador a la Comisión para su aprobación.

Adicionalmente al Informe anual indicado, el Coordinador deberá preparar los Informes parciales de cumplimiento que sean acordados por la Comisión, la Superintendencia y el Coordinador como parte del Plan Anual de Seguimiento del Cumplimiento de las Exigencias de SyCS.

CAPÍTULO N°2
Funciones, Atribuciones
y Obligaciones

TÍTULO 2-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 2-1

El objetivo del presente Capítulo es definir las funciones, obligaciones y atribuciones del Coordinador y los Coordinados, incluyendo sus CC, en relación al ámbito de aplicación de la NT.

Artículo 2-2

El presente Capítulo comprende los requerimientos de coordinación, tanto técnicos como de información, y las distintas Instrucciones de Coordinación que puedan emanar del Coordinador o los CC, según corresponda, que permitan cumplir con las exigencias de SyCS que se establecen en la presente NT.

TÍTULO 2-2 DE LAS FUNCIONES DE OPERACIÓN DEL COORDINADOR

Artículo 2-3

Con el objeto de cumplir sus funciones asociadas a la operación y coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de SyCS, el Coordinador deberá:

- a) Establecer, coordinar y preservar la seguridad de servicio global del sistema, conforme con las disposiciones de la presente NT e informar anualmente a la Comisión y a la Superintendencia el grado de cumplimiento de las exigencias de seguridad por parte de los Coordinados.
- b) Efectuar la programación y planificación de la operación de corto, mediano y largo plazo del SI, de manera coordinada con lo determinado en virtud de las funciones de despacho y control del Coordinador.
- c) Efectuar la programación y coordinación de los mantenimientos de las instalaciones sujetas a coordinación.
- d) Controlar el cumplimiento de la programación de la operación, tomar conocimiento de las desviaciones y sus causas y acordar las medidas conducentes a corregir las desviaciones indeseadas.
- e) Coordinar la desconexión automática o manual de carga en las Barras de Consumo de Clientes, así como otras medidas que fueren necesarias para preservar la seguridad de servicio global del sistema eléctrico ante contingencias o condiciones críticas de operación.
- f) Efectuar las Auditorías Técnicas que sean necesarias para el cumplimiento de las funciones que la normativa eléctrica vigente encomienda al Coordinador en relación a sus funciones de operación, como por ejemplo, auditorías a las instalaciones, a las fechas de entrada de nuevas obras de generación y transmisión, a los costos variables de las unidades generadoras declarados para efectos del despacho, entre otras.
- g) Publicar al segundo día hábil siguiente de ocurrida la operación la información sobre la operación diaria del sistema eléctrico respectivo, la que debe incluir información sobre los costos marginales horarios por barras y bloques, producción de energía y potencia por barra y bloque de demanda flujos de potencias por las líneas de las instalaciones de transmisión, en caso de que existan embalses, disponer de la cotas de operación efectivas, mantenimientos de las unidades de generación y transmisión, las medidas eléctricas que permiten realizar los balances y transferencias. Este informe deberá publicarse en el sitio Web del Coordinador.
- h) Autorizar la Puesta en Servicio y Entrada en Operación de las nuevas instalaciones de generación, transmisión y de consumo o de sus modificaciones, de acuerdo a lo establecido en la Ley y el Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI".
- i) Elaborar el informe anual de requerimientos de mejoras de las Instalaciones de Trasmisión desde el punto de vista de la Operación, informe que debe ser considerado en los análisis de la expansión de la transmisión por el Coordinador.
- j) Desarrollar los estudios establecidos en el CAPÍTULO N°6 relacionados con las funciones de operación del Coordinador.

- k) Solicitar, en los plazos requeridos por la presente NT, la información definida para elaborar los Informes de Falla, con la información de eventos y perturbaciones debidamente protocolizada y cronológicamente sincronizada.
- l) Administrar aquellas situaciones en las cuales es necesario establecer restricciones a la operación de los Coordinados, en cuanto existan necesidades de SyCS que así lo requieran.
- m) Elaborar los Estudios mencionados en la presente NT.
- n) Instruir las instalaciones y equipamientos que sean necesarios para un adecuado Control de Frecuencia, Control de Tensión y PRS.
- o) Efectuar el monitoreo y control de la operación dinámica del SI.
- p) Informar a la Superintendencia del incumplimiento de las Instrucciones de Coordinación emanadas del Coordinador relacionadas con las funciones de operación, así como del incumplimiento de cualquier Coordinado de los requisitos que la presente NT les exige y que sean materia de supervisión y control por parte del Coordinador.
- q) Mantener actualizado el sitio Web del Coordinador con toda la información pública que la presente NT exige relativa a sus funciones de operación.
- r) Determinar la desconexión de aquellas instalaciones que no estén cumpliendo con sus obligaciones, siempre y cuando esta situación ponga en riesgo la SyCS del SI.
- s) Verificar el cumplimiento de las exigencias mínimas establecidas en la NT que debe cumplir toda nueva instalación que se incorpore a un SI.

Artículo 2-4

Con el objeto de coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de SyCS asociadas a la operación, el Coordinador podrá:

- a) Solicitar la información de las instalaciones de los Coordinados para efectos de la realización de los estudios y análisis que la presente NT le encomienda al Coordinador en virtud de sus funciones de operación y en general para todas las materias relacionadas con la aplicación de la NT que le corresponden.
- b) Realizar los controles necesarios para asegurar el cumplimiento de las Instrucciones de Coordinación emanadas del Coordinador.
- c) Efectuar las Auditorías Técnicas que estime necesarias para verificar el funcionamiento e información de las instalaciones de los Coordinados, conforme a las exigencias especificadas en la NT e informar a la Superintendencia los resultados, de acuerdo al Anexo Técnico "Desarrollo de Auditorías Técnicas".

TÍTULO 2-3 DE LAS FUNCIONES DE PEAJE DEL COORDINADOR

Artículo 2-5

Con el objeto de cumplir sus funciones asociadas a peaje y coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de SyCS, el Coordinador deberá:

- a) Desarrollar los estudios establecidos en el CAPÍTULO N°6 relacionados con las funciones de peaje del Coordinador.
- b) Calcular los índices de Indisponibilidad Forzada y Programada de las instalaciones de generación y de transmisión a que se refiere el Artículo 5-58 y los índices de continuidad de suministro a Clientes a que se refiere al Artículo 5-62, sobre la base de los antecedentes e información que deben entregarle los Coordinados.
- c) Informar a la Superintendencia del incumplimiento de las Instrucciones de Coordinación emanadas del Coordinador y relacionadas con las funciones de peaje, así como del incumplimiento de cualquier Coordinado de los requisitos que la presente NT les exige y que sean materia de supervisión y control por parte del Coordinador.
- d) Mantener actualizado el sitio Web del Coordinador con toda la información pública que la presente NT le exige relativa a sus funciones de peaje.

Artículo 2-6

Con el objeto de coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de SyCS asociadas a peajes, el Coordinador podrá:

- a) Solicitar antecedentes de las instalaciones de los Coordinados con el fin de mantener debidamente actualizada la Información Técnica del SI.
- b) Solicitar toda la información de las instalaciones de los Coordinados, complementaria a la señalada en la letra a) precedente, para efectos de la realización de los estudios y análisis que la presente NT le encomienda al Coordinador en virtud de sus funciones de peaje y en general para todas las materias relacionadas con la aplicación de la NT que le corresponden.
- c) Solicitar toda la información estadística necesaria para cumplir lo indicado en el Artículo 2-5 literal c).
- d) Informar a la Superintendencia del incumplimiento de cualquier Coordinado de los requisitos que la presente NT les exige y que sean materia de supervisión y control del Coordinador en virtud de sus funciones de peaje.
- e) Efectuar las Auditorías Técnicas que estime necesarias para verificar el funcionamiento e información de las instalaciones de los Coordinados, conforme a las exigencias especificadas en la NT e informar a la Superintendencia los resultados, de acuerdo al Anexo Técnico "Desarrollo de Auditorías Técnicas".

TÍTULO 2-4 DE LA LAS FUNCIONES DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DEL CORRINADOR

Artículo 2-7

Con el objeto de coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de SyCS asociadas a la planificación y desarrollo del SI, el Coordinador deberá:

- a) Desarrollar los estudios establecidos en el CAPÍTULO N°6 encomendados al Coordinador.
- b) Mantener un catastro actualizado de todas las instalaciones del Sistema de Transmisión, debidamente diferenciado entre instalaciones del STN, STZ y STD.
En particular, en dicho catastro deberá contemplar una correcta clasificación de los elementos de compensación reactiva que pudiendo encontrarse físicamente en un sistema de transmisión, puedan corresponder a instalaciones para la compensación de otro sistema de transmisión, de un generador o de un Cliente.
- c) Efectuar las auditorías que sean necesarias para verificar la calidad y consistencia de la información utilizada en la realización de los estudios del coordinador asociados a sus funciones de planificación y desarrollo.
- d) Coordinar y garantizar las comunicaciones entre los titulares de Instalaciones de generación, transmisión o consumo Declaradas en Construcción por la Comisión, que aún no se hayan interconectado al sistema eléctrico respectivo, con los Coordinados e Integrantes del Coordinador.
- e) Efectuar las auditorías que sean necesarias para garantizar el cumplimiento del acceso abierto a las instalaciones del respectivo Sistema Interconectado.

Artículo 2-8

Con el objeto de coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de SyCS asociadas a la planificación y desarrollo del SI, el Coordinador podrá:

- a) Solicitar antecedentes de las instalaciones de los Coordinados con el fin de mantener debidamente actualizada la Información Técnica del SI.
- b) Solicitar toda la información de los Coordinados respecto de los proyectos Declarados en Construcción y proyección de demanda para cumplir lo indicado en el Artículo 2-7 literal b).
- c) Informar a la Superintendencia del incumplimiento de cualquier Coordinado de los requisitos que la presente NT les exige y que sean materia de supervisión y control del Coordinador en el marco de sus funciones de planificación y desarrollo.

TÍTULO 2-5 DE LOS COORDINADOS

Artículo 2-9

Con el objeto de coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de SyCS, los Coordinados deberán:

- a) Cumplir con las exigencias mínimas de diseño establecidas en la presente NT.
- b) Mantener adecuadas condiciones de seguridad en sus instalaciones de acuerdo a lo establecido en la presente NT.
- c) Operar sus instalaciones sin introducir variaciones inadmisibles en la frecuencia y tensión del SI, conforme lo establece la presente NT.
- d) Cumplir con las formalidades, plazos e Instrucciones de Coordinación establecidas en la presente NT.
- e) Disponer, en el caso de Coordinados que exploten unidades generadoras de cualquier tipo que operen interconectadas al SI, de los medios necesarios para ejercer un adecuado Control de Frecuencia y Control de Tensión y de implementación de EDAG y ERAG, de acuerdo a las exigencias establecidas en la presente NT.
- f) Disponer, en caso de Instalaciones de Clientes, de los medios necesarios para implementar los Esquemas EDAC y Sistemas de Protección Multiárea que defina el Coordinador de acuerdo a los resultados del Estudio de EDAC y del PDCE.
- g) Entregar al Coordinador los datos y antecedentes requeridos por ésta para mantener actualizada la Información Técnica del SI.
- h) Entregar al Coordinador, en los plazos establecidos en la presente NT, la información requerida para elaborar los Informes de Falla, con la información de eventos y perturbaciones debidamente protocolizada y cronológicamente sincronizada.
- i) Entregar al Coordinador toda la información que éste solicite para desarrollar los estudios establecidos en el CAPÍTULO N°6 de la presente NT.
- j) Realizar todas las acciones para permitir y facilitar las Auditorias Técnicas que sean efectuadas por el Coordinador.

Artículo 2-10

Con el objeto de coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de SyCS, los Coordinados podrán:

- a) Permanecer operando sus instalaciones conectadas al SI, en la medida que cumplan con las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT.
- b) Programar con el Coordinador la normalización de instalaciones de acuerdo a las acciones correctivas informadas en los Estudios para Análisis de Falla, enviados a la Superintendencia.
- c) Participar con observaciones y comentarios en la elaboración de los Estudios que deben desarrollar el Coordinador, conforme a los términos y condiciones que éstas establezcan. El período para observaciones y comentarios, por parte de los Coordinados, deberá tener al menos un plazo de quince días desde la publicación del Estudio respectivo.

TÍTULO 2-6 DE LAS FUNCIONES DE DESPACHO Y CONTROL DEL COORDINADOR

Artículo 2-11

Con el objeto de cumplir sus funciones de despacho y control, el Coordinador deberá supervisar y coordinar en Tiempo Real el cumplimiento de los programas de operación y coordinación realizados por éste, así como resolver las desviaciones que se presenten, a fin de preservar la seguridad instantánea de suministro y cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la NT.

En el cumplimiento de su cometido, el Coordinador:

- I. Impartirá a todos los Coordinados las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los programas definidos para la operación.
- II. Efectuará la supervisión y coordinación de la operación en Tiempo Real del SI.
- III. Efectuará en forma permanente el seguimiento y verificación del cumplimiento de los estándares asociados al Control de Tensión establecidos en el CAPÍTULO Nº5.
- IV. Coordinará la desconexión de aquellas instalaciones que no estén cumpliendo con sus obligaciones, siempre y cuando esta situación ponga en riesgo la SyCS del SI.
- V. Coordinará la desconexión de generación o de consumo necesaria para preservar la SyCS del SI cuando éste se encuentre en un estado operativo distinto al Estado Normal.
- VI. Coordinará los PRS pudiendo delegar funciones en ciertos CC que para este efecto constituirán Centros de Operación para la Recuperación de Servicio (COR).

Artículo 2-12

Con el objeto de garantizar la continuidad de la función de supervisión y control que corresponde al Coordinador ante eventos fortuitos u originados por fuerza mayor que produzcan su indisponibilidad, el Coordinador deberá disponer de un CDC de Respaldo que en dichos eventos sea capaz de seguir ejerciendo las funciones de despacho y control.

La ubicación, funcionalidad mínima y nivel de equipamiento del CDC de Respaldo del Coordinador deberán ser definidos a través de un Estudio que deberá llevar a cabo éste.

CAPÍTULO N°3

Exigencias Mínimas para Diseño de Instalaciones

TÍTULO 3-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 3-1

El objetivo del presente Capítulo es definir las exigencias mínimas de diseño para las instalaciones de generación que operen interconectadas al SI; para las instalaciones del ST y para las Instalaciones de Clientes, a efectos que éstas garanticen el cumplimiento de los objetivos de SyCS establecidos en la presente NT.

Artículo 3-2

Con el fin de cumplir con lo dispuesto en el Artículo 3-1, el presente Capítulo establece las exigencias y estándares mínimos que deben cumplir las instalaciones señaladas en dicho artículo y sus equipamientos, en materias tales como: diseño de instalaciones, esquemas automáticos y/o manuales para la desconexión de generación, transmisión y demanda, necesarios para un adecuado Control de Frecuencia, Control de Tensión y PRS.

TÍTULO 3-2 EXIGENCIAS GENERALES

Artículo 3-3

Las instalaciones de unidades generadoras que operen interconectadas a un SI y las instalaciones del ST deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas y condiciones básicas:

- a) El diseño, fabricación, ensayos e instalación se realizará de acuerdo a las normas nacionales aplicables. Cuando las referidas normas nacionales específicas no existan, se aplicarán normas internacionales emitidas por organismos tales como: la International Electrotechnical Commission (IEC); la Conférence Consultatif International des Télégraf e Télécommunications (CCITT); la International Organization for Standardization (ISO); las normas DIN/VDE; la American Society of Testing Materials / American National Standards Institute (ASTM/ANSI); el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE); American Society of Civil Engineers (ASCE); Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRE). Para asegurar la calidad sísmica, en el diseño se aplicarán las normas chilenas. Donde no existe norma chilena se deberá usar la especificación técnica ETG-1020 de ENDESA, o la IEEE Std 693-2005 en la condición de "High Seismic Level" con "Projected performance" de factor 2,0 para los materiales frágiles como la porcelana y/o las aleaciones de aluminio.

Los materiales frágiles deberán tener demostración experimental objetiva de su resistencia mínima estadística de ruptura (valor medio menos 2 veces la desviación estándar).

Para las instalaciones existentes a la fecha de vigencia de la presente NT, también serán aplicables las normas sísmicas utilizadas en sus respectivos diseños, tales como las especificaciones técnicas ETG-A.0.20 y ETG-A.0.21 de Transelec, ETG-1013, ETG-1015 o ETG-1020 de ENDESA.

Toda instalación o equipo de alta tensión deberá contar con los antecedentes de calificación sísmica conforme a las publicaciones indicadas considerando las condiciones propias de la instalación de alta tensión incluyendo tanto la fundación, estructura soporte y equipo de alta tensión propiamente tal. También deberá considerar los requisitos que se indican en los siguientes párrafos:

- I. Para las subestaciones convencionales y las subestaciones compactas se deberá considerar conexiones aéreas flexibles con holguras que eviten que se generen fuerzas hacia los equipos. El conjunto de equipos de alta tensión y estructura de soporte deberá tener un comportamiento rígido, para lo cual deberá verificarse que la frecuencia del conjunto sea mayor a 30 [Hz] o mayor a cuatro veces la frecuencia natural del equipo propiamente tal (se debe cumplir con el menor valor).

Los bushing de alta tensión de los transformadores y reactores de poder deberán ser considerados en el cálculo con un factor de estructura no menor a $k=1,5$. Bushing tipo "central clamp" (unión porcelana flanges por presión de resorte) no deben usarse en tensiones nominales iguales o superiores a 220 [kV].

- II. Para las subestaciones aisladas en gas SF₆ (GIS) aplican las mismas publicaciones antes mencionadas. La calificación sísmica de estas

subestaciones es aceptable que se efectúe por medio de memorias de cálculo estático conforme a los requisitos de la ETG-1.020.

La fundación de toda la subestación GIS propiamente tal debe ser de una pieza, es decir una fundación monolítica, de modo que no puedan existir desplazamientos relativos entre sus diferentes puntos de anclaje de la GIS.

- III. Para los tubos aislados en gas SF₆, GIL, de conexión de las GIS a los equipos convencionales aplican también las mismas publicaciones. Se deberá verificar dichos tubos por medio de memorias de cálculo estáticas evaluado las tensiones mecánicas admisibles con los factores de seguridad exigidos, pero además, en este caso se deberá verificar que los desplazamientos relativos máximo de las partes son admisibles por los elementos dispuestos en el diseño para permitir dichos desplazamientos, con un factor de seguridad no inferior a 1,5.

Los ductos GIL tendrán una fundación monolítica con la fundación de la GIS. Si lo anterior no es posible debido a sus dimensiones, se deberá considerar en el cálculo de los desplazamientos de las partes los desplazamientos relativos del suelo en los puntos de anclaje, en las fundaciones de la GIL, considerando la velocidad de propagación de la onda de corte del suelo (onda S) en el lugar de emplazamiento de la instalación.

Para el cálculo de los bushing de las GIL, para conectarse a las instalaciones convencionales, deberán ser considerados como montados en estructura flexible, así en el cálculo se usará un factor de estructura no inferior a $k=1,5$. En la conexión de estos bushings a la red convencional se deberá utilizar conexiones aéreas flexibles con holguras que eviten que se generen fuerzas hacia los bushings.

- b) Las instalaciones tanto de generación como de transmisión deberán permitir que el SI opere cumpliendo las exigencias establecidas en la presente NT.
- c) Deberán soportar al menos el máximo nivel de corriente de cortocircuito existente en cada punto del SI. Las condiciones y la forma en que se calcule el máximo nivel de corriente de cortocircuito se establecen en el Anexo Técnico "Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito".
- d) Deberán disponer de un nivel de aislación del equipamiento del SI en los Puntos de Conexión debidamente coordinado con aquel del equipamiento al cual se conecta.
- e) En caso que una instalación existente se transfiera a otro lugar, se la utilice de un modo diferente, se la destine a otro fin o se la modifique, se le aplicarán las normas vigentes a la fecha de inicio del nuevo uso o ubicación.
- f) En el diseño de estructuras metálicas se utilizarán los siguientes factores de seguridad: Líneas de transmisión, condición normal $FS=1,5$; condición eventual $FS=1,2$. Subestaciones, condición normal $FS=1,7$; condición eventual $FS= 1,3$.

Artículo 3-4

El Coordinador instruirá la implementación del PDCE de acuerdo al diseño conceptual que emane del Estudio para PDCE elaborado por el el Coordinador. Los propietarios de las instalaciones involucradas en PDCE, deberán implementar, operar y mantener el equipamiento que se requiera, según las especificaciones técnicas de diseño emanadas del Estudio para PDCE y en los plazos acordados con el Coordinador.

TÍTULO 3-3 INSTALACIONES DE GENERACIÓN

Artículo 3-5

Las instalaciones y equipamientos de centrales generadoras que operen interconectadas en el SI, deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas de diseño:

- a) Si un Coordinado decide instalar una unidad generadora sincrónica, o un parque eólico o fotovoltaico, tal que en su Punto de Conexión éste sea de mayor potencia nominal que la de la mayor unidad generadora existente a la fecha de puesta en servicio de su proyecto, deberá realizar previo a la puesta en servicio, estudios de transitorios electromecánicos de sistemas de potencia para determinar los efectos de su desconexión intempestiva (falla de severidad 5).

Si como resultado de los estudios se comprobara que es necesario aplicar un monto de EDAC mayor que el que se justifica económicamente en la aplicación del Criterio N-1, evaluado en los términos indicados en el Artículo 5-5, el Coordinador podrá limitar el despacho de esta unidad.

- b) La conexión de los transformadores de poder de las unidades generadoras interconectadas al SI debe contar con un sistema de protecciones que asegure el cumplimiento de los tiempos máximos de despeje de fallas especificados en el Artículo 5-45.
- c) La protección de las unidades generadoras y sus conexiones con el SI debe cumplir con las exigencias mínimas especificadas a continuación:

- I. El TDF para fallas en las distintas instalaciones de la central deberá ser determinado por el Coordinado que la explota en el Estudio de Coordinación de Protecciones que deberá someter a la aprobación del Coordinador, pero en ningún caso podrá exceder los valores límites establecidos en Artículo 5-45.

- II. Cada central generadora, incluido su transformador de poder, interconectada al SI, deberá disponer de protección de respaldo desde su Punto de Conexión para fallas en las instalaciones del ST.

Por su parte, dichas instalaciones del Sistema de Transmisión deberán disponer de protección de respaldo para fallas que ocurran hasta en el lado de baja tensión del transformador de poder de la central. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones de respaldo deberán respetar los Pasos de Coordinación establecidos en el Artículo 5-45.

- III. Los paños que conectan los transformadores de poder de las centrales generadoras al SI deberán contar con protección de falla de interruptor con detección de discrepancia de polos basada en la medición de las corrientes, que den orden de desenganche necesarias para eliminar las contribuciones a la falla.

- IV. Las protecciones de sobre y baja frecuencia de las unidades sincrónicas de centrales generadoras, de parques eólicos o fotovoltaicos deberán estar ajustadas respetando los tiempos de operación mínimos exigidos en el Artículo 3-9.

- V. Cada unidad generadora conectada al SI deberá soportar, sin desconectarse del SI, la circulación de la corriente de secuencia negativa correspondiente a una falla asimétrica en el Punto de Conexión de la

central, considerando el despeje de la falla en tiempos de operación en respaldo.

- VI. Los esquemas de protección de la central, incluidos sus transformadores de poder, deben permitir el acceso local y remoto desde la sala de control de la instalación, a sus parámetros, ajustes, registros oscilográficos de fallas y registros de eventos.

En caso de centrales cuyo Punto de Conexión al SI es en un nivel de tensión superior a 200 [kV], deben adicionalmente permitir el acceso remoto a la lectura de esta información desde el CC que la coordina y desde el Coordinador.

- d) Las unidades sincrónicas deberán disponer de los equipamientos requeridos para participar en el Control de Tensión y amortiguación de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener la estabilidad.
- e) La precisión de la medición de frecuencia para el control primario de frecuencia debe ser de $\pm 0,02\%$ o superior.
- f) Las unidades sincrónicas deberán disponer del equipamiento necesario para participar en el CPF. Adicionalmente, cuando lo determine el Coordinador, 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.
- g) Las centrales con unidades sincrónicas deberán disponer de partida autónoma, cuando así lo determine el Coordinador como resultado del Estudio PRS.
- h) Disponer de los equipamientos necesarios para participar en el EDAG, ERAG y en los Sistemas de Protección Multiárea en función de las necesidades que el Coordinador identifique para el SI como resultado del Estudio PDCE.
- 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 el Coordinador, 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.

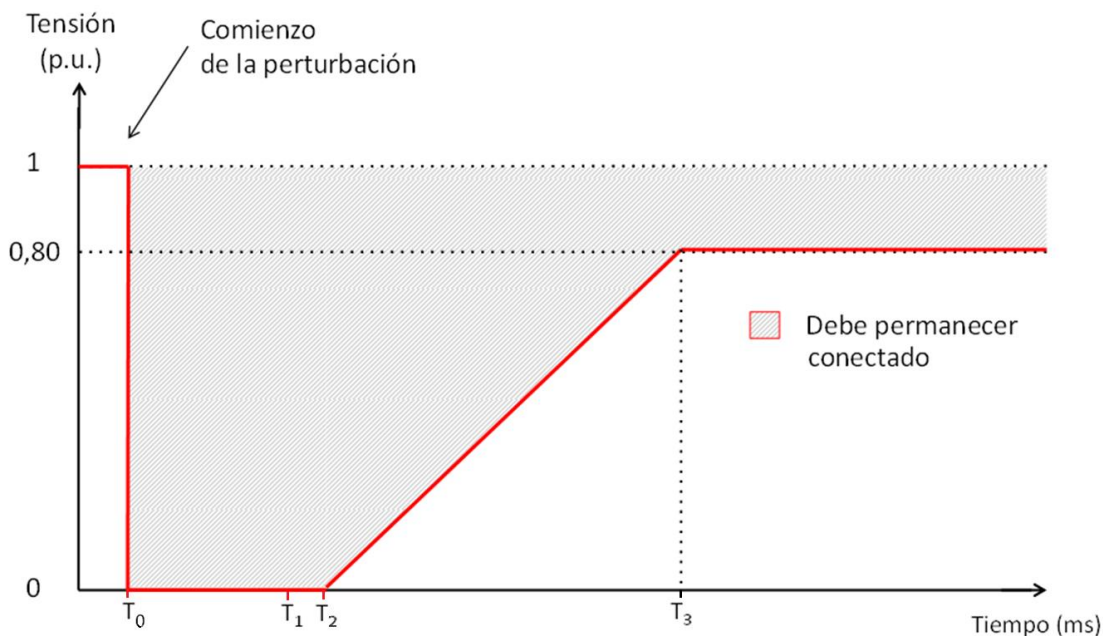
Artículo 3-6

El diseño de las unidades generadoras sincrónicas deberá considerar un factor de potencia inductivo nominal de 0,92. El Coordinador que explote la central deberá entregar al Coordinador el Diagrama P-Q de la unidad para condiciones de tensión nominal en bornes y para los extremos de las bandas de tensión admisibles de $\pm 5\%$.

Dicho diagrama deberá indicar la potencia activa máxima de la máquina motriz.

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:

$T_0 = 0$ [ms], Tiempo de inicio de la falla.

T_1 = Tiempo máximo de despeje de falla establecido en el Artículo 5-45, según el nivel de tensión del Punto de Conexión.

$T_2 = T_1 + 20$ [ms]

$T_3 = 1000$ [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 I_{nom} 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.

Artículo 3-8

El diseño de las instalaciones de los parques eólicos o fotovoltaicos deberá asegurar que pueden operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos en el Punto de Conexión al ST, para tensiones en el rango de Estado Normal, en las zonas definidas a continuación:

I. Parques eólicos

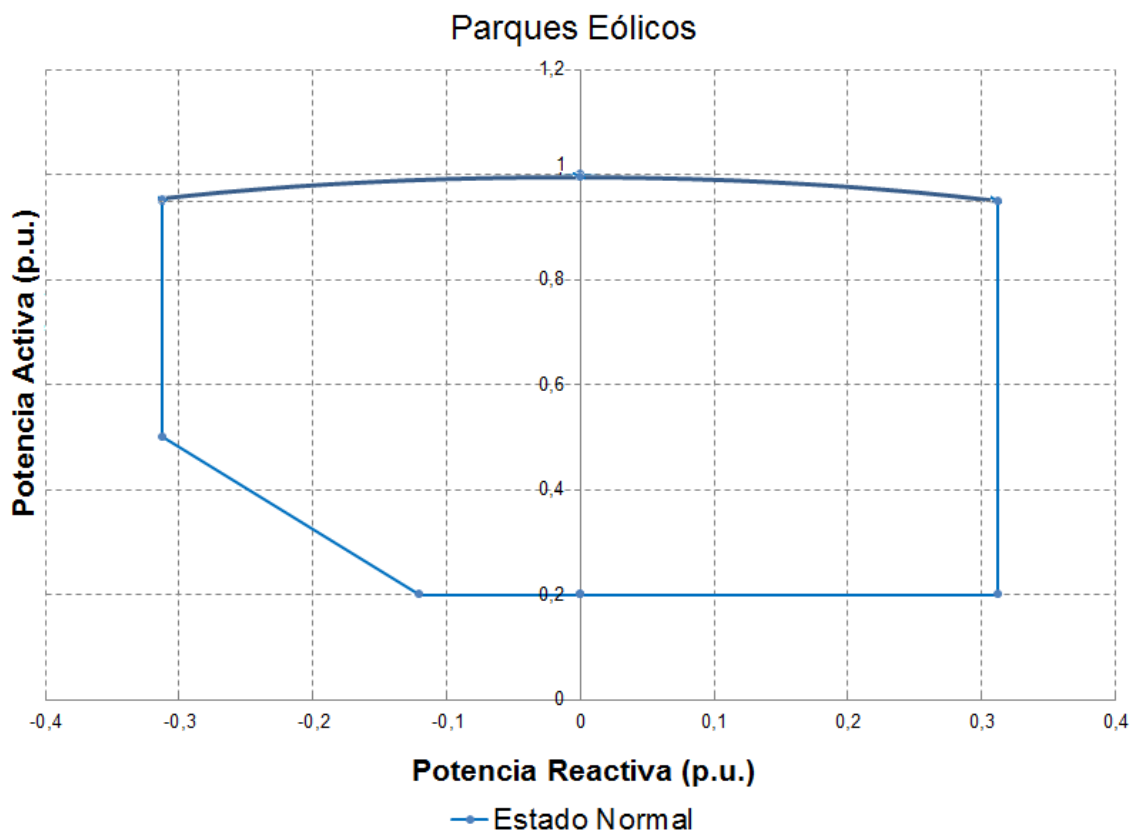
Zona de operación entregando reactivos:

- a) Potencias activa correspondiente al 20% de la potencia nominal del parque y potencia reactiva nula.
- b) Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula.
- c) Potencia activa correspondiente al 95% de la potencia nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.
- d) Potencia activa igual al 20% de la potencia activa nominal del parque y potencia reactiva correspondiente al literal c) precedente.

Zona de operación absorbiendo reactivos:

- a) Potencias activa correspondiente al 20% de la potencia nominal del parque y potencia reactiva nula.
- b) Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula.
- c) Potencia activa correspondiente al 95% de la potencia nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.
- d) Potencia activa igual al 50% de la potencia activa nominal del parque y potencia reactiva correspondiente al literal c) precedente.
- e) Potencia activa igual al 20% de la potencia activa nominal del parque y potencia reactiva correspondiente al 12% de la potencia nominal del parque.

Lo anterior puede representarse a través de la siguiente gráfica:

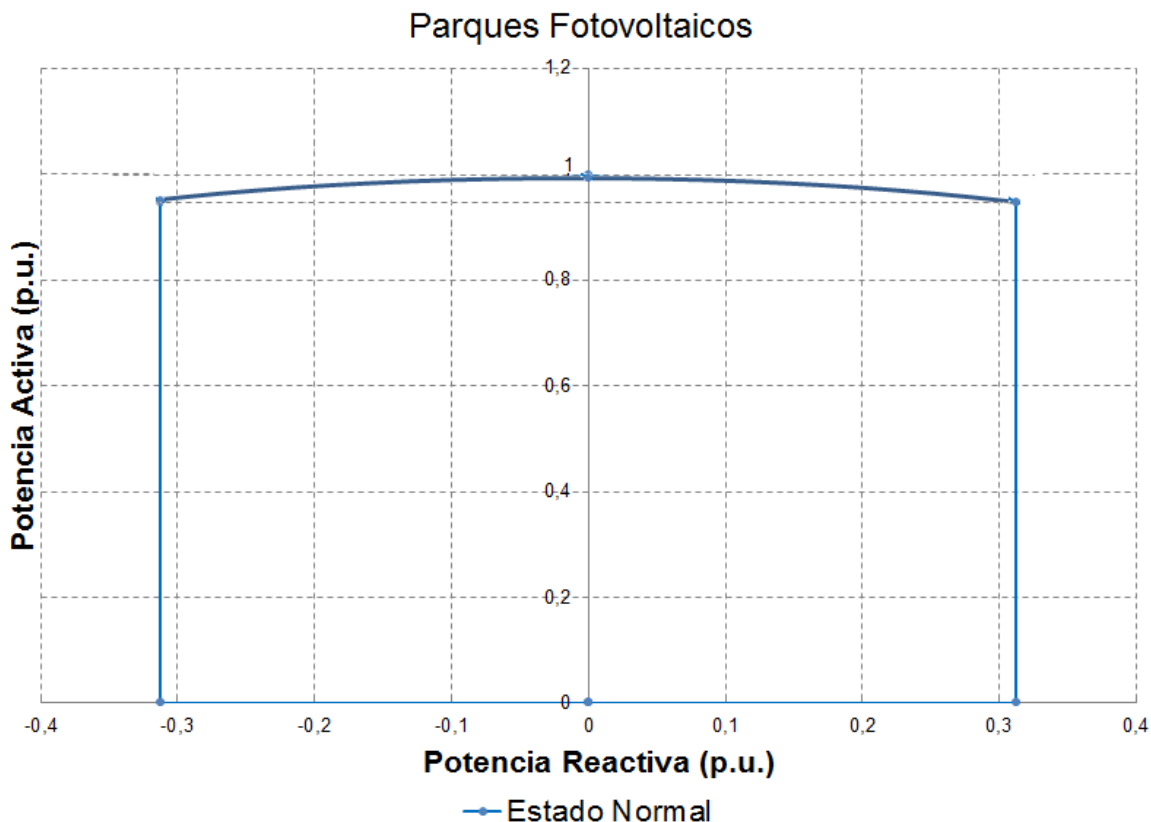


II. Parques fotovoltaicos

Zona de operación entregando y absorbiendo reactivos:

- a) Potencias activa y potencia reactiva nula.
- b) Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula.
- c) Potencia activa correspondiente al 95% de la potencia nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.
- d) Potencia activa nula y potencia reactiva correspondiente al literal c) precedente.

Lo anterior puede representarse a través de la siguiente gráfica:



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 el Coordinador exija la desconexión forzada):

Límite Inferior (mayor que)	Límite Superior (menor o igual que)	Tiempo Mínimo de Operación			
		Hidroeléctricas	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 el Coordinador. 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 al Coordinador dicha posibilidad.

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

Artículo 3-10

Para la aplicación de lo indicado en el Artículo 3-9, las unidades o parques generadores deberán ser a los menos capaces de:

- a) Operar establemente en forma permanente en el rango de frecuencia 49,0 - 51,0 [Hz], para tensiones comprendidas entre 0,95 y 1,05 por unidad de la tensión nominal, medido en los terminales de la unidad generadora en el caso de unidades sincrónicas o en su Punto de Conexión en el caso de parques, a cualquier nivel de potencia.
- b) No reducir en más de un 10% su potencia activa entregada en Estado Normal de operación al SI en su Punto de Conexión para frecuencias estabilizadas en el rango de 47,5 [Hz] - 49,5 [Hz].
- 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].

A requerimiento del Coordinador, los Coordinados deberán informar la dependencia de la potencia activa estabilizada que las unidades son capaces de entregar en función de la frecuencia del sistema, en el rango 47,5 - 52 [Hz].

Artículo 3-11

Las exigencias mínimas que debe cumplir el sistema de excitación de las unidades generadoras sincrónicas del SI son las siguientes:

- a) La respuesta de la tensión en bornes de una unidad generadora girando en vacío, ante la aplicación de un escalón del 5% en la consigna de tensión del sistema de regulación de excitación, deberá ser debidamente amortiguada y presentar una sobreoscilación inferior al 15%, un tiempo de crecimiento inferior a 400 [ms] y un tiempo de establecimiento no superior a 1,5 segundos. Se entiende por tiempo de crecimiento el intervalo de tiempo que demora la tensión en los terminales de la unidad generadora para pasar del 10% al 90% de su valor final. El tiempo de establecimiento corresponderá a aquel donde la variable tensión se encuentre dentro de una banda de $\pm 5\%$ en torno a su valor final o de régimen.
- b) El error en estado estacionario en la tensión de generación deberá ser inferior a 0,25% para cualquier cambio en la carga del generador.

- c) La tensión máxima entregada por el sistema de excitación al campo de la unidad generadora deberá ser como mínimo 2 veces la tensión de excitación correspondiente a operación a plena carga y con factor de potencia nominal.
- d) Ante fallas severas localizadas en proximidades de la unidad generadora, el gradiente de crecimiento de la tensión de campo deberá ser tal que la tensión entregada por el sistema de excitación alcance su máximo antes de 15 [ms] para una depresión sostenida de la tensión en los terminales de la unidad generadora de 50%, con la unidad operando a plena carga y con factor de potencia nominal.
- e) En el caso de sistemas de excitación que no admiten una medición directa del desempeño de la excitatriz, como por ejemplo las de tipo "brushless", la determinación del cumplimiento de las exigencias anteriores deberá realizarse mediante simulaciones del sistema de excitación. Para estos efectos, el fabricante deberá entregar un modelo matemático del sistema de excitación que relacione las magnitudes de entrada medibles y las magnitudes de salida no accesibles cuando la unidad está instalada, indicando los límites y constantes de tiempo resultantes para las exigencias establecidas en las letras a) a d) anteriores. En el caso que las simulaciones muestren que no se cumplen todos los requerimientos indicados, los estudios que deben presentarse al Coordinador para la conexión de la unidad deberán demostrar que ello no producirá efectos adversos sobre la calidad y seguridad del servicio.

Artículo 3-12

Las unidades generadoras sincrónicas pertenecientes a centrales eléctricas de potencia nominal total igual o mayor a 50[MW] con dos o más unidades deberán tener un sistema de excitación 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 de la central a un valor ajustado por el operador y efectuar una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades generadoras que se encuentren operando.

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.

Sin perjuicio de lo anterior, independiente de la potencia nominal individual de las centrales o parques, si los estudios específicos que realice el Coordinador 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 el Coordinador.

Artículo 3-13

El sistema de excitación de toda unidad generadora sincrónica de potencia nominal igual o superior a 50 [MW] deberá contar con un limitador de mínima excitación y protección contra pérdida de excitación. El limitador de mínima excitación deberá impedir que durante el estado de operación normal, la corriente de excitación descienda hasta valores que puedan causar la pérdida de sincronismo o la actuación de la protección de pérdida de excitación.

Asimismo, todas las unidades generadoras de más de 50 [MW] deberán estar equipadas con un PSS. En el caso que unidades menores a 50 [MW] o un conjunto de ellas provoquen

oscilaciones indeseadas de potencia en el SI, ellas o un conjunto de ellas deberán estar equipadas con equipos PSS que permitan el control de dichas oscilaciones.

Artículo 3-14

Los enrollados de los transformadores de poder de centrales generadoras con unidades sincrónicas deberán estar conectados en estrella con el neutro del lado de alta tensión puesto a tierra en el punto de conexión a la red y con el enrollado secundario conectado de modo que provea una vía de circulación a las corrientes de secuencia cero en el caso de fallas en el SI (Ynd).

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 del Coordinador. 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).

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 Coordinador.

Artículo 3-15

Los Equipos de Compensación de Energía Activa deberán cumplir con:

- a) Operar en forma continua en todos los rangos de tensión exigibles a las instalaciones de generación.
- b) Operar en forma continua en todos los rangos de frecuencia exigibles a las instalaciones de generación fotovoltaica en el Artículo 3-9.

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. El Coordinador 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 el Coordinador.

- 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. El Coordinador 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 el Coordinador.
- 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 el Coordinador.

Artículo 3-17

En caso que más de una unidad generadora participe o aporte al CSF, o se trate de una única central compuesta de varias unidades generadoras, cada una de éstas deberá estar integrada a un control centralizado de generación que esté habilitado para cumplir con el CSF.

El Coordinador establecerá los requisitos y requerimientos técnicos mínimos que deberán cumplir los equipamientos del control centralizado de generación para implementar un AGC en el SI, teniendo en cuenta las siguientes exigencias:

- a) El sistema de control debe comprender un CSF, que actúe en forma conjunta sobre la consigna de potencia de todas las unidades que están en operación y participando del CSF.

- b) El controlador deberá ser de acción integral o proporcional-integral.
- c) El gradiente de toma de carga por acción conjunta no deberá ser menor a 4 [MW/min].

Artículo 3-18

Cuando el Estudio de PRS así lo determine, las centrales generadoras que están conformadas por más de una unidad generadora y que cuenten con equipamiento de Partida Autónoma, deberán tener capacidad de operación en forma independiente de sus unidades, entendiéndose por tal, la disponibilidad de los medios necesarios tales como consola de mando, medición, señalización, alarmas, controles de tensión y frecuencia, y comunicaciones operativas, entre otras, para la operación individual de cada unidad generadora con total independencia de las restantes.

Sin perjuicio de lo indicado en el Artículo 3-5, letra g), las instalaciones de generación deberán poseer todo el equipamiento necesario para una adecuada implementación del PDCE y PRS que elabore el Coordinador.

Artículo 3-19

Las unidades generadoras y los Equipos de Compensación de Energía Activa que operen conectados al SI, deberán contar con un sistema de comunicación para proveer al Coordinador toda la información que éste determine necesaria para efectos de la supervisión y coordinación de la operación del SI en Tiempo Real (SITR) y para el Sistema de Monitoreo, cuyas exigencias se encuentran definidas en el CAPÍTULO N°4.

Sin perjuicio que el Coordinador pueda solicitar otras variables para los fines que sean pertinentes, el conjunto mínimo de variables a supervisar será el que se indica a continuación:

- a) Potencia activa neta inyectada por cada unidad al SI.
- b) Potencia reactiva absorbida/inyectada por cada unidad.
- c) Posición de los taps de los transformadores. En caso de cambiadores de taps en vacío, el ingreso podrá ser manual.
- d) Posición de interruptores y seccionadores que determinan el estado de conexión de las unidades generadoras y la alimentación de sus servicios auxiliares.
- e) Tensión en el lado de alta tensión del transformador de cada unidad.
- f) Tensión y frecuencia en los terminales del generador.
- g) Nivel de los embalses en el caso de centrales hidroeléctricas.

Para parques eólicos, fotovoltaicos y de motores diésel, las variables a supervisar serán, a lo menos, para el parque en su conjunto medidas en su Punto de Conexión al SI.

Artículo 3-20

Las instalaciones de generación deben estar diseñadas para mantener la Calidad de Producto Eléctrico según los estándares establecidos en el 0.

TÍTULO 3-4 INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Artículo 3-21

Las instalaciones del Sistema de Transmisión deberán poseer el equipamiento de compensación de potencia reactiva necesario para cumplir con los requerimientos de control de tensión y reserva de potencia reactiva, bajo el supuesto que:

- a) Las Instalaciones de Clientes cumplen con las exigencias de factor de potencia establecidas en el Artículo 5-22 y en el Artículo 5-23.
- b) Las unidades generadoras cumplen con las exigencias establecidas en el presente Capítulo.
- c) Las líneas y transformadores del Sistema de Transmisión se encuentran operando dentro de sus límites de operación.

Los equipamientos de potencia reactiva, y su respectiva ubicación, que se requieran para la operación del ST se determinarán en los Estudios y normativa técnica que al respecto incluya el Reglamento de Servicios Complementarios.

Artículo 3-22

Las líneas de transmisión deben garantizar que al transmitir la potencia correspondiente a su límite térmico a 25 °C con sol, en Estado Normal, el desbalance de tensiones en su extremo receptor no supere los límites siguientes:

- a) Inferior al 1,0% para líneas de tensión igual o superior a 200 [kV];
- b) Inferior al 1,5% para líneas de tensión inferior a 200 [kV].

En caso de no cumplir los límites anteriores, se debe incluir los ciclos de transposiciones necesarios para cumplir los límites indicados.

El estudio del impacto de la nueva instalación que el Coordinado que la explote debe presentar a la aprobación del Coordinador, debe demostrar el cumplimiento de esta exigencia mediante una simulación, que considere en el extremo transmisor una fuente ideal balanceada sólidamente puesta a tierra y en el extremo receptor una carga ideal balanceada con factor de potencia 0,98 inductivo, también puesta a tierra. En conformidad con la norma IEEE 1159, el índice de desbalance se debe medir como la máxima desviación, en módulo, de las tensiones entre fases respecto del promedio de ellas, dividida por dicho promedio, donde los subíndices i y j corresponden a las fases A, B y C, de acuerdo a lo siguiente:

$$u = 100 \times \text{máx} \left[\frac{U_{ij} - U_{prom}}{U_{prom}} \right]$$

Asimismo, en el caso de un proyecto de seccionamiento de una línea existente mediante una subestación para efectuar inyecciones o retiros, así como mediante la conexión de una inyección o retiro en derivación, los estudios técnicos realizados por el Coordinado que solicita la conexión, deben verificar que el impacto del Nuevo Proyecto mantiene el cumplimiento de los límites de desbalance establecidos en el presente artículo. En caso contrario, corresponderá adaptar los ciclos de transposición de la línea a las nuevas condiciones.

Artículo 3-23

Las instalaciones del Sistema de Transmisión deberán estar equipadas con Sistemas de Protecciones Eléctricas que sean capaces de desconectarlas del SI en forma rápida, oportuna y selectiva, respetando los tiempos máximos de despeje establecidos en el Artículo 5-45, ante la ocurrencia de cortocircuitos entre fases y a tierra. Además, dichos sistemas deberán estar respaldados frente al evento que, ante la ocurrencia de una falla en la instalación protegida, el sistema de protección no cumpla su función.

En particular, dichos sistemas de protecciones deberán poseer al menos las siguientes características:

a) Para líneas del Sistema de Transmisión:

- I. Sobre 200 [kV]: Cada circuito debe contar con un doble esquema de protecciones redundante y dedicado para cada instalación, cada uno alimentado desde núcleos diferentes de los transformadores de corriente y alambrados independientes desde los transformadores de tensión, con teleprotección e interruptores con doble bobina de desenganche. Además cada interruptor de línea deberá contar con un esquema de protección contra falla de interruptor, el cual debe aislar la sección de barra a la que se conecta el circuito, y enviar orden de desenganche directo vía teleprotección al extremo remoto del circuito.

Las protecciones deberán proporcionar respaldo para fallas en la subestación del extremo remoto a la cual se conecta el circuito. Dependiendo de las contribuciones intermedias, también deberán proporcionar, el mayor respaldo remoto posible para fallas en los circuitos conectados a dicha subestación del extremo remoto.

El estudio de verificación de coordinación de ajustes de protecciones que debe presentar el Coordinado a la aprobación del Coordinador, debe demostrar que si la falla ocurre estando la teleprotección fuera de servicio, su despeje sigue siendo selectivo, y que el sistema es transitoriamente estable sin aplicar desconexión de consumos adicionales a los determinados de acuerdo a la aplicación del Criterio N-1, suponiendo una condición normal de operación de las restantes componentes del sistema de protecciones. Si ello no es posible, debe exigirse la duplicación de la teleprotección mediante vías de comunicación independientes.

El Coordinado debe diseñar el esquema de teleprotección de modo de garantizar una disponibilidad de al menos 99,95% e incorporar al Sistema de Monitoreo la información que permita al Coordinador verificar esta disponibilidad.

- II. Bajo 200 [kV]: Cada circuito deberá contar al menos con un simple esquema de protecciones, siempre que se cumplan simultáneamente las siguientes condiciones:
 - Las protecciones de los tramos de línea y transformación adyacentes que contribuyen a la falla deben poseer ajustes que permitan garantizar, al menos secuencialmente, el despeje de la falla en respaldo remoto.
 - Esta operación en respaldo no debe implicar la desconexión de más de tres tramos de línea o de transformación inmediatamente adyacentes que contribuyan a la falla.

- Esta operación en respaldo no debe implicar un tiempo total de despeje de la falla en respaldo que exceda en más de 30 ciclos (600 [ms]) los tiempos máximos indicados en el Artículo 5-45.

No obstante lo anterior, a solicitud del Coordinado y previa entrega del correspondiente estudio de verificación de coordinación de ajustes de protecciones y estabilidad transitoria, el Coordinador podrá aceptar tiempos de operación en respaldo mayores al indicado si lo estima justificable.

En caso contrario, el circuito deberá contar con un doble esquema de protecciones y con un esquema de protección contra falla de interruptor para garantizar el respaldo local.

En caso de requerirse la duplicación del esquema de protecciones, las líneas entre 150 y 200 [kV] deberán contar con alimentación de cada esquema desde núcleos diferentes de los transformadores de corriente y con alambrados independientes desde los transformadores de potencial.

Adicionalmente, las líneas entre 150 y 200 [kV] deberán contar con un esquema de protección contra falla de interruptor.

- III. En el caso de líneas entre 100 y 200 [kV], a solicitud del Coordinador con el objeto de no limitar las transmisiones, el esquema de protección deberá ser complementado con teleprotección si ello evita la pérdida de sincronismo de unidades generadoras ante la ocurrencia de un cortocircuito en la mencionada línea.

b) Para barras del Sistema de Transmisión:

- I. Sobre 300 [kV]: Cada barra debe contar con un doble esquema de protecciones diferenciales por cada sección de barra, interruptores con doble bobina de desenganche y alimentación de cada esquema desde núcleos diferentes de los transformadores de corriente. Además, la protección diferencial de cada sección de barra, deberá emitir una orden de desenganche directo vía enlace de comunicaciones a los interruptores remotos de las líneas conectadas a dicha sección.
- II. Entre 200 y 300 [kV]: Cada barra debe contar con un simple esquema de protecciones diferenciales por cada sección de barra. Igualmente deberá contar con un simple esquema de protecciones diferenciales aun cuando la barra no esté seccionada. Además, la protección diferencial de cada sección de barra, deberá emitir una orden de desenganche directo vía enlace de comunicaciones a los interruptores remotos de las líneas conectadas a dicha sección, salvo en los casos que existan conexiones en derivación de la línea y ésta pueda continuar operando entre los terminales no fallados.
- III. Bajo 200 [kV]: Cada barra debe contar con un simple esquema de protecciones diferenciales por cada sección de barra. Si la barra no está seccionada, no será exigible un esquema de protección diferencial de barras, siempre que la falla en barra sea despejada en un tiempo inferior a 20 ciclos (400 [ms]) por la operación de las protecciones propias de las instalaciones conectadas a la barra y que contribuyen a la falla.

c) Para transformadores de poder:

Los transformadores cuyo enrollado de mayor tensión sea superior a 300 [kV], deben contar con un doble esquema de protecciones diferenciales y con la alimentación a

cada esquema desde núcleos diferentes de los transformadores de corriente de cada enrollado, e interruptores de poder con doble bobina de desenganche, y esquema de protección contra falla de interruptor.

Los transformadores cuyo enrollado de mayor tensión sea inferior a 300 [kV] y mayor a 200 [kV], deben contar con un simple esquema de protección diferencial y un esquema de protección propia con otra característica de operación, e interruptores de poder con doble bobina de desenganche y esquema de protección contra falla de interruptor.

Los transformadores cuyo enrollado de mayor tensión sea inferior a 200 [kV] y superior o igual a 100 [kV], deberán contar con un simple esquema de protección diferencial y un esquema de protección propia con otra característica de operación.

Los transformadores cuyo enrollado de mayor tensión sea inferior a 100 [kV] y de potencia máxima superior a 12 [MVA] deberán utilizar un simple esquema de protección diferencial o un esquema de protección propia con otra característica de operación.

Los transformadores cuyo enrollado de mayor tensión sea inferior a 150 [kV] conectados en derivación de una línea y que tengan una potencia máxima inferior a 12 [MVA] podrán estar excepcionalmente protegidos mediante desconectores fusibles, en cuyo caso sólo se aceptaría la operación descoordinada de las protecciones de la línea para fallas entre el fusible y el enrollado de alta tensión del transformador.

Las protecciones de los tramos de línea o de transformación adyacentes que contribuyan a la falla deberán proporcionar respaldo remoto que no supere el tiempo establecido en el Artículo 5-45 más 30 ciclos (600 ms), para fallas en bornes de cualquier enrollado del transformador. En caso, de no ser posible garantizar este respaldo remoto, el transformador no respaldado deberá contar con un doble esquema de protecciones y con un esquema de protección contra falla de interruptor para garantizar el respaldo local.

- d) Para reactores shunt y condensadores serie: son aplicables exigencias análogas a las establecidas en el literal c) precedente para transformadores según el nivel de tensión.

Los esquemas de protección indicados en el presente artículo, deben permitir:

- En el ST con tensión igual o superior a 200 [kV], el acceso local y remoto desde la sala de control de la instalación, CC y Coordinador, a sus parámetros, ajustes, registros oscilográficos de fallas y registros de eventos. El acceso desde el Coordinador deberá ser configurado para permitir la lectura remota de los datos requeridos.
- En el ST con tensión superior a 100 [kV] y menor a 200 [kV], el acceso local y remoto desde la sala de control de la instalación, a sus parámetros, ajustes, registros oscilográficos de fallas y registros de eventos.
- En el ST con tensión inferior a 100 [kV] sólo se exige el acceso local a esta información.

- La información de registros oscilográficos y de eventos de protecciones deberá contar con una estampa de tiempo, la que deberá estar sincronizada mediante GPS.

Artículo 3-24

Las disposiciones del presente artículo se aplican a instalaciones del ST de tensión nominal mayor a 200 [kV], sean ellas pertenecientes al STN, STZ, STD, STPD o Internacional.

I. Interruptores de líneas de transmisión

Las líneas de transmisión del ST de tensión nominal mayor a 200 [kV] deberán poseer interruptores con la posibilidad de comandar la apertura independiente de cada polo ante fallas monofásicas y efectuar su posterior reconexión automática.

II. Configuración de barras de subestaciones

Las subestaciones del ST de tensión nominal mayor a 200 [kV] deberán tener una configuración de barras con redundancia suficiente para realizar el mantenimiento de cada interruptor asociado a líneas, transformadores u otros equipos, de manera que dichas instalaciones queden en operación durante el mantenimiento del interruptor asociado a ellas. Lo anterior no es exigible a alimentadores no enmallados o de uso exclusivo de Clientes Libres.

La configuración específica de las nuevas subestaciones, tales como esquemas en anillo, barra principal y transferencia, interruptor y medio u otro, así como el número de secciones de barra, deberá ser tal que la falla de severidad 9 en ellas pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales de Control de Contingencias.

En el caso de ampliación de subestaciones existentes se deberá verificar que la falla de severidad 9 pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias, para lo cual deberán implementarse las correspondientes medidas contra contingencias extremas previo a la autorización de la conexión.

Para ello el Coordinado que explote la subestación que se incorpora al SI o que es ampliada o modificada, deberá realizar un estudio basado en los criterios establecidos en el Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI", el que debe ser sometido a la aprobación del Coordinador.

III. Configuración de transformadores

Para subestaciones existentes se deberá verificar que la falla de severidad 8 pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias, para lo cual deberán implementarse las correspondientes medidas contra contingencias extremas.

Para subestaciones que se incorporan al SI o aquellas que sean ampliadas o modificadas, el Coordinado respectivo deberá realizar un estudio basado en los criterios establecidos en el Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de

Instalaciones que se Interconectan al SI", el que debe ser sometido a la aprobación del Coordinador.

Para subestaciones eléctricas pertenecientes al ST, los Coordinados que exploten transformadores de poder deberán disponer de transformadores de reserva, propios o de terceros, energizados o desenergizados, tal que en caso de falla permanente de uno de los transformadores de la subestación que implique restricciones al suministro a Clientes Regulados, se pueda normalizar la operación de la subestación antes de 96 horas contadas desde el inicio de la falla.

Tampoco exime al Coordinado de la exigencia de respetar los índices de Disponibilidad Programada y Forzada de transformadores establecida en el Artículo 5-60

En el caso de subestaciones de transformación de tensión primaria mayor a 200 [kV] y tensión secundaria superior a 60 [kV] que enmallan sistemas, deberán contar con un número de transformadores tal que la falla de severidad 8 en uno de ellos pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas, admitiendo la utilización de Recursos Generales de Control de Contingencias.

Artículo 3-25

En el caso que el Coordinado que explote una nueva instalación de inyección o retiro solicite su conexión en derivación de una línea del STD de tensión menor a 200 [kV] mediante un arranque de simple circuito de línea o transformación, sin interruptor, deberá dar cumplimiento a los siguientes requisitos:

- a) La conexión en derivación desde una línea de simple circuito o desde uno de los circuitos de una línea de dos o más circuitos mediante un arranque de simple circuito de línea o transformación, sin interruptor, deberá contar en el otro extremo del mismo con un sistema de protección que permitan mantener el tiempo de despeje de fallas en el circuito al cual se conecta y en el propio arranque dentro de los tiempos máximos establecidos en el Artículo 5-45, para lo cual el Coordinado que explote la línea receptora de la conexión deberá realizar las modificaciones necesarias del sistema de protecciones de la línea. Si el despeje en los tiempos indicados no es posible, se deberá implementar un esquema de teleprotección de tres terminales.

El paño en el extremo del arranque deberá contar con un esquema de protección de falla de interruptor que garantice el despeje de la contribución de corrientes de cortocircuito en caso de falla de dicho interruptor.

- b) No obstante lo anterior, a solicitud del Coordinado y previa entrega del correspondiente estudio de verificación de coordinación de ajustes de protecciones y estabilidad transitoria que muestren que no se pone en riesgo la SyCS del SI, el Coordinador podría excepcionalmente aceptar tiempos de operación mayores al indicado.

Por otra parte, si de los estudios técnicos realizados por el Coordinado que solicita la conexión para evaluar el impacto de la conexión en derivación, el Coordinador concluye que el sistema resulta inestable o si no fuera posible lograr una adecuada coordinación entre las protecciones de la línea y las del arranque, o si se identificara un deterioro en la calidad y seguridad de servicio, se deberá mejorar el

sistema de protección del arranque en el punto de derivación o seccionar ese o más circuitos de la línea, según sea necesario.

En el caso que el Coordinador que explote una instalación de inyección o retiro solicite su conexión a través de una línea de doble circuito, en un punto intermedio de una línea de dos o más circuitos que forma parte del STD de tensión menor a 200 [kV], corresponderá construir una subestación seccionadora de al menos dos circuitos de esta última.

Artículo 3-26

El grupo vectorial de conexión de los transformadores de poder que enmallan sistemas de transmisión de distintos niveles de tensión igual o mayor a 33 [kV], no deberá introducir desfase angular entre los niveles que conecta.

Artículo 3-27

Los sistemas automáticos de control de los cambiadores de tomas bajo carga de transformadores deberán contemplar mecanismos de bloqueo en su funcionamiento para evitar riesgo de colapso de tensión, conforme a lo requerido en el 0.

Artículo 3-28

Las instalaciones del ST deberán poseer todo el equipamiento necesario para una adecuada implementación de los Sistemas de Protección Multiárea que determine el Coordinador, ya sea para responder a contingencias simples o como parte del Plan de Contingencias Extremas.

Las nuevas instalaciones que se conecten al ST deberán poseer todo el equipamiento necesario para participar en los Sistemas de Protección Multiárea existentes en las subestaciones a las que se conectan, según lo determine el Coordinador.

Artículo 3-29

Las instalaciones del ST deberán poseer todo el equipamiento necesario para una adecuada implementación del PRS elaborado por el Coordinador.

Artículo 3-30

Las instalaciones del ST deberán contar con un sistema de comunicación para proveer al Coordinador toda la información que éste determine necesaria para efectos de la supervisión y coordinación de la operación del SI en Tiempo Real (SITR) y para el Sistema de Monitoreo, cuyas exigencias se encuentran definidas en el CAPÍTULO N°4. Sin perjuicio que el Coordinador pueda requerir otras magnitudes adicionales, el conjunto mínimo de magnitudes a supervisar será el indicado a continuación:

- a) Flujos de potencias activa y reactiva por cada línea del Sistema de Transmisión, medido en cada extremo de la línea e indicando la dirección del flujo.
- b) Flujos de potencia activa y reactiva en cada enrollado de cada equipo de transformación, indicando la dirección de ambos flujos.
- c) Tensiones de barra.
- d) Potencia reactiva por los equipos de compensación de potencia reactiva, indicando la dirección del flujo.

- e) Frecuencia medida en diferentes barras del Sistema de Transmisión, definidas por el Coordinador.
- f) Temperatura ambiente en diferentes subestaciones con barras en nivel de tensión igual o superior a 66 [kV], definidas por el Coordinador.

Asimismo, deberán obtenerse señales para supervisar, como mínimo, los siguientes estados:

- a) Posición de interruptores y desconectores de líneas y transformadores.
- b) Posición de los taps de los transformadores con regulación bajo carga, con indicación de operación remota.
- c) Posición de interruptores y desconectores asociados a los equipos de compensación de potencia reactiva.
- d) Indicación de alarmas de operación de cada uno de los sistemas de protección en forma independiente.

Artículo 3-31

Las instalaciones del Sistema de Transmisión deben estar diseñadas para mantener la Calidad de Producto Eléctrico según los estándares establecidos en el 0.

Artículo 3-32

Las exigencias mínimas de diseño establecidas desde el Artículo 3-33 hasta el Artículo 3-41 se aplican a Enlaces HVDC, considerando que el enlace debe poder transmitir en cualquier sentido según sea necesario para el abastecimiento económico del conjunto.

Artículo 3-33

La potencia transmitida de los enlaces HVDC, basados en conmutación natural, deberá ser compatible en todo momento con los niveles de cortocircuito en el lado de corriente alterna en ambos extremos del enlace. Para esto se deberá prever que la razón efectiva de cortocircuito trifásico en la S/E de conexión (RECC) sea superior a 2,5 para todas las condiciones de despacho efectivas, tomando en cuenta el efecto de aumento de la impedancia equivalente de cortocircuito por el desplazamiento de generación no económica en el sistema importador.

$$RECC \geq \frac{\text{Capacidad de cortocircuito del Sistema AC[MVA]} - \text{Capacidad Reactiva Enlace HVDC[MVA]}}{\text{Potencia Transmitida[MW]}}$$

El cálculo de la capacidad de cortocircuito deberá considerar todos los equipos que se conecten en el lado de corriente alterna con motivo de la conexión del enlace HVDC, tales como filtros y equipos de compensación.

El Coordinado que explote las instalaciones del enlace HVDC podrá solicitar al Coordinador la autorización para reducir la exigencia de RECC mínimo a 2. Para ello, el Coordinado deberá presentar al Coordinador un informe en el cual justifique su petición en el que se demuestre que las características del sistema de control del enlace HVDC cuentan con la tecnología y diseño para un eficiente control de fallas.

Artículo 3-34

La potencia a ser transmitida por un enlace HVDC deberá poder ser controlada en el rango que va desde el 100% hasta el 10% de su capacidad nominal, para el rango de variación normal de tensiones en el lado de corriente alterna de ambos extremos.

El Coordinado que explote las instalaciones deberá informar si la tecnología empleada le permite operar en forma estable con valores inferiores al 10% de la capacidad nominal del enlace.

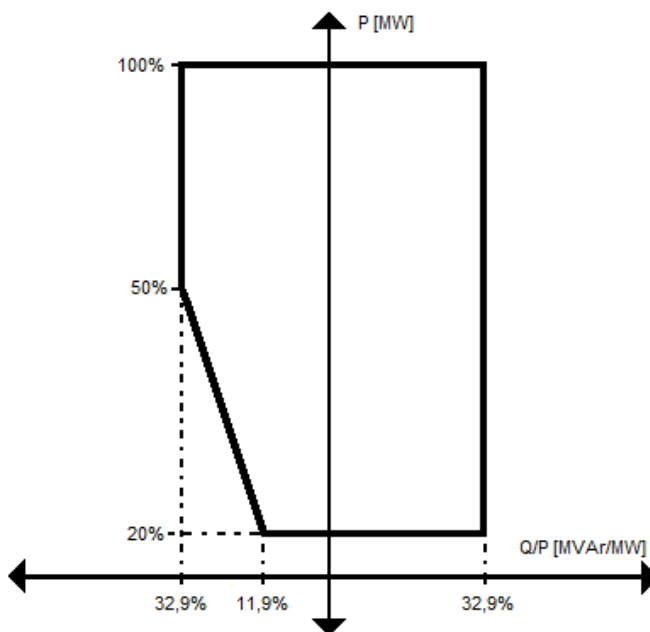
Artículo 3-35

Las instalaciones del enlace HVDC deben estar diseñadas para mantener la Calidad de Producto Eléctrico en relación a la generación de armónicas de corrientes desde las estaciones convertidoras según los estándares indicados en el 0, en todas las condiciones de operación del enlace HVDC.

El Coordinado que explote las instalaciones será responsable de instalar los filtros necesarios para dar cumplimiento a esta exigencia.

Artículo 3-36

Las Estaciones Convertidoras deberán tener la capacidad de suministrar o absorber la potencia activa nominal en el Punto de Conexión al ST, en cualquiera de los extremos terminales, para cualquier punto entre los límites de factor de potencia $\pm 0,95$, respetando la característica P/Q de la figura siguiente.



Por debajo de 20% Pnom, la estación convertidora no está obligada a inyectar o absorber potencia reactiva.

Si la estación convertidora no permite cumplir los requerimientos indicados en forma directa por razones tecnológicas, el propietario de las instalaciones deberá instalar los equipos complementarios necesarios para que ésta supla sus necesidades propias de consumo y manejo de reactivos.

Artículo 3-37

Las maniobras de equipos de compensación de potencia reactiva y filtros, necesarias para mantener la tensión y el nivel de armónicas en los rangos exigidos en la presente NT, se deberán realizar en forma automática.

Las maniobras en filtros, reactores y capacitores en los extremos receptor y transmisor de corriente alterna no deberán producir variaciones de tensión superiores a un 2% de la tensión nominal en Estado Normal.

Artículo 3-38

El enlace HVDC debe poder modular continuamente la potencia activa inyectada/retirada de la red de CA en función de las necesidades del balance potencia/frecuencia en condiciones normales.

Para ambas estaciones convertidoras(extremo receptor y transmisor), la potencia activa inyectada/retirada a la red de CA deberá mantener la potencia programada, comprendida entre la nominal y el mínimo mencionado en el Artículo 3-34 dentro del rango de frecuencias de 49 a 51 [Hz].

Para frecuencias inferiores a 49,0 [Hz] la potencia podrá tener una reducción de 2,5 %/[Hz].

El propietario de las instalaciones deberá informar al Coordinador las capacidades garantizadas por el fabricante según la tecnología de la instalación.

Artículo 3-39

En sistemas de más de un polo, el interesado deberá presentar al Coordinador los estudios de transitorios electromecánicos de sistemas de potencia para determinar los efectos de la desconexión intempestiva de uno de los polos, tomando en cuenta la capacidad de sobrecarga transitoria de los polos restantes.

Si como resultado de los estudios el Coordinador concluye que es necesario aplicar un monto de EDAC mayor que el que se justifica económicamente en la aplicación del Criterio N-1 evaluado en los términos del Artículo 5-5, el Coordinador podrá limitar la transmisión máxima a través del enlace.

Artículo 3-40

Sin perjuicio de otros estudios que se deben efectuar de acuerdo a las exigencias de la presente NT, los Coordinados que exploten las nuevas instalaciones de enlaces HVDC deberán realizar los siguientes estudios:

- I. Estudio de régimen permanente que demuestre un comportamiento satisfactorio del sistema de corriente continua y alterna, para diferentes condiciones de operación de los sistemas de corriente alterna y continua,

incluyendo condiciones extremas de hidrología, demanda, disponibilidad de unidades generadoras y despacho según disponibilidad de combustibles.

- II. Estudio de comportamiento dinámico del enlace HVDC, frente a las Contingencias Simples y Extremas definidas en el Artículo 5-37 que puedan ocurrir en los SI de ambos extremos.
- III. Estudio de sobretensiones de frecuencia fundamental indicando los elementos de control que se utilizan.
- IV. Estudio de potencia reactiva que demuestre la eficacia de los equipos de compensación de potencia reactiva.
- V. Estudio de contaminación armónica que demuestre la eficacia de los filtros.
- VI. Estudio de coordinación de protecciones con los sistemas de corriente alterna.
- VII. Estudios de Interacción Torsional Sub-Sincrónica destinados a identificar y prevenir la ocurrencia de esos fenómenos con turbogeneradores instalados en ambos extremos del enlace HVDC. Los estudios se adecuarán a lo establecido en la Recomendación IEC 60919-3.

Estos estudios deberán ser presentados al Coordinador al menos 12 meses previos a la puesta en servicio de las instalaciones. En enlaces HVDC cuya potencia máxima, al momento de su entrada en servicio, sea superior a la unidad de generación de mayor tamaño del SI, deberán ser presentados al Coordinador al menos 24 meses previos a la puesta en servicio de las instalaciones.

Artículo 3-41

El enlace HVDC deberá mantenerse operativo cuando, a consecuencia de una falla bifásica a tierra sin resistencia de falla en el SI de cualquiera de los extremos, la tensión en el Punto de Conexión se reduzca a 0,05 p.u. y permanezca en ese valor por un tiempo igual al tiempo máximo de despeje de falla establecido en el Artículo 5-45 más 20 [ms].

TÍTULO 3-5 INSTALACIONES DE CLIENTES

Artículo 3-42

Los equipamientos e Instalaciones de Clientes deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas:

- a) La potencia consumida desde el ST podrá variar de forma tal que no afecte el cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el CAPÍTULO N°5.
- b) El Coordinado que explote las instalaciones deberá realizar y presentar al Coordinador estudios de transitorios electromecánicos de sistemas de potencia para determinar los efectos de su desconexión intempestiva, total o parcial, a consecuencia de la Contingencia Simple más desfavorable en sus instalaciones.
Si como resultado de los estudios el Coordinador comprobara que esta perturbación da lugar a variaciones de frecuencia y/o tensión en el SI, que exceden los estándares establecidos en el CAPÍTULO N°5 de la presente NT, el Cliente deberá incluir las redundancias necesarias en la configuración de sus instalaciones, en equipamientos primarios o de control, que permitan asegurar el debido cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en la NT.
- c) El TDF para fallas en las Instalaciones de Clientes deberá ser determinado por el Coordinado en el estudio de coordinación de protecciones que éste deberá realizar y someter a la aprobación del Coordinador, pero en ningún caso podrán exceder los valores límites establecidos en Artículo 5-45.
- d) Disponer de protecciones de respaldo para fallas en el ST, cuando el Coordinado explote unidades generadoras que contribuyan a la falla.
Por su parte, las instalaciones del ST deberán disponer de protecciones de respaldo local o remoto para fallas en las Instalaciones de Clientes. De ser necesario, las instalaciones de cliente deberán poseer protecciones con redundancia en todos los tramos con conflicto y despejar las fallas en tiempos adecuados. Los tiempos de operación de esas protecciones deben ser determinados en el referido estudio de coordinación y aprobados por el Coordinador.
- e) El estudio de coordinación de protecciones realizado por el Coordinado deberá garantizar que el ajuste de sus protecciones y el de las protecciones del ST actúen de manera selectiva, desconectando solamente aquellos equipos necesarios para despejar la falla.

Artículo 3-43

Las Instalaciones de Clientes deberán contar con el equipamiento de compensación de potencia reactiva necesario para dar cumplimiento a la exigencia de factor de potencia especificada en los Artículo 5-22 (Clientes Libres) y Artículo 5-23 (Clientes Regulados).

Artículo 3-44

Las Instalaciones de Clientes deberán incluir el equipamiento y automatismo suficiente para participar en el EDAC, en la magnitud que el Coordinador determine, como resultado del Estudio de EDAC especificado en el CAPÍTULO N°6 de la presente NT, sin perjuicio de otros estudios que pueda elaborar el Coordinador.

Artículo 3-45

Las Instalaciones de Clientes deberán contar con un sistema de comunicación para proveer al Coordinador toda la información de medición, señalización y estado de equipos de maniobra y toda otra que éste determine para una adecuada supervisión y coordinación en Tiempo Real de la operación del SI, en particular, la necesaria para realizar una adecuada gestión del Control de Frecuencia, Control de Tensión y PRS. El Coordinador deberá establecer la información específica que se requiera en cada caso y acordará la forma de entrega o envío con el Coordinado que explote las instalaciones, cuyas características se ajustarán a las definiciones y exigencias establecidas en el CAPÍTULO N°4.

Artículo 3-46

Las Instalaciones de Clientes deberán poseer todo el equipamiento necesario para una adecuada implementación del PDCE y del PRS elaborado por el Coordinador, incluyendo los Sistemas de Protección Multiárea y los equipos de desconexión automática de carga.

Artículo 3-47

El equipamiento que pueda requerir un Cliente para el cumplimiento de lo indicado en el presente Título, de ser necesario, podrá ser instalado en las Instalaciones del Cliente, previo acuerdo con el Coordinado que explote dichas instalaciones.

En dicho caso, las medidas o Auditorias Técnicas que se efectúen para verificar el cumplimiento de la presente NT deberán tomar en cuenta esta situación.

Artículo 3-48

Las Instalaciones de Clientes deben estar diseñadas para mantener la Calidad de Producto Eléctrico según los estándares establecidos en el 0.

TÍTULO 3-6 REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA LA INTERCONEXIÓN Y MODIFICACIÓN DE INSTALACIONES

Artículo 3-49

La conexión al SI de toda nueva instalación o toda modificación de una instalación existente, sean de generación, transmisión, o de Clientes, u otras explotadas por Coordinados de cualquier categoría, deberá cumplir con las exigencias mínimas para el diseño de instalaciones contenidas en la NT, y con las exigencias establecidas en el Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI".

CAPÍTULO N°4

Exigencias Mínimas para Sistemas de Información y Comunicación

TÍTULO 4-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 4-1

El objetivo del presente Capítulo es establecer las exigencias mínimas en materia de equipamientos de medición y adquisición de datos, sistemas de comunicación, sistemas de información y control, que deben cumplir los Coordinados, según corresponda, así como el Coordinador y los CC del SI.

Artículo 4-2

Las disposiciones del presente Capítulo comprenden los siguientes sistemas:

- a) Sistema de Información en Tiempo Real (SITR), el cual deberá estar conformado por un sistema de transmisión de datos que brinde los medios físicos necesarios para llevar a cabo la coordinación de la operación en Tiempo Real en un SI.
- b) Sistemas de Comunicaciones de Voz Operativas, el cual deberá estar conformado por canales de comunicación de voz que permitan en todo momento una comunicación directa entre los Coordinados y el CC que los coordina; y, entre los CC y el CDC Principal y de Respaldo al que se refiere el Artículo 2-12.

En el Anexo Técnico respectivo se establecerá las características de los enlaces y la metodología de medición de la disponibilidad.

- c) Sistema de Monitoreo, el cual deberá estar conformado por el equipamiento necesario que permita al Coordinador realizar el monitoreo de las principales instalaciones del SI.
- d) Sistema de Medidas de Transferencias Económicas, el cual deberá estar conformado por el equipamiento, comunicaciones y sistema informático, necesario que permita al Coordinador acceder de forma directa y con la frecuencia que ésta requiera, a los equipos de medida por medio de enlaces de comunicación utilizando protocolo TCP/IP, con el fin de disponer de toda la información necesaria para la ejecución de los procesos de transferencias económicas correspondientes.

Artículo 4-3

Los Coordinados deberán disponer en todo momento de los siguientes servicios de telecomunicaciones:

- a) Para transmisión bidireccional de datos del SITR en enlaces de datos en Tiempo Real entre los equipamientos informáticos de los CC y el Coordinador; y para transmisión de datos de aquellas instalaciones que el Coordinador determine deben ser supervisadas en Tiempo Real.
- b) Para Comunicaciones de Voz Operativas, correspondiente a los vínculos telefónicos de uso exclusivo para la operación en Tiempo Real, necesarios para establecer las comunicaciones de voz entre los Coordinados y el CC que los coordina; entre los CC y el CDC Principal y de Respaldo al que se refiere el Artículo 2-12; y entre aquellos Coordinados que posean una relación funcional de tipo operativo. Para la aplicación de los PRS, en los casos que el Coordinador justifique fundadamente, estas comunicaciones podrán establecerse entre Coordinados o entre éstos y el Coordinador.

- c) Para el Sistema de Monitoreo del SI, correspondiente a los enlaces para la lectura remota de protecciones, registros locales de perturbaciones, o interrogación de equipamiento de monitoreo sistémico.
- d) Para la transmisión de datos del Sistema de Medidas de Transferencias Económicas, correspondiente a los enlaces de comunicación de datos entre los Equipos de Medida y los sistemas de interrogación remota utilizados por el Coordinador.

Los Coordinados deberán disponer de respaldos en todo el equipamiento involucrado en las comunicaciones de datos y voz operativas, para asegurar el cumplimiento de las obligaciones del Coordinador, exceptuando las relacionadas con lo mencionado en el literal d) del presente artículo.

Las exigencias mínimas son válidas también para los Coordinados que no disponen de un CC propio.

TÍTULO 4-2 SISTEMA DE INFORMACION EN TIEMPO REAL

Artículo 4-4

Los Coordinados deberán suministrar al Coordinador toda la información en Tiempo Real que éste considere necesaria para efectos de una adecuada coordinación de la operación en Tiempo Real del SI.

Para tal efecto, los Coordinados deberán disponer del equipamiento necesario que les permita establecer el enlace de datos en Tiempo Real entre los equipamientos informáticos de sus CC y el CDC Principal y de Respaldo al que se refiere el Artículo 2-12.

Asimismo, la información en Tiempo Real deberá permitir al Coordinador, efectuar una adecuada supervisión de la operación del SI, y verificar que la operación del SI está cumpliendo en todo momento las exigencias establecidas en la presente NT.

Artículo 4-5

Los servicios señalados en el artículo precedente, podrán ser satisfechos en forma individual o en forma colectiva con otros Coordinados.

La característica de los enlaces respectivos será definida por el Coordinador de acuerdo a lo establecido como parte del Anexo Técnico indicado en el Artículo 4-11.

Artículo 4-6

Los Coordinados serán los responsables del correcto funcionamiento y mantenimiento de los sistemas de comunicación que deban implementar así como también del cumplimiento de las pautas de disponibilidad y calidad establecidas para éstos.

Artículo 4-7

Para el caso específico del equipamiento que son utilizados en el SITR, los Coordinados deberán instalar los equipos que intervienen en la adquisición de datos con una precisión Clase 2 ANSI, esto es, 2% de error, u otra Clase de menor error. En base a las características del SI y la disponibilidad tecnológica del mercado, el Coordinador deberá establecer y publicar una vez cada 4 años en su sitio Web, los errores máximos admisibles para los transformadores de medida y transductores del SI que serán exigibles a las nuevas instalaciones.

Artículo 4-8

El incumplimiento de las obligaciones establecidas en los artículos precedentes del presente Título, cualquiera fuere su causa, por parte de cualquier Coordinado, deberá ser comunicado por el Coordinador a la Superintendencia, en un plazo máximo de 10 días de verificado el incumplimiento.

Artículo 4-9

El Coordinador estará sujeto al cumplimiento de las siguientes obligaciones:

- a) Deberá permitir la conexión entre los equipamientos del CDC Principal y de Respaldo al que se refiere el Artículo 2-12y de los CC de los Coordinados, para efectuar en Tiempo Real el intercambio de datos, mediciones e informaciones de la operación. Para ello el Coordinador deberá instalar los equipos necesarios para ofrecer acceso a los enlaces de datos, individuales o colectivos, que surjan de la presente NT, en cuyos puertos de entrada se establece la frontera entre sus responsabilidades y las de los Coordinados respecto del SITR.
- b) Será responsable de la disponibilidad, operación y mantenimiento de sus equipos y conexiones destinadas a las comunicaciones con los Coordinados.
- c) Será responsable de realizar el procesamiento de los datos que reciba y deba transmitir.
- d) Deberá permitir la difusión de la información operativa del SI que sea requerida por los Coordinados para la operación de sus instalaciones.
- e) La ubicación, características y concentración de los puertos de entrada a los equipos que manejan los enlaces de datos indicados en el punto a) anterior será definida por el Coordinador tomando en cuenta el criterio de optimizar las conexiones de los Coordinados con ambos centros del Coordinador como parte del estudio indicado en el Artículo 2-12.

Artículo 4-10

Cada Coordinado estará sujeto al cumplimiento de las siguientes obligaciones:

- a) Poner a disposición del Coordinador toda la información requerida con la disponibilidad y calidad que publique anualmente éste para los vínculos de comunicaciones.
- b) Proveer al Coordinador la información con la calidad y disponibilidad requerida, con independencia de la participación de terceros y/o de los agrupamientos motivados en la utilización de un medio común de comunicaciones.
- c) Mantener las comunicaciones necesarias con el CC de las instalaciones del Sistema de Transmisión al cual está conectado.

Artículo 4-11

El conjunto de parámetros técnicos y operativos que debe transmitir cada Coordinado al Coordinador son definidos en el Anexo Técnico "Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de Datos al SITR", y será como mínimo el que se define en Artículo 3-19, Artículo 3-30, Artículo 3-30 y Artículo 3-45, según corresponda.

El Anexo Técnico indicará las Especificaciones Técnicas que deben cumplir los enlaces de datos donde quedará establecida la forma de conexión en el Centro Principal y de Respaldo.

Artículo 4-12

El equipamiento que deben disponer los Coordinados para establecer el enlace de datos con el Coordinador, deberá garantizar una disponibilidad de la información, tanto en los equipos del CC respectivo como en los del Coordinador, mayor o igual a 99,5% mensual, incluyendo en el cómputo a los canales de comunicación de datos. El Coordinador deberá establecer la

metodología de medición de esta disponibilidad en el Anexo Técnico indicado en el Artículo 4-11.

Artículo 4-13

Los Coordinados deberán asegurar que sus instalaciones, equipamientos informáticos, sistemas de comunicaciones, entre otros, utilizados para la transmisión de información en Tiempo Real hacia el Coordinador, disponen del respaldo de alimentación necesario para evitar que se interrumpa su comunicación como consecuencia de una interrupción de suministro eléctrico.

Artículo 4-14

Los Coordinados deberán entregar las mediciones que determine el Coordinador para cumplir con un nivel de redundancia tal, que permita verificar su certidumbre mediante un estimador de estado y configurar una base de datos de Tiempo Real consistente con los requerimientos de funcionamiento de los programas de aplicación de uso corriente en el Centro del Coordinador. A estos efectos el Anexo Técnico "Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de Datos al SITR" incluirá el listado de señales requeridas.

Artículo 4-15

La selección de las alarmas y los agrupamientos a realizar para su transmisión desde las instalaciones de los Coordinados al Centro del Coordinador serán definidos y acordados entre el Coordinador y cada Coordinado, de acuerdo a las características particulares de los equipamientos de protección y maniobra. El agrupamiento de alarmas se realizará de manera que permita identificar con un mínimo número de éstas, el grado de afectación de la disponibilidad de un equipamiento o conjunto de equipos a consecuencia de una falla.

Artículo 4-16

La información requerida para el SITR debe contar con la debida sincronización horaria, para lo cual será transmitida desde las instalaciones de los Coordinados al Coordinador con su marca de Tiempo Real de ocurrencia, entendiéndose por tal, la indicación de la Hora Oficial de ocurrencia de cada evento, con un error máximo de +100 [μ s], respecto de la base de tiempo establecida por el reloj patrón. El reloj patrón será la señal GPS ajustada a la Hora Oficial.

Los datos que se integren a la base de datos de Tiempo Real del Coordinador deberán registrarse con un retardo no superior a 5 segundos contados desde el momento de su ocurrencia. En el caso de los cambios de estado estos deberán ser enviados con la respectiva estampa de tiempo, usando la versión adecuada del protocolo de comunicación.

Para la implementación del AGC, el Coordinador podrá exigir edad de datos de 2 segundos para cierta información crítica que se defina necesaria para el proyecto.

Adicionalmente, aquellas instalaciones que la el Coordinador indique, deberán disponer de servicios de telecomunicaciones adecuados para la transmisión unidireccional hacia el Centro del Coordinador de variables fasoriales en tiempo real, que permitan efectuar el monitoreo de la operación dinámica del SI.

Artículo 4-17

El Coordinador deberá supervisar y verificar permanentemente la efectiva participación de cada unidad generadora en el CPF y en el CSF con periodicidad mensual, a través de los recursos de medición, registros y señales básicas que establece la presente NT y los que establezca el Coordinador.

Para ello, el Coordinador podrá requerir que se envíe en tiempo real variables relevantes al control de frecuencia tales como valor de estatismo, límites de generación, tiempo de toma de carga de las unidades de generación que corresponda.

El Coordinador definirá los medios a utilizar, tanto en el CDC como en los CC de instalaciones de generación, para efectuar una adecuada supervisión del desempeño de las unidades generadoras que participan en el CPF y en el CSF.

Para efectos de realizar el CSF a través de un AGC, los Coordinados deberán facilitar las instalaciones y recursos disponibles, así como instalar los equipos de control, supervisión y sistemas de comunicaciones, que permitan contar con una plataforma totalmente independiente y redundante de manera de garantizar calidad en el servicio de información para monitoreo y control del AGC, conforme a los requerimientos que establezca el Coordinador para estos efectos.

Los protocolos y canales de comunicación para el AGC serán definidos por el Coordinador 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 Coordinador 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 Coordinador.

Además, cada unidad generadora deberá responder a la consigna que envíe el AGC en un tiempo de retardo máximo que definirá el Coordinador 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.

Artículo 4-18

El Coordinador deberá contar en todo momento con todas las mediciones en Tiempo Real con una calidad tal que le permita verificar el cumplimiento de los compromisos y responsabilidades asignadas por éste a cada Coordinado en el Control de Tensión. La adquisición de datos deberá permitir y facilitar la comparación de los valores de consigna con las tensiones en todas las barras del Sistema de Transmisión.

TÍTULO 4-3 COMUNICACIONES DE VOZ OPERATIVAS

Artículo 4-19

El Coordinador, los CC y Coordinados, estarán sujetos al cumplimiento de las siguientes obligaciones:

- a) Las comunicaciones a través del canal de voz, entre los Coordinados y CC que los coordina y entre los CC y el CDC, serán consideradas oficiales, por lo que las indicaciones, decisiones y órdenes comunicadas a través de dicho medio serán grabadas por los CC y CDC, según corresponda, y reconocidas como tales por los Coordinados.
- b) El Coordinador instalará centrales o sistemas telefónicos debidamente dimensionadas para la cantidad de conexiones de comunicación que surjan de la presente NT, previendo en cada una de ellas un tablero de conexiones cruzadas, en cuyo lado externo se establece la frontera entre sus responsabilidades y las de los Coordinados, con respecto al servicio de comunicaciones de voz operativas.
- c) La ubicación, características y concentración de los puertos de entrada a las centrales o sistemas telefónicos indicados en el punto b) anterior será definido por el Coordinador tomando en cuenta el criterio de simplificar las conexiones de los Coordinados con el CDC Principal y con el CDC de Respaldo del Coordinador.

Artículo 4-20

Los canales de voz entre los Coordinados y el CC que los coordina y entre los CC y el CDC no podrán ser utilizados para comunicaciones que no estén directamente relacionadas con la operación del SI. La marca de tiempo de las comunicaciones grabadas en el CDC estará sincronizada con la base de tiempo del propio Coordinador, y la marca de tiempo de las comunicaciones grabadas en el CC deberá contar con la debida sincronización horaria, entendiéndose por tal el registro definido en el Artículo 4-16, con un error máximo de ± 1 segundo.

Artículo 4-21

El Coordinador y los CC tendrán la responsabilidad de conservar el archivo de las comunicaciones del canal de voz por un período mínimo de 6 meses. Este archivo deberá estar disponible para consulta de los Coordinados y los CC.

No obstante lo anterior, en el caso que un evento o incidente ocurrido en el SI esté siendo analizado o investigado por el Coordinador o la Superintendencia y el registro de comunicaciones de voz se torne una evidencia necesaria para los anteriores procesos, el citado registro deberá conservarse hasta que dichos procesos hayan concluido o exista pronunciamiento definitivo al respecto. Para efectos de lo señalado en este artículo, se entenderá que la Superintendencia está analizando o investigando un evento o incidente, si ese organismo solicita al Coordinador antecedentes sobre el evento o incidente dentro del plazo de 6 meses desde su ocurrencia.

Artículo 4-22

En la forma y oportunidad que el Coordinador disponga, los Coordinados deberán informar la nómina de su personal autorizado a comunicarse con el CDC a través de los canales de

comunicación oficiales, para recibir instrucciones, entregar informaciones y tomar decisiones en nombre de éstos.

Artículo 4-23

Los canales de comunicación de voz entre los Coordinados y el CDC se regirán de acuerdo al estado de operación del SI, que será definido por el Coordinador, conforme a lo que a continuación se indica:

- a) En Estado Normal, las comunicaciones se realizarán sin restricciones para intercambiar información relacionada con la operación del SI.
- b) En Estado de Alerta, los canales de comunicación de voz serán ocupados única y exclusivamente para las comunicaciones entre los CC de los Coordinados y el CDC, para materias relacionadas con la operación en Tiempo Real del SI.
- c) En Estado de Emergencia, los canales de comunicación de voz serán utilizados única y exclusivamente para comunicarse con el CDC cuando éste así lo requiera, o si a juicio de un Coordinado, la información a entregar está estrictamente relacionada con el Estado de Emergencia.

Artículo 4-24

El equipamiento que deben disponer los Coordinados para establecer las comunicaciones de voz operativas, entre los Coordinados y el CC que los coordina y entre los CC y el CDC, deberán disponer de las redundancias y respaldos necesarios, que garantice una disponibilidad 99,5%, medida en una ventana móvil de 12 meses. El CDC podrá considerar vías alternativas de comunicación en Estado de Emergencia, las cuales deberán ser incorporadas en el PRS que debe desarrollar el Coordinador. Estas vías alternativas podrán ser utilizadas solo bajo los términos y condiciones que establezca el propio Coordinador en su PRS.

No obstante, frente a contingencias que afecten los sistemas de comunicaciones, los CC de cada Coordinado y el CDC deberán contar con a lo menos un teléfono satelital.

Artículo 4-25

El incumplimiento de lo señalado en los artículos precedentes por parte de cualquier Coordinado, y como consecuencia de éste interfiera con la debida operación y coordinación que realiza el Coordinador, será informado por éste como un hecho esencial a la Superintendencia, en un plazo no superior a 3 días de ocurrido el incumplimiento.

TÍTULO 4-4 SISTEMA DE MONITOREO

Artículo 4-26

El Coordinador deberá disponer de un sistema de monitoreo permanente en los puntos del SI que el propio Coordinador determine, que le permita verificar en todo momento el desempeño de las principales instalaciones del SI en todos los estados de operación y ante contingencias.

Artículo 4-27

El sistema de monitoreo tendrá una arquitectura básica consistente en un centro concentrador de información y una red de sistemas dispersos de recolección y procesamiento de mediciones a nivel local, los cuales transmitirán la información al centro concentrador para su procesamiento y análisis. El Coordinador determinará los registros que deberán ser transmitidos en Tiempo Real al CDC. Si la tecnología implementada por el SITR así lo permite, cualquiera de las funciones antes indicadas podrá ser efectuada por el SITR.

El Anexo Técnico "Sistema de Monitoreo" definirá los puntos, equipos, sistemas de comunicaciones y todo lo necesario para realizar el monitoreo según se indica en la presente NT.

Artículo 4-28

El sistema de monitoreo se basará en la instalación de equipos encargados de realizar el registro dinámico del sistema de potencia, a través de la adquisición en Tiempo Real de variables relevantes del SI, que permitan registrar la ocurrencia de perturbaciones en el sistema y cambios de estado operativo. Las características de los registros deberán ser tales que el procesamiento de los mismos permita verificar o realizar:

- a) El nivel de amortiguamiento presente en las oscilaciones de potencia en el SI, con el objeto de establecer si se cumplen los estándares exigidos en la presente NT, o si existe necesidad de implementar medidas correctivas.
- b) El correcto funcionamiento de las protecciones del SI, en cuanto a los valores de ajuste, tiempos de intervención requeridos y su adecuada coordinación.
- c) Análisis post operativos de fallas o perturbaciones severas ocurridas en el SI, en especial aquellas de escasa probabilidad de ocurrencia, o que se hubieran iniciado por causas desconocidas.
- d) El desempeño de los EDAC, EDAG, ERAG y Sistemas de Protección Multiárea en general; y, en particular, la contribución de las Instalaciones de Clientes a estos esquemas en los puntos que el Coordinador determine.
- e) El desempeño del PDCE diseñado por el Coordinador.
- f) El margen de estabilidad estática o dinámica del SI dados los puntos de monitoreo de interés.

TÍTULO 4-5 SISTEMA DE MEDIDAS DE TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS

Artículo 4-29

Los coordinados deberán disponer de sistemas de medida de transferencias económicas dedicados exclusivamente para tal función, esto implica transformadores de medida con núcleos exclusivos y cableados dedicados con diseños que permitan la inclusión de sellos que garanticen la invulnerabilidad de los sistemas en todos los puntos en los que sea posible intervenir. Los medidores de energía que son utilizados en la balance de transferencia de energía deben cumplir con el índice de clase de precisión del 0,2% IEC (62053-22 y 62052-11). Los errores máximos admisibles para los transformadores de medida deben ser de Clase 0,2% (IEC 61869-2 para TC e IEC 61869-3/5 para TP), para el caso de Equipos Compactos de Medida deben ser de Clase 0,3% (ANSI C.12), y la tolerancia máxima, por diseño, del error de los cableados debe ser de 0,2%. Dichas características serán auditadas por el Coordinador, auditorías que establecerá el Anexo Técnico “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas”.

Adicionalmente los Coordinados deberán disponer del equipamiento y comunicaciones necesarias del sistema de medida, los cuales deben cumplir con las características de precisión y accesibilidad para la interrogación remota, sincronización horaria, y otras características técnicas que establecerá el Anexo Técnico “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas”.

El Equipo de Medida debe disponer, como mínimo, de una puerta de comunicaciones Ethernet, exclusiva o compartida, disponible para el Coordinador, a objeto de que sea accedida por la plataforma de recepción de medidas de transferencias económicas. En casos justificados los coordinados podrán presentar al Coordinador otras alternativas de solución para acceso a la data del medidor, la que deberá ser autorizada por el Coordinador.

La comunicación se realizará por medio del uso de acceso VPN a la red de equipos de medida del coordinado con ruta dirigida exclusivamente a los equipos de medida, resguardando la seguridad de la información de las empresas coordinadas y del Coordinador. El Coordinador definirá el tipo de VPN a emplear, la que se establecerá en el Anexo Técnico “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas”.

Artículo 4-30

Las medidas requeridas para las transferencias económicas deben contar con la debida sincronización horaria mediante GPS en el Equipo de Medida ya sea en forma local o vía remota mediante protocolo NTP o IRIG-B. El Coordinador podrá supervisar y solicitar el respectivo ajuste de la hora de la data en los equipos de medida, si ésta se encuentra fuera de un umbral (mayor a 1 minuto de desfase) respecto de la Hora Oficial establecida en esta NT.

Artículo 4-31

El Coordinado debe disponer del equipamiento necesario que permita al Coordinador obtener en forma directa las medidas de Transferencias Económicas, en los términos señalados en el presente título.

La ubicación, características y concentración de los equipos de conexión entre los enlaces TCP/IP y la plataforma de recepción de Medidas de Transferencias Económicas serán definidas en el Anexo Técnico “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas”.

Artículo 4-32

Los Coordinados serán los responsables del correcto funcionamiento de los enlaces de comunicaciones entre los sistemas de interrogación remota del Coordinador y de todo el equipamiento de medida que corresponda a las mediciones que debe entregar para las transferencias económicas. Los equipos de medida correspondientes a medidas de consumos serán de responsabilidad de los coordinados Clientes. Los equipos de medida correspondientes a medidas de inyección de centrales serán de responsabilidad de los Coordinados generadores. Los equipos de medida de instalaciones de conexión a barras de transmisión distintas a las anteriores, serán de responsabilidad de los Coordinados propietarios de estas instalaciones. Sin perjuicio de las responsabilidades señaladas, los Coordinados podrán asignar la administración de los enlaces de comunicaciones y del equipamiento de medida con algún tercero, lo cual deben informar previamente al Coordinador.

El acceso directo a las medidas del medidor de los coordinados con el Coordinador, deberá garantizar una disponibilidad de la información mayor o igual a 97%, medida en una ventana móvil de 12 meses, incluyendo en el cálculo la disponibilidad de los equipos de medida. La metodología de medición de la disponibilidad se establecerá en el Anexo Técnico “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas”.

Artículo 4-33

El Coordinador definirá los puntos del sistema en los cuales debe existir equipos de medida necesarios para recabar toda la información necesaria para la ejecución de los procesos de transferencias económicas correspondientes.

En el Anexo Técnico “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas” se definirán los tiempos máximos en que cada Coordinado debe disponer y habilitar los equipos de medida necesarios en caso de que estos no se encuentren disponibles.

Artículo 4-34

El Coordinador deberá publicar mensualmente en su sitio Web la información de medidas recabadas en los procesos de Transferencias Económicas.

CAPÍTULO N°5
Exigencias para
Estándares de Seguridad
y Calidad de Servicio

TÍTULO 5-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 5-1

El objetivo del presente Capítulo es definir las exigencias mínimas de SyCS del SI para todas las condiciones de operación, considerando el SI operando en forma integrada o disgregado en Islas Eléctricas.

Artículo 5-2

El alcance del presente Capítulo es:

- a) Establecer estándares de SyCS que permitan calificar los estados de operación del SI y discriminar los estados aceptables de aquellos que no lo son, a partir de la definición de un conjunto de indicadores característicos de la operación del SI.
- b) Establecer las exigencias mediante las cuales se definen las capacidades y condiciones de operación de las instalaciones del SI.
- c) Definir las especificaciones y requerimientos de los Estudios que debe realizar el Coordinador para la determinación de los límites o márgenes operacionales.

TÍTULO 5-2 EXIGENCIAS GENERALES

Artículo 5-3

Los estándares de SyCS serán aquellas exigencias aplicables a la operación del SI, en función del estado en que se encuentra operando el SI, conforme a la siguiente agrupación:

- a) Estado Normal,
- b) Estado de Alerta, y
- c) Estado de Emergencia.

Artículo 5-4

Los límites aplicables a la operación del SI serán determinados en base a consideraciones técnicas y económicas debidamente justificadas, estas últimas entendidas como el compromiso entre los costos y beneficios obtenidos para el conjunto del SI, conforme a los estándares de SyCS que se exigen en el presente Capítulo.

Artículo 5-5

La planificación para el desarrollo del SI deberá ser realizada aplicando el Criterio N-1, definido según lo establecido en el Artículo 1-7 numeral 30.

En los estudios de planificación, la aplicación del Criterio N-1 solo podrá utilizar recursos EDAC, EDAG o ERAG supervisados por frecuencia o por tensión.

Las instalaciones de los STD que operen con Enmallamiento también deberán dar cumplimiento a los criterios de planificación indicados en el presente artículo.

Artículo 5-6

La planificación de la operación del SI deberá ser realizada aplicando el Criterio N-1, en los términos definidos en el Artículo 5-7.

Asimismo, el Coordinador coordinará la operación de las instalaciones del SI de modo que se asegure en todo momento lo señalado en el inciso anterior, dando así cumplimiento a las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT.

Artículo 5-7

La aplicación del Criterio N-1 que realice el Coordinador, deberá considerar en todos los estudios de programación de la operación establecidos en la NT, que una Contingencia Simple pueda ser controlada sin que sus efectos se propaguen al resto de las instalaciones del SI, mediante el uso de los Recursos Generales de Control de Contingencias.

Para determinar el grado de participación de los recursos EDAG, ERAG o EDAC (activados por Desenganche Directo, por subfrecuencia o por subtensión) contemplados en la aplicación del Criterio N-1, el Coordinador deberá realizar una evaluación técnico-económica considerando el costo de energía no suministrada de corta duración y la probabilidad de falla.

Artículo 5-8

Los usuarios, sean éstos Clientes Regulados o Clientes Libres, que presten servicios de desprendimiento automático de carga por subfrecuencia, subtensión o activados por desenganche directo, así como servicios de desprendimiento manual de carga, recibirán una remuneración por la prestación de dichos servicios complementarios solo una vez superado el límite de desconexiones u horas acumuladas de desconexión, en el periodo de un año calendario. Esta estadística la deberá llevar el Coordinador por cliente y por barra de consumo, considerando la evaluación de desempeño establecida en el Anexo Técnico “Verificación de la Activación Óptima de los EDAC, EDAG y ERAG”, y deberá ser publicada en su sitio web. La estadística publicada y actualizada a lo menos mensualmente, deberá permitir a clientes libres y regulados conocer el estado de sus desconexiones y horas acumuladas y permitir a la Comisión evaluar la pertinencia de los límites definidos.

Los límites de desconexiones y horas acumuladas para el Sistema Eléctrico Nacional son los siguientes:

- SEN: 6 desconexiones o 3 horas.

Artículo 5-9

Las unidades generadoras sincrónicas y parques eólicos y fotovoltaicos que operen interconectados al SI deberán disponer de la capacidad de absorber o entregar potencia reactiva, conforme se indica en el 0 de la presente NT.

Artículo 5-10

Las unidades y centrales generadoras interconectadas al SI y que dispongan del equipamiento para el Control Primario de Frecuencia, deberán habilitar esta funcionalidad según lo determine el Coordinador.

Artículo 5-11

Los Coordinados que operan instalaciones pertenecientes al ST deberán poner a disposición y coordinar con el Coordinador la operación de los equipos de compensación de potencia reactiva exigidos en el Artículo 3-21.

TÍTULO 5-3 ESTÁNDARES PARA INSTALACIONES DE CLIENTES

Artículo 5-12

Los EDAC que se implementen en Instalaciones de Clientes como Recursos Generales de Control de Contingencias serán los que resulten de la aplicación del Artículo 5-7, realizada de acuerdo al Anexo Técnico "Verificación de la Activación Óptima de los EDAC, EDAG y ERAG", y definidos en el Estudio de EDAC o en los estudios que efectúe el Coordinador para estos efectos.

Como resultado del Estudio de PDCE, el Coordinador también podrá requerir la implementación de los EDAC adicionales y Sistemas de Protección Multiárea, que se requieran como Recursos Adicionales para el Control de Contingencias Extremas.

Los montos que se implementen podrán ser modificados por el Coordinador, en caso de producirse incorporaciones o modificaciones importantes en el SI que puedan afectar el correcto funcionamiento de los EDAC, para así mantener ajustado su valor a las necesidades de SyCS del SI.

Artículo 5-13

Tanto los Clientes Regulados como los Clientes Libres serán responsables de instalar, administrar y operar los equipamientos necesarios para cumplir con los porcentajes de participación en el EDAC por subfrecuencia que defina el Coordinador según el Artículo 5-12.

No obstante, los Coordinados podrán convenir con terceros que desconecten una carga equivalente para dar cumplimiento a esta obligación, siempre que se demuestre al Coordinador que los efectos de esta desconexión resultan equivalentes.

Artículo 5-14

La demanda total disponible para el EDAC por subfrecuencia no deberá ser menor al 30% de la demanda conjunta del SI. El porcentaje de demanda a afectar ante cada contingencia mediante la habilitación total o parcial de los EDAC disponibles por subfrecuencia deberá ser determinado por el Coordinador según lo indicado en el Artículo 5-12.

El monto de EDAC que debe disponer cada Coordinado para cubrir este total será distribuido en escalones, con el objeto de que el monto efectivamente racionado sea incremental en función de la gravedad creciente de la falla.

Artículo 5-15

En las Instalaciones de Clientes se implementará el aporte al EDAC por subfrecuencia a través de:

- a) Instalación de equipamientos que deben medir la frecuencia en un tiempo no mayor a 6 ciclos, mediante un proceso de muestreo y filtrado que elimine comportamientos oscilatorios o inestables, y enviar luego la señal de apertura a los interruptores que desconectan los consumos habilitados para participar del EDAC

por subfrecuencia, cuando ellas alcanzan los niveles de ajuste y retardo determinados en el Estudio de EDAC.

La operación del esquema en su conjunto, incluyendo la apertura de interruptores, no deberá superar los 200 [ms].

- b) En forma complementaria, el Cliente podrá utilizar o acreditar el uso de Equipos de Compensación de Energía Activa que permitan aportar con un tiempo de respuesta equivalente, y sostener durante el tiempo que requiera el Coordinador, una potencia al menos equivalente a la desconexión de consumo que le asigna el Estudio de EDAC en el respectivo escalón de subfrecuencia.

No obstante lo anterior, el Coordinador podrá solicitar la instalación de equipamientos que, además de medir la frecuencia, midan su derivada en las mismas condiciones indicadas en a).

Los equipos de medición de frecuencia deberán contar con registros oscilográficos de fallas y registros de eventos debidamente sincronizados mediante GPS.

Artículo 5-16

Tanto los Clientes Regulados como los Libres serán responsables de instalar, administrar y operar los equipamientos necesarios para cumplir con los porcentajes de participación en el EDAC por subtensión que defina el Coordinador según el Artículo 5-12.

No obstante, los Coordinados podrán convenir con terceros que desconecten una carga equivalente para dar cumplimiento a esta obligación, siempre que se demuestre al Coordinador que los efectos de esta desconexión resultan equivalentes.

Artículo 5-17

La demanda total disponible para el EDAC por subtensión no deberá ser menor al 20% de la demanda conjunta del SI. El porcentaje de demanda a afectar ante cada contingencia mediante la habilitación total o parcial de los EDAC disponibles por subtensión deberá ser determinado por el Coordinador según lo indicado en el Artículo 5-12.

El monto de EDAC que debe disponer cada Coordinado para cubrir este total será distribuido en escalones, en lo posible de similar magnitud, con el objeto que el monto efectivamente racionado sea incremental en función de la gravedad creciente de la falla.

Artículo 5-18

En las Instalaciones de Clientes se implementará el aporte al EDAC por subtensión a través de la instalación de equipamientos que deben medir la tensión en no más de 6 ciclos (120 [ms]), y operar con un tiempo de retardo ajustable entre 0 y 1 [s], enviando la señal de apertura a los interruptores que desconectan los consumos habilitados para participar del EDAC por subtensión determinados en el Estudio de EDAC.

Los equipos de medición de tensión deberán contar con registros oscilográficos de fallas y registros de eventos debidamente sincronizados mediante GPS.

Artículo 5-19

Los Clientes Regulados y Clientes Libres serán responsables de instalar, administrar y operar los equipamientos necesarios para cumplir con los porcentajes de participación en el EDAC por Desenganche Directo que defina el Coordinador según el Artículo 5-12.

No obstante, los Coordinados podrán convenir con terceros que desconecten una carga equivalente para dar cumplimiento a esta obligación, siempre que se demuestre al Coordinador que los efectos de esta desconexión resultan equivalentes.

Artículo 5-20

En las Instalaciones de Clientes se implementará el aporte al EDAC por Desenganche Directo a través de la habilitación de la orden de desenganche sobre los interruptores de los consumos correspondientes, por la recepción de la señal que da cuenta de la ocurrencia de la contingencia que se desea controlar, en los tiempos que determine el Estudio correspondiente.

Artículo 5-21

Será responsabilidad del Coordinador realizar los estudios periódicos para revisar y verificar la efectividad de los EDAC y Sistemas de Protección Multiárea y sus resultados deberán ser publicados en su sitio Web. Esta periodicidad será de al menos cada 2 años.

Artículo 5-22

Las Instalaciones de Clientes Libres deberán presentar un factor de potencia calculado en intervalos integrados de 15 minutos, en cualquier condición de carga, medido en sus respectivas Instalaciones de Conexión conectadas a los Puntos de Control del Cliente, según nivel de tensión como se indica a continuación:

- a) 0,93 inductivo y 0,96 capacitivo en los Puntos de Control con tensión nominal inferior a 30 [kV].
- b) 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo en los Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 30 [kV] e inferiores a 100 [kV].
- c) 0,98 inductivo y 0,995 capacitivo en los Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 100 [kV] e inferiores a 200 [kV].
- d) 0,98 inductivo y 1,000 en los Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 200 [kV].

En el caso de existir más de una Instalación de Conexión de un mismo Cliente en el mismo Punto de Control, el cálculo del factor de potencia se realizará integrando las mediciones de dichas Instalaciones.

La exigencia del factor de potencia medido deberá cumplirse en al menos un 98% del tiempo estadístico de cada mes.

Artículo 5-23

Las Instalaciones de Clientes Regulados deberán presentar un factor de potencia calculado en intervalos integrados de 15 minutos, en cualquier condición de carga, medido en sus

respectivas Instalaciones de Conexión conectadas a los Puntos de Control del Cliente, según nivel de tensión como se indica a continuación:

- a) 0,93 inductivo y 0,96 capacitivo en los Puntos de Control con tensión nominal inferior a 30 [kV].
- b) 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo en los Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 30 [kV] e inferiores a 100 [kV].
- c) 0,98 inductivo y 0,995 capacitivo en los Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 100 [kV] e inferiores a 200 [kV].
- d) 0,98 inductivo y 1,000 en los Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 200 [kV].

En el caso de existir más de una Instalación de Conexión de un mismo Cliente Regulado en el mismo Punto de Control, el cálculo del factor de potencia se realizará integrando las mediciones de dichas Instalaciones.

La exigencia del factor de potencia medido deberá cumplirse en al menos un 98% del tiempo estadístico de cada mes.

TÍTULO 5-4 ESTÁNDARES EN GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN PARA ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA

Artículo 5-24

El SI deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones del ST y compensación de potencia reactiva disponibles, y suficientes márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras, compensadores estáticos y sincrónicos, para lo cual el Coordinador y los CC, según corresponda, deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 500 [kV].
- b) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV].
- c) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV].

En casos debidamente justificados, en reemplazo de las tensiones nominales a que se refiere el presente artículo, el Coordinador podrá definir Tensiones de Servicio para las distintas barras del SI, respetando la banda permitida en los valores unitarios indicados respecto de dicha Tensión de Servicio, siempre que el límite superior de ésta no sobrepase las tensiones máximas de servicio de los equipos. El Coordinador deberá justificar el uso de las Tensiones de Servicio mediante un Estudio que se actualizará cada 2 años el cual deberá ser enviado a la SEC.

En todo caso, en sus respectivas evaluaciones, la planificación de la transmisión a la que se refiere la Ley solo deberán utilizar las bandas indicadas, referidas a las tensiones nominales.

Artículo 5-25

En Estado Normal o Estado de Alerta, para mantener las tensiones permanentemente dentro de la banda de variación permitida en el presente título, el Coordinador podrá instruir a los Coordinados la:

- a) Conexión o desconexión de bancos de condensadores shunt.
- b) Conexión o desconexión de condensadores síncronos.
- c) Conexión o desconexión de reactores shunt.
- d) Operación de compensadores estáticos de potencia reactiva.
- e) Operación de cambiadores de taps bajo carga de transformadores.
- f) Operación de centrales generadoras con capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva.
- g) Modificación de consigna de equipos de compensación reactiva activos (STATCOM).
- h) Modificación de la potencia de referencia de los convertidores HVDC.

Artículo 5-26

En Estado Normal, el control de las tensiones del SI dentro de la banda de regulación permitida deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva de las unidades generadoras dentro del Diagrama P-Q, y con las reservas necesarias de potencia reactiva de acuerdo a lo especificado en el 0 de la presente NT.

En el caso de parques eólicos y fotovoltaicos, este control deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva del Punto de Conexión dentro del Diagrama P-Q definido en el Artículo 3-7, y con las reservas necesarias de potencia reactiva de acuerdo al referido Estudio.

Artículo 5-27

Para cumplir con lo indicado en el artículo precedente, el aporte de potencia reactiva de las unidades generadoras sincrónicas estará limitado por los valores de la tensión máxima admisible en bornes de la unidad.

Artículo 5-28

En Estado de Alerta el Coordinador y los CC deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,95 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.
- b) 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.
- c) 0,90 y 1,10 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.

En casos debidamente justificados, en reemplazo de las tensiones nominales a que se refiere el presente artículo, el Coordinador podrá definir Tensiones de Servicio para las distintas barras del SI, respetando la banda permitida en los valores unitarios indicados, siempre que el límite superior de ésta no sobrepase las tensiones máximas de servicio de los equipos. El Coordinador deberá justificar el uso de las Tensiones de Servicio mediante un Estudio que se actualizará cada 2 años el cual deberá ser enviado a la SEC.

En todo caso, en sus respectivas evaluaciones, la planificación de la transmisión a la que se refiere la Ley solo deberán utilizar las bandas indicadas, referidas a las tensiones nominales.

Artículo 5-29

En Estado de Alerta, la potencia reactiva aportada por cada unidad generadora sincrónica deberá poder alcanzar el 100% de la capacidad máxima definida en el diagrama P-Q de cada unidad, por un tiempo no superior a 30 minutos, siempre que la tensión en los terminales de la unidad generadora esté comprendida en los rangos admisibles de operación de cada unidad.

En el caso de parques eólicos, la potencia reactiva aportada deberá cumplirse en el Punto de Conexión.

Artículo 5-30

El Coordinador deberá adoptar todas las medidas posibles para que la frecuencia del SI permanezca en su valor nominal de 50 [Hz], aceptándose en régimen permanente para el Estado Normal y de Alerta, que el valor promedio de la frecuencia fundamental, medida en intervalos de tiempo de 10 segundos durante cualquier período de control de siete días corridos, se encuentre en los rangos siguientes:

- a) Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 99% del período;
 - entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante no más de un 0,5% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante no más de un 0,5% del período.
- b) Sistemas en los cuales el aporte de energía de centrales hidroeléctricas, durante los siete días de control, no supere el 60% del consumo total:
 - sobre 49,8 [Hz] y bajo 50,2 [Hz] durante al menos el 97% del período;
 - entre 49,3 [Hz] y 49,8 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período;
 - entre 50,2 y 50,7 [Hz] durante a lo más un 1,5% del período.

TÍTULO 5-5 LÍMITES DE TRANSMISIÓN EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA

Artículo 5-31

El Coordinador determinará la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente de cada Elemento Serie del ST a partir del:

- a) Límite Térmico (Artículo 5-32, Artículo 5-33, Artículo 5-34);
- b) Límite por Sobrecargas de Corta Duración (Artículo 5-35, Artículo 5-35);
- c) Límite por Estabilidad Transitoria (Artículo 5-48);
- d) Límite por Estabilidad Permanente (Artículo 5-49);
- e) Límite por Estabilidad de Tensión (Artículo 5-50); y
- f) Límite por Estabilidad de Frecuencia (Artículo 5-51).

El Coordinador deberá mantener debidamente actualizada esta información en su sitio Web.

La Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente quedará determinada por el menor valor que surge de la comparación de los límites indicados, que incluyen márgenes de seguridad que permiten utilizarlos para el control de las transferencias máximas en Tiempo Real.

Para cualquier configuración de demanda y generación del SI, el Coordinador y los CC, según corresponda, operarán los Elementos Serie manteniendo la corriente transportada en un valor inferior o a lo sumo igual al 100% de la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta.

Artículo 5-32

En el caso de líneas de transmisión, para la aplicación del artículo precedente, el Coordinador deberá desarrollar Estudios para determinar su Límite Térmico considerando los antecedentes informados por los Coordinados en los términos indicados en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Artículo 5-33

En el caso de transformadores de poder, para la aplicación del Artículo 5-31, el Coordinador deberá desarrollar Estudios para determinar su Límite Térmico, a partir de la corriente máxima admisible para régimen permanente informada por los Coordinados, así como la capacidad de sobrecarga admisible en función del tiempo, considerando las condiciones meteorológicas, las condiciones iniciales de operación, las características eléctricas del transformador, los criterios de uso de la capacidad de sobrecarga de corta duración que están contenidos en las normas IEC e IEEE, la temperatura ambiente, la disponibilidad de medios de ventilación y otros factores limitantes. Los valores informados por los Coordinados deberán estar debidamente justificados en un informe especial para tal efecto, conforme a los términos y condiciones que establezca el Coordinador.

Artículo 5-34

En el caso de condensadores serie, para la aplicación del Artículo 5-31, el Coordinador deberá desarrollar Estudios para determinar su Límite Térmico, a partir de la corriente máxima admisible informada por los Coordinados para régimen permanente, así como la capacidad de sobrecarga admisible en función del tiempo, considerando a lo menos las condiciones meteorológicas y las condiciones iniciales de operación, la capacidad y criterios de sobrecarga de corta duración que estén contenidos en las normas IEC, entre otros factores limitantes. Los valores informados por los Coordinados deberán estar debidamente justificados en un informe especial para tal efecto, conforme a los términos y condiciones que establezca el Coordinador.

TÍTULO 5-6 ESTÁNDARES DE RECUPERACIÓN DINÁMICA EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA

Artículo 5-35

En Estado Normal, el Coordinador podrá operar los Elementos Serie del ST manteniendo la corriente transportada en un valor tal que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, la sobrecarga resultante por los tramos que se mantienen en servicio, una vez superado el transitorio post-contingencia, sea inferior al límite de sobrecarga calculado por el Coordinador. Para efectos de lo señalado anteriormente, se entenderá por corta duración al período de duración no superior a 15 minutos, período durante el cual el Coordinador deberá adoptar medidas tales como redespacho de unidades generadoras u otras que sean eficaces para restituir la corriente transportada por el Elemento Serie a la correspondiente a su capacidad de operación permanente.

Sin perjuicio de lo anterior el Coordinador podrá definir otros períodos de corta duración a partir de estudios específicos que demuestren que no se afectan la seguridad del SI ni la integridad de sus instalaciones.

Para la definición del anterior Límite por Sobrecargas de Corta Duración, se deberá considerar como condición inicial de operación previa a la Contingencia Simple, aquella condición de operación más probable entre las condiciones de operación capaces de producir la sobrecarga más severa, a juicio del Coordinador.

La Contingencia Simple a considerar mediante un análisis estacionario será la desconexión intempestiva de un circuito de línea o transformación.

Artículo 5-36

En Estado Normal y frente a la ocurrencia de una Contingencia Simple, el SI deberá mantenerse transitoriamente estable, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo o disgregación en islas eléctricas.

Artículo 5-37

Para la aplicación del Artículo 5-36, en Estado Normal, las Contingencias Simples que deberán ser consideradas por el Coordinador y superadas sin pérdida de sincronismo de las unidades generadoras del SI, logrando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares de tensión definidos en el Artículo 5-28 para el Estado de Alerta, serán las de Severidad 1, 2 y 3.

Adicionalmente, las Contingencias Simples que deberán ser consideradas y superadas sin pérdida de sincronismo de las unidades generadoras del SI, logrando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares de tensión definidos en el Artículo 5-52 para el Estado de Emergencia, serán las de Severidad 4 y 5.

Finalmente, las Contingencias Simples de severidad 8 y 9 que no califican como Contingencias Extremas dado su menor impacto, también deberán ser consideradas por el Coordinador y superadas evitando el Apagón Parcial del SI, logrando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares definidos para el Estado de Emergencia en 0 a 0 de la presente NT.

Estas verificaciones deberán realizarse para la configuración de demanda y generación en Estado Normal que se estime más desfavorable a juicio del Coordinador.

Artículo 5-38

En Estado Normal, las Contingencias Extremas que deberán ser consideradas por el Coordinador y superadas evitando el Apagón Total del SI, logrando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares definidos para el Estado de Emergencia en 0 a 0, serán las de Severidad 6, 7, 8 y 9.

Artículo 5-39

Encontrándose en Estado Normal al ocurrir una Contingencia hasta severidad 7, la tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0,70 por unidad luego de 50 [ms] de despejada la contingencia, en ninguna barra del ST.

La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de 0,80 por unidad, por un tiempo superior a 1 segundo. La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de $\pm 10\%$ en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia.

Artículo 5-40

En el caso de una Contingencia Simple, la frecuencia mínima admitida en instalaciones del ST de tensión igual o superior a 200 [kV] será igual a 48,30 [Hz], aceptándose un descenso transitorio de la frecuencia por debajo de 48,30 [Hz] durante un tiempo inferior a los 200 [ms] en ST de tensión inferior a 200 [kV].

Artículo 5-41

En el caso que una Contingencia Simple o Extrema dé lugar a una condición de sobrefrecuencia, el incremento transitorio de la frecuencia deberá ser controlado prioritariamente con los recursos de CPF, y en la medida que sea necesario, deberán implementarse los EDAG, ERAG y/o Sistemas de Protección Multiárea que impidan que la frecuencia alcance valores tales que se activen las protecciones contra sobrefrecuencia y/o sobrevelocidad con que está equipada cada unidad generadora sincrónica o los parques eólicos o fotovoltaicos.

Artículo 5-42

En el caso que una Contingencia dé lugar a una variación de la frecuencia, el Coordinador deberá verificar mediante simulaciones previas, que las variaciones de frecuencia fuera de la banda de operación en régimen permanente definida en el Artículo 5-30, no excedan los tiempos máximos de funcionamiento en cada nivel de frecuencia exigibles al conjunto de unidades generadoras que están conectados al SI, indicadas en el Artículo 3-9.

En el caso que los EDAC y Sistemas de Protección Multiárea habilitados no puedan restablecer la frecuencia dentro de los rangos y los tiempos indicados en el Artículo 3-9, el Coordinador estará facultado para ordenar desconexiones manuales de carga.

Artículo 5-43

El factor de amortiguación (ζ) de las oscilaciones electromecánicas luego de ocurrida una Contingencia Simple, medido sobre las oscilaciones de potencia activa en la línea de transmisión que transporta mayor potencia y cuya localización sea la más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia, deberá tener un valor mínimo del 5%.

Artículo 5-44

La determinación del factor ζ se realizará a través de la medición de los máximos de la onda de potencia activa en la línea de transmisión evaluada, correspondientes a dos semiciclos consecutivos de igual signo, ya sea positivo o negativo, designados como A1 y A2 respectivamente. El factor ζ resultará de aplicar la siguiente fórmula:

$$\zeta = - \frac{\log_e R_A}{2\pi \sqrt{\left(1 + \frac{(\log_e R_A)^2}{4\pi^2}\right)}} \cdot 100$$

Donde $R_A = \frac{A2}{A1}$

En el caso que las oscilaciones iniciales tengan una forma irregular y en situaciones que ello aplique, se podrán utilizar metodologías para descomponer señales irregulares en sus componentes oscilatorias y amortiguadas. En este caso, se adoptará como valor de amortiguamiento el correspondiente al modo de oscilación amortiguada dominante, es decir aquel que tiene un período similar a la oscilación irregular. En el caso de no ser posible la descomposición anterior, el factor de amortiguamiento se calculará cuando la forma de onda presente un comportamiento oscilatorio amortiguado, posterior al comportamiento irregular.

Artículo 5-45

Con el fin de garantizar la recuperación del SI frente a las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-37 y Artículo 5-38, los tiempos de actuación de los sistemas de protección propios de la instalación fallada deberán asegurar el efectivo despeje de las fallas en un tiempo:

- a) Inferior a 6 ciclos (120 [ms]), en el caso de fallas en unidades generadoras directamente conectadas a instalaciones del ST.
- b) Inferior a 20 ciclos (400 [ms]), para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV].
- c) Inferior a 6 ciclos (120 [ms]), para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal igual o superior a 200 [kV].
- d) El tiempo máximo de despeje de fallas indicado en c) es exigido ante Contingencia Simple y estando los esquemas de teleprotección en condiciones de operación normal.
- e) Para garantizar la selectividad en la operación de los Sistemas de Protecciones, los Pasos de Coordinación para operaciones en respaldo deberá ser como mínimo igual a 15 ciclos (300 [ms]).

No obstante lo anterior, a solicitud del Coordinado y previa entrega del correspondiente estudio de verificación de coordinación de ajustes de protecciones, el Coordinador podrá aceptar tiempos de operación mayores a 20 ciclos en instalaciones del ST con nivel de tensión inferior a 200 [kV], siempre que ello no comprometa la seguridad del sistema ni la continuidad de suministro a clientes finales.

Asimismo, los tiempos de operación de los equipos de protección de las Instalaciones de Clientes deberán ser sometidos a la aprobación del Coordinador mediante la entrega del correspondiente estudio de coordinación de protecciones que deberán realizar los Coordinados que exploten las instalaciones en cada caso.

Artículo 5-46

Las líneas de transmisión del ST que cuenten con interruptores de maniobra de polos separados, deberán estar equipadas con los automatismos necesarios para comandar la apertura de una fase y efectuar su posterior reconexión, toda vez que ocurra un cortocircuito monofásico en ésta.

La compatibilidad entre los tiempos de actuación de los mecanismos de reconexión automática; los requerimientos de estabilidad transitoria del SI; y los tiempos mínimos necesarios para asegurar la extinción de la corriente de arco secundario, deberá ser verificada en los estudios de sistemas eléctricos que debe presentar el Coordinado que explote las instalaciones a la aprobación del Coordinador, en base a los análisis y criterios establecidos por ésta, en el Estudio indicado en el Artículo 5-47.

Estos estudios deberán verificar tanto la condición de estabilidad transitoria del SI frente a una reconexión exitosa como una reconexión contra falla, para lo cual ésta debe suponerse que ocurre en la ubicación que resulte más desfavorable.

En caso que el sistema sea inestable frente a la reconexión sin éxito y, por el contrario, sea estable frente a una apertura tripolar, la reconexión monopolar deberá inhabilitarse.

Adicionalmente, el estudio debe incluir la verificación de la condición de estabilidad del sistema frente a una reconexión manual posterior contra una falla monofásica a tierra cercana al extremo desde la cual ésta se realizará.

Artículo 5-47

El Coordinador deberá desarrollar Estudios para definir los parámetros mínimos de la reconexión monopolar y tripolar, considerando las contingencias de severidad 2 y 4, de manera de cumplir con las exigencias de la presente NT.

TÍTULO 5-7 MÁRGENES DE ESTABILIDAD Y SEGURIDAD EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA

Artículo 5-48

Para las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-37, el Coordinador determinará el Límite por Estabilidad Transitoria para cada Elemento Serie del ST para las configuraciones de demanda y generación más desfavorables, para lo cual se considerará como margen de seguridad adecuado verificar que la excursión del ángulo del rotor en la primera oscilación de la máquina más exigida no supere los 120° eléctricos medidos respecto del eje inercial del SI, y siempre que se verifique el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica definidos desde el Artículo 5-39 al Artículo 5-44.

Dado que la posición del eje inercial puede variar bruscamente al producirse desconexión de generadores durante la simulación, como máquina representativa de la evolución de la posición del eje inercial durante la simulación dinámica (respecto de la cual se medirá la excursión del ángulo del rotor de la máquina más exigida), se usará la máquina que presente el ángulo más cercano a la posición del eje inercial determinado en el flujo de potencia inicial, calculado con una barra libre arbitraria, y cuya energía cinética $H \times S$ [s], sea relevante. El Límite por Estabilidad Transitoria para el Elemento Serie en evaluación, considerando el margen de seguridad adoptado, estará dado por la potencia máxima transmitida que cumple la condición indicada en el presente artículo.

Artículo 5-49

El Límite por Estabilidad Permanente corresponde a la máxima transferencia que permite operar en forma estable, sin que se ponga en riesgo el sincronismo de las unidades generadoras conectadas en las áreas asociadas a los extremos receptor y emisor de la instalación de transmisión.

Para ello, con el SI operando en Estado Normal o Estado de Alerta, el valor del factor de amortiguación de las oscilaciones electromecánicas en régimen permanente de pequeña señal, deberá ser como mínimo 10%, valor que se adopta como margen de seguridad para la determinación del Límite por Estabilidad Permanente para cada Elemento Serie del ST.

El Límite por Estabilidad Permanente para el Elemento Serie en evaluación, considerando el margen de seguridad adoptado, estará dado por la potencia máxima transmitida que cumple la condición indicada en el presente artículo.

Artículo 5-50

El Límite de Transmisión por Regulación o Estabilidad de Tensión será establecido de acuerdo a:

- I. En Estado Normal, el Límite de Transmisión por Regulación o Estabilidad de Tensión de cada elemento serie corresponderá a la transmisión que cumple las condiciones siguientes: Para una transmisión inicial dada (P_{inc}) se deberá cumplir que en Estado Normal todas las tensiones del ST se encuentren dentro de las bandas aceptables para dicho estado (Artículo 5-24), y que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple que eleve la transmisión por el elemento en análisis al

- valor (P_{postc}), todas las tensiones del ST se mantengan dentro de la banda establecida para el Estado de Alerta (Artículo 5-28).
- II. La Contingencia Simple a considerar será la desconexión intempestiva de un circuito de línea o transformación, de una unidad generadora (o más unidades que puedan verse afectadas por la Contingencia Simple) o de un equipo de compensación de potencia reactiva, y que redunde en la condición más exigente desde el punto de vista regulación de tensión en las distintas barras del ST. No se considerarán Contingencias Simples de Severidad 9.
 - III. La simulación de esta contingencia debe realizarse en estado estacionario, sin considerar la intervención del operador del sistema, ni la dependencia de las cargas en función de la tensión. En la determinación de la transmisión post-contingencia P_{postc} por el elemento serie en análisis se deberá considerar la actuación de los esquemas EDAC o EDAG existentes que se activen a consecuencia de la contingencia así como de los automatismos diseñados especialmente para controlar las tensiones. En el caso de la desconexión de unidades generadoras que originen desconexión de carga por baja frecuencia, la carga desconectada será igual al déficit resultante después de agotarse la reserva primaria disponible, considerando el monto y la ubicación de la carga asociada a los distintos bloques de baja frecuencia. En este caso, la nueva condición de operación se simulará ejecutando los flujos de potencia con la opción de "despacho de unidades generadoras de acuerdo al control primario", considerando las unidades que aportan reserva en giro y los estatismos que defina el Coordinador de acuerdo al "Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas" vigente.
 - IV. El estudio deberá considerar el diagrama P-Q de los generadores y los márgenes de reserva de potencia reactiva que el Coordinador emplea en Estado Normal.
 - V. Para el nivel de transmisión P_{postc} se debe verificar que el punto de operación resultante post-contingencia presenta un margen adecuado de seguridad respecto del punto de colapso de tensión. Para ello, a partir de dicho punto de operación, se deberá incrementar la potencia transmitida por el elemento serie en análisis hasta alcanzar el nivel P_{max} , en que en alguna barra del ST se produzca el colapso de tensión. Para producir este incremento de potencia transmitida, se deberá aumentar proporcionalmente el nivel de todas las cargas del sistema cuyo incremento tenga incidencia positiva en el aumento de la transmisión por el elemento serie (GLDF positivo). El incremento de carga resultante no puede exceder el máximo aporte que puede provenir desde las unidades generadoras con GGDF positivo respecto del elemento serie en estudio, dada la distribución de la reserva en giro disponible. El incremento de las distintas cargas se realizará considerando fijo los factores de potencia respectivos.
 - VI. Una vez determinado P_{max} , se determinará el valor restringido P_{restr} , igual a P_{max} multiplicado por un factor de seguridad α . Este factor será determinado por el Coordinador mediante estudios específicos, pero deberá estar comprendido en el rango 0,90 a 0,80.
 - VII. Se deberá verificar que para el nivel de transmisión P_{restr} , todas las tensiones del ST se encuentran dentro de la banda establecida para el Estado de Alerta. De no ser así, se deberá disminuir P_{restr} hasta el nivel en que dicha condición se cumple.
 - VIII. Finalmente, se deberá restituir la condición de operación pre-contingencia y determinar el nivel de transmisión P_{lim} resultante a través del elemento serie en análisis.

El Límite por Regulación o Estabilidad de Tensión para el Elemento Serie en evaluación estará dado por la potencia P_{lim} determinada en el presente artículo.

Artículo 5-51

Para la configuración de demanda y generación más desfavorable, considerando las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-37, el Límite por Estabilidad de Frecuencia deberá considerar un margen de seguridad adecuado para garantizar la estabilidad de la frecuencia en Estado Normal o de Estado de Alerta tal que permita cumplir con las exigencias de recuperación dinámica establecidas en el Artículo 5-40.

En la determinación del margen señalado en el inciso anterior, se considerará la hipótesis de falla más desfavorable que ocasiona el evento de subfrecuencia, tal que los recursos disponibles: Inercia rotante, regulación primaria de frecuencia, y el esquema de EDAC instalado, dependencia de la carga con la variación de frecuencia y la tensión, eviten que la frecuencia alcance los límites indicados en el Artículo 5-40, y aseguren que la evolución de la frecuencia en el tiempo esté contenida en los límites indicados en el Artículo 3-9.

Este margen será determinado en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas establecidos en el CAPÍTULO N°6.

El Límite por Estabilidad de Frecuencia para el Elemento Serie en evaluación, considerando el margen de seguridad adoptado, estará dado por la potencia máxima transmitida que cumple las condiciones indicadas en el presente artículo.

TÍTULO 5-8 ESTÁNDARES EN GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN PARA ESTADO DE EMERGENCIA

Artículo 5-52

En Estado de Emergencia el Coordinador y los CC deberán controlar que la magnitud de la tensión en las barras del SI esté comprendida entre:

- a) 0,93 y 1,05 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.
- b) 0,90 y 1,10 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal igual o superior a 200 [kV] e inferior a 500 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.
- c) 0,90 y 1,10 por unidad, para instalaciones del Sistema de Transmisión con tensión nominal inferior a 200 [kV], siempre que el límite superior no exceda la tensión máxima de servicio de los equipos.

En casos debidamente justificados, en reemplazo de las tensiones nominales a que se refiere el presente artículo, el Coordinador podrá definir Tensiones de Servicio para las distintas barras del SI, respetando la banda permitida en los valores unitarios indicados, siempre que el límite superior de ésta no sobrepase las tensiones máximas de servicio de los equipos. El Coordinador deberá justificar el uso de las Tensiones de Servicio mediante un Estudio que se actualizará cada 2 años el cual deberá ser enviado a la SEC.

En todo caso, en sus respectivas evaluaciones, la planificación de la transmisión a la que se refiere la Ley solo deberán utilizar las bandas indicadas, referidas a las tensiones nominales.

Artículo 5-53

Para mantener las tensiones dentro de la banda de variación permitida en el presente título, el Coordinador podrá instruir a los Coordinados la:

- a) Conexión o desconexión de bancos de condensadores shunt.
- b) Conexión o desconexión de condensadores síncronos.
- c) Conexión o desconexión de reactores shunt.
- d) Operación de compensadores estáticos de potencia reactiva.
- e) Operación de cambiadores de taps bajo carga de transformadores.
- f) Operación de centrales generadoras con capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva, que estén en giro o en reserva fría.
- g) Conexión o desconexión de líneas de transmisión.
- h) Desconexión de consumos.

Artículo 5-54

El control de las tensiones del SI dentro de la banda de variación permitida deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva de las unidades generadoras dentro del Diagrama P-Q, hasta un límite del 100% de la capacidad máxima, en forma permanente, tanto en la región de sobreexcitación como de subexcitación, según sea necesario, limitado por los valores de la

tensión en los terminales de la unidad, la cual no deberá estar fuera del rango de tensiones máximas admisibles en cada unidad.

En el caso de parques eólicos y fotovoltaicos, la potencia reactiva aportada deberá cumplirse en el Punto de Conexión.

TÍTULO 5-9 LÍMITES DE TRANSMISIÓN EN ESTADO DE EMERGENCIA

Artículo 5-55

Para el SI operando en Estado de Emergencia, el Coordinador coordinará la operación del SI considerando como Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente aquellos valores correspondientes al Límite Térmico de cada Elemento Serie del ST.

TÍTULO 5-10 ESTÁNDARES DE RECUPERACIÓN DINÁMICA EN ESTADO DE EMERGENCIA

Artículo 5-56

En Estado de Emergencia, el SI deberá mantenerse estable, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo o disgregación en Islas Eléctricas frente a variaciones normales de la demanda y la generación.

TÍTULO 5-11 MÁRGENES DE ESTABILIDAD Y SEGURIDAD EN ESTADO DE EMERGENCIA

Artículo 5-57

Para cualquier configuración de demanda y generación del SI operando en Estado de Emergencia, la máxima transferencia de potencia por las líneas del ST será la necesaria para asegurar el abastecimiento de las zonas deficitarias en generación en la cual esté localizada la situación de emergencia operativa, sujeto a que no se superen las capacidades máximas de las instalaciones de los Coordinados.

Los sistemas de defensa contra contingencias extremas que deberá definir el Coordinador para prevenir las desconexiones que llevan al SI hacia un Estado de Recuperación estarán constituidos por Sistemas de Protección Multiárea que podrán incluir medidas tales como la segmentación controlada del ST en Islas Eléctricas equilibradas en potencia activa y reactiva.

TÍTULO 5-12 ESTÁNDARES DE CALIDAD DEL SUMINISTRO EN INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

Artículo 5-58

La Calidad de Suministro de generación y transmisión se evaluará a través de los índices de Indisponibilidad de las instalaciones de generación y de transmisión.

A estos efectos el Coordinador deberá calcular la Indisponibilidad forzada y programada de las instalaciones de generación y transmisión. Las instalaciones a las cuales se les determinará los índices de Indisponibilidad serán las siguientes:

- a) Unidades de generación sincrónicas.
- b) Transformadores de poder y reactores shunt.
- c) Líneas de transmisión, por circuito.
- d) Equipos de compensación reactiva.
- e) Equipos de Compensación de Energía Activa.
- f) Parques eólicos y fotovoltaicos.

Los índices de Indisponibilidad Forzada y Programada de las instalaciones serán determinados como promedio móvil con una ventana de cinco años.

Será responsabilidad de cada Coordinado tomar todas las medidas necesarias para dar cumplimiento en sus instalaciones a los estándares que se definen en el Artículo 5-59 y Artículo 5-60.

El Coordinador efectuará mensualmente los cálculos señalados en el presente título de acuerdo al Anexo Técnico "Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto", indicando los incumplimientos registrados en cada instalación e informando de ello a la Superintendencia.

Artículo 5-59

Los Índices de Indisponibilidad Programada y Forzada de generación calculados de acuerdo a lo establecido en el Anexo Técnico "Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto", no deberán superar los valores límite que se indican a continuación, según el tipo de central:

Tipo de Central	HPROg	HFORg	FFORg
Hidráulica Embalse (por unidad)	400	100	8
Hidráulica Pasada (por unidad)	300	50	4
Térmica Vapor (por unidad)	750	200	12
Térmica Ciclo Combinado (por ciclo)	500	200	12
Turbina Gas (por unidad)	300	50	4
Motores Diésel (por unidad)	300	100	8
Parque de Motores Diésel	20	10	4
Parques Eólicos y Fotovoltaicos	20	10	4

- HPROg: Límite de horas de desconexión promedio mensual de generación por concepto de Indisponibilidad Programada, con una ventana móvil de 60 meses.
- HFORg: Límite de horas de desconexión promedio mensual de generación por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.
- FFORg: Límite de frecuencia de desconexiones promedio mensual de generación por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses.

Artículo 5-60

Los índices de Indisponibilidad Programada y Forzada determinados en instalaciones de transmisión para circuitos de líneas de hasta 300 [km] de longitud, transformadores, equipos serie y compensación calculados de acuerdo a lo establecido en el Anexo Técnico “Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto”, no deberán superar los valores límite que se indican a continuación:

Nivel de Tensión	HPROt	HFORt	FFORt
Mayor o igual que 500 [kV]	20	5	2
Mayor o igual que 220 [kV] y menor que 500 [kV]	20	10	3
Mayor o igual que 100 [kV] y menor que 220 [kV]	20	15	4
Mayor o igual que 44 [kV] y menor que 100 [kV]	15	30	5
Transformadores, equipos serie y compensación	30	45	1

- HPROt: Límite de horas de desconexión promedio mensual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Programada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.
- HFORt: Límite de horas de desconexión promedio mensual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.
- FFORt: Límite de frecuencia de desconexiones promedio mensual de transmisión por concepto de Indisponibilidad Forzada, con una ventana móvil de 60 meses. En caso de líneas, el valor corresponde por cada 100 [km] de circuito de línea.

Para circuitos de líneas de longitud inferior a 100 [km] se considerará como valor límite un valor fijo de desconexiones como si fuera ésta un circuito de línea de 100 [km].

Para circuitos de líneas de longitud superior a 300 [km] los valores límite se determinarán considerando para los primeros 300 [km], los valores por cada 100 [km] señalados en la tabla anterior, y para la longitud en exceso de 300 [km] un 65% de los valores de dicha tabla por cada 100 [km] adicionales.

Para efectos del cálculo del índice HPROt no deberán ser considerados los eventos de Origen Externo según lo defina el AT “Informe de Calidad de Servicio y Calidad de Producto”, ni los trabajos que se programen a raíz de adecuaciones para cumplir con nuevas exigencias normativas de conformidad a lo que determine el Coordinador, siempre que dichos trabajos hayan sido previamente programados y aprobados por éste.

Artículo 5-61

Para todas las interrupciones totales o parciales de suministro a los Puntos de Control de Clientes cuyo origen corresponda a desconexiones forzadas o programadas de instalaciones de generación o transmisión, el Coordinador determinará la frecuencia media de ocurrencia y el tiempo medio de interrupción del suministro. En el caso de interrupciones parciales, ambos parámetros se calcularán en términos equivalentes respecto de la demanda previa al inicio de la interrupción.

A estos efectos, el Coordinador deberá informar a los Coordinados, a más tardar el día 15 de cada mes, las desconexiones forzadas de las instalaciones de generación y transmisión ocurridas el mes anterior que afectaron sus respectivos Puntos de Control.

Artículo 5-62

Las interrupciones deberán ser medidas por los Índices de Continuidad FMIK y TTIK resultantes de la operación real registrada, definidos como:

$$FMIK = \sum_{i=1}^n \frac{kWfs_i}{kWtot_i}$$

$$TTIK = \sum_{i=1}^n \frac{kWfs_i Tfs_i}{kWtot_i}$$

Donde,

- $kWfs_i$: Potencia activa interrumpida en el Punto de Control, en [kW]. Corresponde a la diferencia entre la potencia activa previa al inicio de la interrupción “i” y la potencia registrada durante la interrupción “i”.
- $kWtot_i$: Demanda del Cliente en el Punto de Control, en [kW], previa a la interrupción “i”.
- Tfs_i : Tiempo de duración de cada interrupción, medido desde el inicio de la interrupción “i” hasta el instante en que el Coordinador autoriza la normalización del suministro.
- n: Número de interrupciones en el período.

Estos índices serán determinados por el Coordinador en forma desglosada de acuerdo a lo siguiente:

- a) según la duración de la interrupción, identificando interrupciones de más de tres minutos de duración, e interrupciones de duración menor o igual a tres minutos.
- b) según el origen de la falla inicial que ocasionó la interrupción, identificando si éste corresponde a instalaciones de generación, transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo, dedicado u otro.
- c) identificando cuando la interrupción responde a la actuación de los EDAC y Sistemas de Protección Multiárea en los que participa el consumo afectado.

Artículo 5-63

Para cumplir con las disposiciones del presente título, el Coordinador deberá mantener en su sitio Web un registro con detalle mensual, debidamente actualizado, de la información estadística y el cálculo de los índices de indisponibilidad y continuidad señalados en el Artículo 5-59, Artículo 5-60 y Artículo 5-62.

TÍTULO 5-13 EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DEL CONTROL DE FRECUENCIA Y CONTROL DE TENSIÓN

Artículo 5-64

El valor estadístico de la tensión medido en los Puntos de Control, deberá permanecer dentro de la banda de tolerancia establecida en los valores definidos en el Artículo 5-24 (Estado Normal), durante el 99% del tiempo de cualquier período de control o de medición semanal, excluyendo períodos con interrupciones de suministro.

Para los fines establecidos en el presente título, la medición de la tensión se realizará utilizando las mediciones disponibles en el SITR.

Artículo 5-65

La evaluación del desempeño del Control de Tensión del SI será efectuada en períodos mensuales denominados períodos de evaluación. Para tal efecto, el Coordinador administrará y procesará la información de los datos y medición de la tensión en los Puntos de Control de Clientes, utilizando las mediciones disponibles en el SITR.

Artículo 5-66

Para efectos de lo dispuesto en el artículo precedente, la medición de las tensiones se efectuará en intervalos de 15 minutos, realizando a continuación un promedio horario de los valores registrados, con los cuales se efectuarán los cálculos estadísticos que permitan representar su comportamiento.

Artículo 5-67

La evaluación del desempeño del Control de Frecuencia del SI se efectuará a través del cálculo del factor FECF para cada hora k , el cual se define a través de la siguiente expresión:

$$FECF(k) = 1 - \left| \frac{\Delta f_{\max}^*(k)}{\Delta f_{\max}} \right|$$

Donde,

- $\Delta f_{\max}^*(k)$: desviación máxima instantánea del valor filtrado de medición de la frecuencia.
- Δf_{\max} : desviación máxima de frecuencia en estado permanente que agota la totalidad de la reserva asociada al CPF.

Artículo 5-68

En la operación real, el Coordinador deberá calcular para cada hora el valor del FECF realizando la medición de la frecuencia con un intervalo de muestreo de 10 segundos, filtrando las componentes rápidas mediante un filtro digital de promedio móvil de 6 minutos, y efectuando un promedio horario de los valores absolutos resultantes de las desviaciones filtradas de la frecuencia. A continuación, se determinará el valor del FECF para esa hora, aplicando la fórmula indicada en el artículo precedente.

Artículo 5-69

El Coordinador deberá definir e informar trimestralmente a los Coordinados, de acuerdo al Anexo Técnico "Desempeño del Control de Frecuencia", el valor mínimo del FECF así como el valor de desviación máxima de frecuencia que agota la reserva disponible para el CPF. En cualquier caso, el valor de FECF no deberá ser menor a 0,45.

Artículo 5-70

La evaluación de desempeño del Control de Frecuencia del SI será efectuada en períodos mensuales denominados períodos de evaluación, para lo cual el Coordinador realizará la medición de la frecuencia en aquellas barras del ST que estime conveniente.

Para los fines establecidos en el presente título, la medición de la frecuencia se realizará utilizando las mediciones disponibles en el SITR.

Artículo 5-71

Para efectos de los cálculos estadísticos que se deberán realizar mensualmente conforme lo establece el presente título, el Coordinador deberá publicar dichos cálculos en su sitio Web, a más tardar el día 10 de cada mes.

TÍTULO 5-14 ESTÁNDARES DE CALIDAD DE PRODUCTO ELÉCTRICO

Artículo 5-72

Los Coordinados deberán dar cumplimiento a los Estándares de Calidad de Producto Eléctrico del presente título, con el fin de limitar su contribución a la contaminación de la red.

Artículo 5-73

Los Clientes deberán asegurar que el diseño de sus instalaciones les permite operar dentro de los rangos aceptables exigidos en el presente artículo.

a) Armónicas de Corriente

En condiciones normales de operación, se deberá cumplir para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos que: el 95% de los valores estadísticos de las armónicas de corrientes y de su índice de distorsión total, cumplen con lo indicado en la tabla siguiente:

Máxima distorsión armónica de corriente, como porcentaje del valor de corriente I_L a frecuencia fundamental para tensiones bajo 100 [kV]						
I_{sc}/I_L	H: Orden de la armónica (armónicas impares)					Índice TDD ₁
	H < 11	11 ≤ H < 17	17 ≤ H < 23	23 ≤ H < 35	35 ≤ H	
≤ 20*	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20 – 50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50 – 100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100 – 1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
> 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

* Todos los equipos de generación están limitados a los valores indicados de distorsión armónica de corriente, independiente del valor de I_{sc}/I_L .

a) Las armónicas pares están limitadas al 25% de los límites establecidos para las armónicas impares
b) Se deberá controlar hasta la armónica H = 50

Donde:

- I_{sc} : Máxima corriente de cortocircuito en el Punto de Control.
- I_L : Máxima corriente de carga de frecuencia fundamental que fluye desde el punto de control hacia la carga.
- TDD₁: Distorsión de Demanda Total de Corriente. Se expresa como sigue:

$$TDD_1 = \frac{\sqrt{\sum_{j=2}^K I_j^2}}{I_L}$$

Con:

I_j : j-ésima armónica de la señal de corriente.

K: Armónica de mayor orden en la señal de corriente, máximo H = 50.

Además, debe tenerse en cuenta las siguientes situaciones:

1. Para el caso de Puntos de Control de tensión igual o superior 100 [kV], los límites son el 50% de los valores indicados en la tabla.
2. Si la fuente productora de armónicas es un convertidor con un número de pulsos "q" mayor que seis, los límites indicados en la tabla deberán ser aumentados por un factor igual a la raíz cuadrada de un sexto de "q".

El valor estadístico de las armónicas de corrientes y de su índice de distorsión será obtenido para cada intervalo de diez minutos, como resultado de evaluar estadísticamente un conjunto de mediciones efectuadas en dicho intervalo. El índice de distorsión total está dado por:

b) Fluctuaciones de Tensión

Las fluctuaciones de tensión se clasificarán en dos categorías de acuerdo a su duración: corta duración, desde 10 [ms] hasta un minuto y larga duración, superiores a un minuto.

Las fluctuaciones de corta duración se clasificarán en:

1. Instantáneas, de duración típica entre 10 [ms] y 600 [ms] y de magnitud típica entre 10% y 92,5% de la tensión nominal y entre 107,5% y 180%.
2. Momentáneas, de duración típica entre 600 [ms] y 3 segundos y de magnitud típica entre 10% y 92,5% de la tensión nominal y entre 107,5% y 140%.
3. Temporales, de duración típica entre 3 segundos y un minuto y de magnitud típica entre 10% y 92,5% de la tensión nominal y entre 107,5% y 120%.

Las fluctuaciones de larga duración se clasificarán en:

1. Caída de tensión de duración típica mayor que un minuto y de magnitud típica entre 80% y 92,5% de la tensión nominal.
2. Subida de tensión de duración típica mayor que un minuto y de magnitud típica entre 107,5% y 120%.

Las disminuciones de tensión de magnitud típica bajo el 10% de la tensión nominal, serán interrupciones de tensión clasificadas según lo siguiente:

1. Momentáneas: de duración típica entre 10 [ms] y 3 segundos.
2. Temporal: de duración típica entre 3 segundos y un minuto.
3. Sostenida: de duración típica mayor que un minuto y de magnitud típica nula.

Para las fluctuaciones de tensión de corta duración, no se establece un límite máximo admisible. El Coordinador podrá determinar un límite máximo a partir de Estudios, en cuyo caso este límite máximo se deberá comunicar con 1 año de anticipación a su vigencia.

c) Severidad de parpadeo

Las instalaciones deberán ser operadas de modo de cumplir con los límites severidad de parpadeo o flicker de las Normas internacionales IEC 868, EN 60868 y EN 61000-4-15.

1. El parpadeo se mide en base a índices de severidad de corto plazo (Pst) y de largo plazo (Plt), de la magnitud de parpadeo de tensión (Flicker) según establecen las Normas indicadas.
2. Las variables de medición en cada nudo deberán ser las tensiones fase-fase o fase-neutro, según corresponda, medidos en forma simultánea. A partir de las mediciones de las tres tensiones se deberá evaluar las variables calculadas: Pst (10 minutos) y Plt (2 horas).
3. A partir de las tensiones medidas se deberá proceder a determinar la magnitud del índice Pst para cada período de 10 minutos y de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Pst = \sqrt{0,0314 \cdot P_{0,1} + 0,0525 \cdot P_1 + 0,0657 \cdot P_3 + 0,28 \cdot P_{10} + 0,08 \cdot P_{50}}$$

Esta expresión tiene implícita la clasificación de la señal de tensión en una función de distribución acumulada con el objeto de determinar los parámetros $P_{0,1}$, P_1 , P_3 , P_{10} y P_{50} que corresponden a los niveles de la señal de tensión que están excedidos el 0,1%, 1%, 3%, 10% y 50% del tiempo, respectivamente.

Una vez completado un intervalo de dos horas midiendo el índice Pst (doce valores del índice Pst) se procede a evaluar el índice Plt (2 horas) de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Plt = \frac{1}{12} \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} Pst_i^3}$$

Al terminar el período de mediciones y registros, se procederá a determinar en cada uno de los nudos de medición y para cada una de las tres tensiones, el valor estadístico percentil 95% para los índices Pst y Plt. Entre los valores estadísticos correspondientes al percentil 95% de Pst y Plt, de cada fase, se elegirá el valor de mayor magnitud para ser comparado con los respectivos valores límites que se indican a continuación.

El índice de severidad de parpadeo o "flicker", será evaluado estadísticamente en intervalos consecutivos de diez minutos, durante un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, y no deberá exceder en el sistema eléctrico, el valor de 1,0 para tensiones iguales o inferiores a 110 [kV] ni exceder 0,8 para tensiones superiores a 110 [kV].

El índice de severidad de "flicker", evaluado estadísticamente en intervalos consecutivos de dos horas durante un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, no deberá exceder de 0,8 para tensiones iguales o inferiores a 110 [kV] ni exceder 0,6 para tensiones superiores a 110 [kV].

d) Cargas desequilibradas

Para Puntos de Control en tensiones iguales o inferiores a 23 [kV], se deberá cumplir que el 95% de los valores estadísticos registrados en una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, de la componente de secuencia negativa de la tensión, no deberá exceder el 2% de la correspondiente componente de secuencia positiva. El valor estadístico de la componente de secuencia negativa de la tensión, será obtenido en cada intervalo de 10 minutos, como resultado de procesar un conjunto de mediciones efectuadas en dicho intervalo.

Para Puntos de Control en tensiones superiores a 23 [kV] se deberá cumplir que el 95% de los valores estadísticos registrados en una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, de la componente de secuencia negativa de la tensión, no deberá exceder el 1,5% de la correspondiente componente de secuencia positiva.

Artículo 5-74

Las instalaciones de transmisión deberán limitar la contribución a la contaminación de la red operando sus sistemas de modo que la distorsión armónica de la tensión esté en los rangos que se establecen en la Norma IEEE 519-1992 y que se indican a continuación.

En todo sistema eléctrico, en condiciones normales de operación, se deberá cumplir para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, que el 95% de los valores estadísticos de las armónicas de la tensión y de su índice de distorsión total, cumplen con lo indicado en la tabla siguiente. El valor estadístico de las armónicas de la tensión y de su índice de distorsión es obtenido para cada intervalo de diez minutos, como resultado de evaluar estadísticamente un conjunto de mediciones efectuadas en dicho intervalo.

Armónicas impares no múltiplos de 3			Armónicas impares múltiplos de 3			Armónicas pares		
Orden	Tensión (%)		Orden	Tensión (%)		Orden	Tensión (%)	
	≤ 110 [kV]	> 110 [kV]		≤ 110 [kV]	> 110 [kV]		≤ 110 [kV]	> 110 [kV]
5	6	2	3	5	2	2	2	1,5
7	5	2	9	1,5	1	4	1	1
11	3,5	1,5	15	0,3	0,3	6	0,5	0,5
13	3	1,5	21	0,2	0,2	8	0,5	0,4
17	2	1	> 21	0,2	0,2	10	0,5	0,4
19	1,5	1				12	0,2	0,2
23	1,5	0,7				> 12	0,2	0,2
25	1,5	0,7						
> 25	0,2 + 1,3 × 25/H	0,2 + 0,5 × 25/H						

Se deberá controlar hasta la armónica H = 50.

Los valores de tensiones armónicas se expresan en porcentaje de la tensión nominal.

Respecto al índice de distorsión armónica se establece que al aplicar la estadística del 95% a los valores registrados del índice de distorsión total armónica, se debe cumplir, para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos y para tensiones iguales o inferiores a 110 [kV], que este índice deberá ser inferior a 8%.

Al aplicar la estadística del 95% a los valores registrados del índice de distorsión total armónica, se debe cumplir, para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos y para tensiones superiores a 110 [kV], que este índice deberá ser inferior a 3% y se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{k=50} V_k^2}}{V_1}$$

Donde:

- THD_v: Índice de distorsión armónica total de la tensión.
- V_k: componente armónica de tensión de orden k.
- V₁: componente fundamental de la tensión.

En el caso de las instalaciones de los enlaces HVDC deberán limitar la contribución a la contaminación de la red según los estándares siguientes:

- a) Armónicas de corrientes según lo indicado en el Artículo 5-73 a) para el nivel de tensión que corresponda.
- b) Fluctuaciones de tensión según lo indicado en el Artículo 5-73 b) para el nivel de tensión que corresponda, llevará una estadística que se informara al Coordinador.
- c) Severidad del parpadeo según lo indicado en el Artículo 5-73 c), para el nivel de tensión que corresponda.
- d) Armónicas de tensión según lo indicado en el presente artículo.

Artículo 5-75

Las instalaciones de generación deberán limitar la contribución a la contaminación de la red de modo que las distorsiones de armónicas de tensión estén en los rangos que se indican en el Artículo 5-74.

Tratándose de parques eólicos o fotovoltaicos, éstos deberán limitar además la contribución a la contaminación de la red, medidas en el Punto de Conexión al SI, según los estándares siguientes:

- a) Armónicas de corrientes según lo indicado en el Artículo 5-73 a) para el nivel de tensión que corresponda.
- b) Fluctuaciones de tensión según lo indicado en el Artículo 5-73 b) para el nivel de tensión que corresponda. Solo se llevará una estadística que se informará al Coordinador.
- c) Severidad del parpadeo según lo indicado en el Artículo 5-73 c), para el nivel de tensión que corresponda.
- d) Armónicas de tensión según lo indicado en el Artículo 5-73 para el nivel de tensión que corresponda.

Artículo 5-76

La medición y el control de la Calidad de Producto Eléctrico de los Coordinados se efectuarán mediante Auditorias Técnicas que decida realizar el Coordinador.

Las Auditorias Técnicas podrán ser decididas frente a una denuncia formal que reciba el Coordinador de parte de otro Coordinado, por cuanto no se estarían cumpliendo los estándares exigidos.

En caso, que la Auditoria Técnica demuestre que la denuncia no era fundada, los costos de la Auditoria recaerán en quien la formuló; en caso contrario, los costos serán de quien esté

incumpliendo los estándares, sin perjuicio de su obligación de ajustarse a los estándares establecidos en el presente título.

La exactitud de las mediciones deberá ser compatible con la exigencia que se necesita controlar. Para controlar armónicas y pulsaciones de tensión se deberá usar instrumentación que cumpla con la condición de tener una exactitud mejor que el 5% del límite de distorsión permitida.

Los instrumentos de medición a utilizar deben cumplir la norma IEC61000-4-30, clase A.

CAPÍTULO N°6
Estudios para
Programación de la
Seguridad y Calidad de
Servicio

TÍTULO 6-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 6-1

El objetivo del presente Capítulo es establecer los requerimientos de los estudios que deberán llevar a cabo el Coordinador para realizar la programación y coordinación de la operación, el Control de Tensión, el Control de Frecuencia y el PRS, para el conjunto de instalaciones de los Coordinados, así como establecer los requerimientos de información para la realización de dichos estudios y ejercer la coordinación de la operación.

Artículo 6-2

El alcance del presente Capítulo comprende:

- a) La definición del contenido de la Información Técnica del SI para efectuar la coordinación operativa y realizar la programación de la SyCS.
- b) Los requisitos y condiciones que deben cumplir las herramientas de simulación a emplear en los estudios que deberán efectuar el Coordinador.
- c) Los requisitos y condiciones que deben reunir los estudios que deberán efectuar el Coordinador para la programación de la SyCS.
- d) Las responsabilidades del Coordinador y de los Coordinados en relación con el análisis de las fallas y perturbaciones que ocurren en el SI, lo que incluye la especificación de los requerimientos mínimos de información a registrar, el análisis de las perturbaciones, las acciones que deberá tomar el Coordinador y el modelo de informe de anomalías y perturbaciones que deberá prepararse ante cada evento de falla.

TÍTULO 6-2 INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES Y EQUIPAMIENTOS

Artículo 6-3

El Coordinador deberá organizar y mantener actualizada la Información Técnica del SI para los estudios que deba realizar. Dicha Información Técnica estará integrada por los datos y antecedentes de las instalaciones de los Coordinados del SI, la que deberá corresponder al menos a la señalada en el Anexo Técnico "Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento" y a la que se solicite en conformidad al presente Capítulo.

En el Anexo Técnico "Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento" se definirán los formatos, los plazos y el contenido de la información que deberán entregar los Coordinados.

Artículo 6-4

La Información Técnica del SI señalada en el artículo precedente, deberá ser incorporada por el Coordinador debidamente organizada en su sitio Web, con posibilidad de ser consultada sin costo y seleccionable por campos y registros de interés del usuario, para ser descargados en los formatos que establezca el Anexo Técnico "Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento" . Toda información que se encuentre codificada deberá ser entregada con el código correspondiente y la glosa identificadora.

Artículo 6-5

Los Estudios que se indican en el presente Capítulo utilizarán los antecedentes que formen parte de la Información Técnica del SI indicada en los artículos precedentes. Estos Estudios serán el respaldo técnico del Coordinador y los CC para realizar la operación en Tiempo Real del SI.

Artículo 6-6

Cada Coordinado deberá informar al Coordinador los parámetros técnicos y modelos matemáticos correspondientes a sus instalaciones y equipamientos, en un formato estándar definido en el Anexo Técnico "Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento".

Artículo 6-7

El Coordinador deberá informar a los Coordinados la nomenclatura a emplear para identificar al respectivo Coordinado, a sus distintas instalaciones y equipamientos, los Puntos de Conexión entre Coordinados, los Puntos de Control de Clientes y las Instalaciones de Conexión de Clientes con el ST. Para ello el Coordinador deberá definir la nomenclatura adecuada.

Artículo 6-8

Cada vez que los Coordinados entreguen información al Coordinador deberán solo hacer uso de la nomenclatura señalada en el artículo precedente para identificar sus instalaciones, indicando el responsable de la información y la fecha de entrega de cada campo o registro.

Artículo 6-9

Cada Coordinado deberá informar al Coordinador en los plazos establecidos en el Anexo Técnico “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento” cualquier modificación o cambio que surja respecto a la Información Técnica entregada con anterioridad, junto con entregar los antecedentes que respalden dicha modificación.

Artículo 6-10

Cuando un Coordinado informe cualquier cambio o modificación de uno o más datos de sus instalaciones o equipamientos registrados en la Información Técnica, el Coordinador dispondrá de los plazos a los que se refiere el Anexo Técnico “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento” para realizar la actualización de la información contenida en su sitio Web.

Artículo 6-11

El Coordinador podrá solicitar información adicional a la definida en el Anexo Técnico “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento”, cuando ello resulte necesario para llevar a cabo los estudios especificados en el presente Capítulo, comunicando de ello a todos los Coordinados y publicando dicha información en su sitio Web.

Artículo 6-12

Si un Coordinado no entrega uno o más parámetros técnicos de sus instalaciones o existen dudas de la calidad de los mismos, el Coordinador podrá usar temporalmente estimaciones de la información faltante, de acuerdo a lo establecido en el el Anexo Técnico “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento”.

Artículo 6-13

Los antecedentes a integrar en la Información Técnica del SI comprenden los siguientes tipos de datos:

- a) Datos técnicos de unidades generadoras, esto es, datos o parámetros eléctricos de las instalaciones y equipamientos para su utilización en estudios de sistemas de potencia, con la correspondiente identificación de los Puntos de Conexión al SI.
- b) Parámetros de operación de unidades generadoras, esto es, parámetros requeridos para la programación del arranque o detención de unidades generadoras y/o restricciones operativas de las unidades.
- c) Datos del ST, esto es, parámetros eléctricos de las instalaciones y equipamientos que lo conforman.
- d) Datos de las Instalaciones de Clientes, esto es, información relativa a la demanda en cada Punto de Control; demanda de energía y potencia, activa y reactiva, tanto consumida como proyectada; composición de las cargas; curvas características de la demanda; según corresponda.
- e) Los datos e información a la que se refiere el Anexo Técnico “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento”.

Los grupos de datos asignados a cada Coordinado dependerán de los tipos de instalaciones que sean de su propiedad.

Artículo 6-14

El Coordinador deberá emitir el Informe Mensual al que se refiere el Anexo Técnico "Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto".

Artículo 6-15

Los Coordinados deberán mantener los registros detallados de las mediciones de cantidad, duración y profundidad de las interrupciones, con el fin de informarlos de acuerdo a lo indicado en los Anexos Técnicos "Informes de Falla de Coordinados" e "Informe de Calidad de Suministro y Calidad de Producto".

Artículo 6-16

El Coordinador deberá elaborar el Informe Mensual a que se refiere el Artículo 6-14 y publicarlo en su página web, de conformidad con lo dispuesto en el Anexo Técnico "Informes de Calidad de Suministro y Calidad de Producto".

Artículo 6-17

Para la elaboración del Informe Mensual a que se refiere el Artículo 6-14, el Coordinador podrá solicitar a los Coordinados justificadamente la información adicional que requiera, en los plazos y formatos que éste establezca.

Artículo 6-18

Con los Informes de los Clientes indicados en el Artículo 6-17, el Coordinador determinará para cada Punto de Control de Clientes, los índices FMIK y TTIK del último mes, determinados en la forma indicada en el Anexo Técnico "Informe de Calidad de Suministro y Calidad de Producto".

El Coordinador determinará valores acumulados de los 12 últimos meses para cada Punto de Control de Clientes, según lo establecido en el Artículo 6-26.

Asimismo, con los Informes indicados en el Artículo 6-14, el Coordinador consolidará la información mensual entregada por cada Coordinado que explote instalaciones de generación o de transmisión y determinará valores acumulados de Indisponibilidad para cada instalación y para cada tipo de instalación de acuerdo a lo establecido en el Artículo 5-58.

Artículo 6-19

El Coordinador deberá publicar en su sitio Web los indicadores representativos de su eficiencia operativa, en materia de Control de Frecuencia, Control de Tensión en puntos críticos, tiempo de restablecimiento del servicio luego de una pérdida de suministro superior o igual a 4[MW].

Artículo 6-20

Sin perjuicio de lo señalado en el presente título, la Información Técnica mínima que deberá ser entregada por los Coordinados y que deberá ser publicada por el Coordinador, será la que se señala en el Anexo Técnico "Informe de Calidad de Suministro y Calidad de Producto".

TÍTULO 6-3 HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN

Artículo 6-21

Las herramientas de simulación que deberá emplear el Coordinador en los estudios para la programación de la SyCS, según corresponda, deberán ser aptas para ejecutar estudios de flujos de carga, análisis de cortocircuitos y fallas desbalanceadas, coordinación de protecciones, análisis de transitorios electromecánicos de sistemas de potencia, armónicos,

Artículo 6-22

Las herramientas de simulación deberán ser capaces de representar en forma adecuada la respuesta transitoria y dinámica del SI, en un ancho de banda suficiente para representar todos los fenómenos dinámicos que pueden ocurrir. Además deberán disponer de representación detallada de los sistemas de control de unidades generadoras y del ST, así como de las protecciones eléctricas, relés de protección especiales, y fuentes de inyección de armónicas.

Adicionalmente, las herramientas de simulación deberán incluir la representación dinámica de al menos los siguientes componentes:

- a) Unidades generadoras, motores y compensadores sincrónicos, y motores asíncrónicos.
- b) Sistemas de excitación y Controladores de Tensión.
- c) Limitadores de los sistemas de excitación.
- d) Equipos PSS.
- e) Máquinas motrices y Controladores de Carga/Velocidad.
- f) Protecciones de sobrefrecuencia y subfrecuencia de unidades generadoras.
- g) EDAC, EDAG, ERAG y Sistemas de Protección Multiárea.
- h) Compensadores de potencia reactiva controlables.
- i) Dispositivos de control del ST basados en tecnología FACTS, HVDC, Equipos de Compensación de Energía Activa y Reactiva, entre otras.

Artículo 6-23

Las herramientas de simulación deberán tener la capacidad suficiente para representar en forma adecuada la respuesta transitoria y dinámica del SI en un ancho de banda de frecuencias de perturbación. Además, deberán disponer de representación adecuada de:

- a) Instalaciones de generación y sus respectivos sistemas de control.
- b) Instalaciones del ST.
- c) Protecciones eléctricas y relés de protección especiales del SI.
- d) Variación dinámica de la demanda con la tensión y la frecuencia.

No obstante lo anterior, podrán emplearse modelos estáticos de demanda, basados en recomendaciones tomadas de normas internacionales, excepto en aquellos casos en que las características dinámicas de ésta tengan un efecto significativo sobre los resultados del estudio.

Artículo 6-24

Las bases de datos usadas para la simulación del SI deben ser públicas y de acceso gratuito para los interesados. Para ello se debe publicar en la WEB del Coordinador la versión actualizada de dicha base de datos.

La versión actualizada publicada en la página web debe además ser acompañada de un documento que señale los cambios realizados en comparación con el documento anterior.

Además, los componentes y antecedentes indicados en los Artículo 6-22 y Artículo 6-23, deben ser publicados en un formato tal que cualquier usuario pueda modelar el sistema usando una herramienta de simulación distinta a la empleada por el Coordinador.

Artículo 6-25

Para el desarrollo del estudio de verificación de coordinación de protecciones indicado en el 0, la herramienta de simulación deberá poder analizar fallas balanceadas y desbalanceadas, y determinar los tiempos de operación de las protecciones de acuerdo con sus ajustes y características técnicas de cada relé.

Asimismo, deberá estar en condiciones de analizar el desempeño de los relés de protección ante transitorios electromecánicos, de manera de poder identificar aquellos relés que podrían activarse y producir desconexiones ante oscilaciones de potencia

TÍTULO 6-4 ESTUDIO DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO

Artículo 6-26

El Coordinador deberá realizar anualmente un Estudio de Continuidad de Suministro.

A partir de los índices de continuidad FMIK y TTIK obtenidos de acuerdo al Anexo Técnico "Informe de Calidad de Suministro y Calidad de Producto", se determinarán en los Puntos de Control de Clientes, un análisis de su evolución respecto de años anteriores y de las causas de las variaciones.

Los análisis anteriores deben identificar si las diferencias entre los índices de continuidad por barra registrados tienen su origen en:

- a) indisponibilidades aceptables definidas en el Artículo 5-59 o Artículo 5-60 excesivamente permisivas para las instalaciones.
- b) inversiones insuficientes.
- c) operación insegura.
- d) otras causas.

Sobre la base de este Estudio, el Coordinador deberá proponer a la Comisión índices de continuidad aceptables FMIK y TTIK en los Puntos de Control de Clientes.

Adicionalmente, el Coordinador elaborará un Informe anual en que comparará los valores registrados con los valores límites establecidos en el Artículo 5-59 y Artículo 5-60, entregando una recomendación a la Comisión acerca de su modificación o ratificación, zonificación, u otra medida que estime conveniente considerar.

Artículo 6-27

En el Estudio de Continuidad de Suministro se incluirá la determinación de la indisponibilidad aceptable TTIK, en aquellas barras del ST en las cuales la Comisión efectúe fijación de precios de nudo de corto plazo, con el desglose de acuerdo al origen de la indisponibilidad (generación o transmisión nacional, zonal o dedicada).

TÍTULO 6-5 ESTUDIO DE RESTRICCIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Artículo 6-28

El Coordinador podrá adoptar restricciones en el ST como medida de control preventivo para garantizar la SyCS ante diferentes estados del SI, para el conjunto de Contingencias Simples definidas en el Artículo 5-37, a partir del Estudio de Restricciones en el ST que el Coordinador realice. Dicho estudio será actualizado al menos con una periodicidad anual.

Artículo 6-29

En el Estudio de Restricciones en el ST, las restricciones corresponderán a la máxima potencia que se puede transmitir por el ST que el Coordinador identifique como críticas para garantizar que frente a la ocurrencia de las contingencias indicadas en el artículo precedente, se verifique a lo menos que:

- a) Las unidades generadoras no pierden el sincronismo, pudiendo alcanzar una condición de operación estable con posterioridad a la falla, verificando la condición de estabilidad transitoria.
- b) El Control de Tensión durante y después del período transitorio asociado a la falla es adecuado y no hay riesgo de colapso de tensión, verificando la condición de estabilidad de tensión.
- c) No hay riesgo de inestabilidad de frecuencia, fundamentalmente en aquellas situaciones en que se activa la operación de los EDAC o EDAG (o ERAG) o Sistemas de Protección Multiárea.
- d) El cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el CAPÍTULO N°5, en lo referente a:
 - I. Recuperación dinámica y Control de Tensión.
 - II. Recuperación dinámica y Control de Frecuencia.
 - III. Niveles mínimos de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas.

Artículo 6-30

El Estudio de Restricciones en el ST considerará un horizonte de operación de 12 meses. Deberá identificar el conjunto de instalaciones sobre las que deban definirse las restricciones al transporte de potencia, cuantificar su valor y establecer el punto o ubicación en donde deberá realizarse la supervisión de la potencia para verificar el cumplimiento de la restricción en la operación en Tiempo Real.

Artículo 6-31

El Estudio de Restricciones en el ST deberá cumplir al menos con los siguientes requisitos mínimos:

- a) Para la demanda, se deberá considerar la información de la previsión de la demanda utilizada en la última programación de la operación para el período de 12 meses.

- b) Para el ST, al menos se deberán considerar las ampliaciones y/o expansiones contenidas en la resolución que actualiza y declara las obras en construcción vigente, a que se refiere el artículo 72°-17 de la Ley.
- c) Para la operación del SI, el Coordinador definirá los escenarios de operación que resulten más críticos para la SyCS. Entre éstos, se deberán considerar escenarios de operación correspondientes a estados con máxima y mínima demanda.
- d) Para las contingencias, como mínimo se considerarán las establecidas en el Artículo 5-37.

Artículo 6-32

El Coordinador deberá elaborar un informe técnico que documente los resultados del Estudio de Restricciones en el ST, el cual deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a) Informe ejecutivo que resuma las restricciones identificadas, y las condiciones y consideraciones para su aplicación en la operación de Tiempo Real del SI.
- b) Descripción de la metodología utilizada en el desarrollo del estudio.
- c) Información Técnica del SI utilizada.
- d) Convenciones y supuestos adoptados para la realización del estudio.
- e) Escenarios de operación.
- f) Márgenes de seguridad.
- g) Contingencias consideradas en el análisis.
- h) Criterios adoptados para la realización de las simulaciones.
- i) Sensibilidad de las restricciones respecto a la variación de los parámetros considerados en el análisis, en especial, respecto a la desviación de la demanda real respecto a la prevista.

TÍTULO 6-6 ESTUDIO DE VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

Artículo 6-33

El Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones que debe realizar el Coordinador, cuya periodicidad será cada cuatro (4) años y que podrá ser revisado y ajustado en períodos menores si se producen incorporaciones o modificaciones importantes en el SI que puedan afectar sus resultados, tiene por objeto confirmar que el desempeño de los sistemas de protección de las líneas de transmisión, transformadores de potencia, barras y unidades generadoras, garantizan al menos:

- a) La Calidad del Suministro al proteger debidamente a las instalaciones;
- b) La actuación selectiva en el menor tiempo posible ante la ocurrencia de fallas en las instalaciones protegidas o en sus inmediaciones;
- c) Un adecuado respaldo ante fallas en instalaciones adyacentes que no han sido despejadas a tiempo por los interruptores correspondientes; y
- d) Que no representa un comportamiento adverso a los efectos causados por oscilaciones de potencia que se produzcan durante transitorios electromecánicos.

La realización del Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones no libera de responsabilidad a los Coordinados de contar con sus propios estudios de coordinación de protecciones y que éstas operen en forma correcta.

Artículo 6-34

El Coordinador deberá verificar la adecuada coordinación de las protecciones de las instalaciones existentes de los Coordinados, motivadas por el impacto sobre el sistema debido a la modificación de instalaciones existentes o la incorporación de nuevas instalaciones no consideradas en la emisión de la versión anterior de este estudio. Los estudios deberán identificar los sistemas de protección que presentan deficiencias de coordinación así como las instalaciones que resultan afectadas, dando informe de estos resultados a todos los Coordinados.

Artículo 6-35

El Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

- a) Para la representación del SI, se deberá utilizar detalle de las líneas y subestaciones del ST y aquellas barras de menor tensión asociados a las unidades generadoras, con sus circuitos equivalentes a secuencia positiva, negativa y cero. Especial consideración deberá tenerse en la representación de la influencia que ejercen los acoplamientos mutuos de secuencia cero de las líneas de transmisión de doble circuito sobre las impedancias aparentes medidas por los relés de distancia.
- b) Para la operación del SI, el Coordinador definirá los escenarios de operación que resulten más críticos para la operación de las protecciones, y de este modo considerar las diferentes configuraciones del despacho de generación pueden afectar significativamente a los valores de la impedancia aparente

medidas por los relés de distancia para un cortocircuito aplicado en diferentes puntos del SI. Entre los escenarios a considerar, deberán incluirse aquellos correspondientes a estados con máxima y mínima demanda.

- c) Para las fallas, se considerarán cortocircuitos monofásicos, bifásicos a tierra y entre fases, aplicados en localizaciones próximas al punto de ubicación de cada relé de protección y en localizaciones distantes hasta 2 niveles de adyacencia, es decir, hasta 2 puntos o conexiones eléctricas distantes del punto que supervisa o protege el mencionado relé. También se debe considerar cortocircuitos monofásicos con resistencias que permitan reproducir las características del terreno en que se encuentra el elemento serie del ST.

Artículo 6-36

El Coordinador deberá elaborar un informe técnico que documente los resultados del Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones, el cual deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a) Informe ejecutivo que sintetice los principales resultados y presente las deficiencias de coordinación identificadas.
- b) Descripción de la metodología utilizada en el desarrollo del estudio.
- c) Información Técnica utilizada.
- d) Convenciones y supuestos adoptados para la realización del estudio.
- e) Escenarios de operación.
- f) Fallas comprendidas en el análisis.
- g) Criterios de respaldo adoptados para las protecciones.
- h) Resultados del análisis de verificación, con identificación de aquellos relés que están operando de manera incorrecta.
- i) Sensibilidad de las condiciones de operación y la configuración del despacho de generación respecto de la robustez de los sistemas de protección.

TÍTULO 6-7 ESTUDIO DE CONTROL DE TENSIÓN Y REQUERIMIENTOS DE POTENCIA REACTIVA

Artículo 6-37

El Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva que debe realizar el Coordinador, cuya periodicidad será al menos anual, tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el CAPÍTULO N°5, mediante la utilización de los recursos de potencia reactiva existentes o proyectados para su instalación a corto plazo, a través de:

- a) La determinación de las reservas de potencia reactiva necesarias para hacer frente a las contingencias más probables.
- b) La correcta asignación de los recursos de inyección y/o absorción de potencia reactiva disponibles entre los Coordinados.
- c) La evaluación de la eficacia y cantidad de recursos para el Control de Tensión.
- d) Las correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa, toda vez que existan riesgos de incumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en la presente NT, entendiéndose por tal, el establecimiento de nuevas restricciones de transmisión, el incremento de los niveles de generación forzada y/o el racionamiento forzado en el suministro de la demanda.

Artículo 6-38

El Coordinador deberá realizar el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva para determinar el perfil óptimo de tensiones y los requerimientos de potencia reactiva para el ST, con resolución mensual para un horizonte de operación de 12 meses. Los requerimientos y asignación de reservas de potencia reactiva se efectuarán para las condiciones de operación más desfavorables previstas para cada mes.

Artículo 6-39

El Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

- a) Para la demanda, se utilizará la previsión de demanda usada en la programación de la operación para el período de 12 meses.
- b) Para el ST, al menos se deberán considerar las ampliaciones y/o expansiones contenidas en la resolución que actualiza y declara las obras en construcción vigente, a que se refiere el artículo 72°-17 de la Ley.
- c) Para la operación del SI, el Coordinador definirá los escenarios de operación que resulten más críticos para la SyCS. Entre éstos, se deberán considerar escenarios de operación correspondientes a estados con máxima y mínima demanda.
- d) Para las contingencias, como mínimo se considerarán las establecidas en el Artículo 5-37 que no califiquen como contingencia extrema.

Artículo 6-40

Se considerarán como recursos disponibles para el Control de Tensión los siguientes equipamientos:

- a) Unidades generadoras sincrónicas con despacho normal.
- b) Unidades generadoras sincrónicas con despacho forzado producto de exigencias de SyCS.
- c) Condensadores sincrónicos.
- d) Condensadores y reactores conectados en derivación, y Equipos de Compensación de Energía Reactiva.
- e) SVC.
- f) Cambiadores de taps bajo carga para transformadores.
- g) Parques eólicos o fotovoltaicos equipados para proveer potencia reactiva.

Artículo 6-41

Para la asignación de recursos y márgenes de control de potencia reactiva en la realización del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva deberán tenerse en cuenta al menos los siguientes criterios:

- a) El perfil de tensiones y la asignación de los recursos de potencia reactiva deberán realizarse en forma óptima, de forma tal de reducir en cuanto sea posible el tránsito de potencia reactiva por el ST.
- b) Para el SI en Estado Normal, deberán mantenerse las tensiones dentro de los límites establecidos en el CAPÍTULO N°5, con las unidades generadoras sincrónicas operando dentro de su Diagrama P-Q, y los parques eólicos y fotovoltaicos operando dentro de los rangos de potencia reactiva que puedan aportar en su Punto de Conexión, con reservas de potencia reactiva que permita cumplir con los criterios definidos en los puntos siguientes.
- c) Ante condiciones de Contingencia Simple deberán mantenerse las tensiones dentro de los límites establecidos en CAPÍTULO N°5, con las unidades generadoras operando dentro del 100% de la capacidad definida en su Diagrama P-Q y en el caso de parques eólicos y fotovoltaicos hasta un factor de potencia 0,95 inductivo o capacitivo, en su Punto de Conexión.
- d) En aquellos puntos del SI donde exista un mayor riesgo de inestabilidad de tensión, aún ante Contingencias Simples, se deberá conservar un margen de potencia reactiva que maximice la distancia al nivel de colapso de tensión, haciendo pleno uso de los recursos disponibles.
- e) El perfil de tensiones posterior a una Contingencia Simple, deberá ser tal que cumpla los estándares y exigencias correspondientes al Estado de Alerta.
- f) Cuando los recursos disponibles de potencia reactiva no sean suficientes para cumplir con las exigencias de SyCS establecidos en la presente NT, se deberán definir programas de reducción o desconexión de consumos.

Artículo 6-42

El Coordinador deberá elaborar un informe técnico que documente los resultados del Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva, el cual deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a) Informe ejecutivo que sintetice los principales resultados y conclusiones respecto a las condiciones y eventuales inconvenientes para el Control de Tensión.
- b) Descripción de la metodología empleada en el desarrollo del estudio.
- c) Información Técnica utilizada.
- d) Convenciones y supuestos adoptados para la realización del estudio.
- e) Escenarios de operación.
- f) Eventos de falla considerados.
- g) Criterios adoptados para realizar las simulaciones.

TÍTULO 6-8 ESTUDIO DE CONTROL DE FRECUENCIA Y DETERMINACIÓN DE RESERVAS

Artículo 6-43

El Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas que debe realizar el Coordinador, cuya periodicidad será al menos anual, tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares SyCS establecidos en el CAPÍTULO N°5, a través de:

- a) La definición de los requerimientos de las reservas para el CPF y el CSF, necesarias para cumplir con los estándares de SyCS de la presente NT.
- b) La correcta asignación de las reservas entre las diferentes unidades generadoras participantes del CPF y del CSF.
- c) La evaluación del desempeño del Control de Frecuencia y la cantidad de recursos para el Control de Frecuencia.
- d) Las correcciones y ajustes necesarios a las políticas de seguridad operativa, toda vez que existan riesgos de incumplimiento de los estándares de SyCS.

Artículo 6-44

El nivel de reserva requerido para el CPF con el SI operando en Estado Normal, que permite cumplir con los estándares de SyCS establecidos en la presente NT, será aquel que resulte consistente con la reserva óptima en sentido económico, entendiéndose por tal, aquella que surge de una solución que considere los mayores costos de producción derivados de la operación de las unidades generadoras fuera del óptimo económico, para mantener suficiente reserva para el CPF, y los costos evitados de ENS de corta duración, en los que se incurriría de no contar con esa reserva.

Artículo 6-45

El Coordinador deberá realizar el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas para un horizonte de operación de 12 meses, con resolución trimestral o menor. Este estudio se revisará y ajustará a la finalización de ese período, o antes de su finalización, en caso de que se produzcan incorporaciones de unidades generadoras de tamaño relevante o importantes modificaciones en el SI, que puedan afectar los planes y programas del Control de Frecuencia.

Artículo 6-46

El Coordinador deberá realizar el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas evaluando el mínimo porcentaje de reserva requerido para el CPF, esto es, aquel porcentaje que permite evitar la pérdida de control del SI ante la imposibilidad de responder en tiempo para controlar las desviaciones de la frecuencia nominal.

Para cumplir con lo anterior, el estudio deberá representar las desconexiones intempestivas de unidades generadoras y las variaciones intempestivas de demanda con los datos obtenidos de los registros existentes en el Coordinador, en tanto estos sean representativos de las perturbaciones a simular.

Artículo 6-47

El Coordinador deberá realizar el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas teniendo en cuenta los criterios y metodología que se definen en la presente NT. Como resultado del estudio se obtendrá un porcentaje de reserva óptimo que se utilizará para efectuar la asignación de la reserva entre las unidades generadoras participantes del CPF, incluyendo al menos las siguientes consideraciones:

- a) Uso de un modelo probabilístico que simule la falla de las instalaciones del SI y las variaciones intempestivas de la demanda, que esté respaldado por los registros obtenidos por el Coordinador. Luego, en función de la disponibilidad de las unidades generadoras y para un nivel de reserva dado, se calculará la ENS de corta duración causada por fallas aleatorias en las unidades generadoras.
- b) Se calcula el Costo de Falla de Corta Duración y el costo de operación correspondiente al nivel de reserva considerado.
- c) Se repite el cálculo para diferentes niveles de reserva, calculando en cada caso el Costo de Falla de Corta Duración y el costo de operación correspondiente. Cuanto mayor sea la reserva, mayor será la desviación del despacho óptimo sin reserva y mayor el costo de operación resultante, pero menor el Costo de Falla de Corta Duración.
- d) Con los resultados obtenidos se construye la curva que relaciona los distintos niveles de reserva para CPF, con el incremento en el costo de operación más el Costo de Falla de Corta Duración.
- e) El nivel óptimo de reserva para CPF, expresado como porcentaje de la capacidad de las unidades generadoras, será aquel para el cual el costo total sea mínimo, es decir, que minimice la suma del costo de operación más el Costo de Falla de Corta Duración.

Artículo 6-48

El Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas deberá cumplir los siguientes requisitos mínimos:

- a) Para la demanda, se utilizará la previsión de demanda usada en la programación de la operación para el período de 12 meses; la variación estimada de la demanda con la frecuencia; y un registro de las variaciones intempestivas de demanda que sea representativo de cada escenario.
- b) Representación de la variación de la demanda con la frecuencia.
- c) Para las unidades generadoras, se utilizará la última programación de la operación de 12 meses.
- d) Las tasas de indisponibilidad forzada y programada de las unidades generadoras serán las que se encuentren vigentes en el Coordinador.
- e) Las tasas de indisponibilidad forzada y programada para las instalaciones del ST serán las que se vayan acumulando mediante el control estadístico que deberá desarrollar el Coordinador.
- f) Los costos variables de operación de centrales termoeléctricas, la previsión de la producción de las centrales hidroeléctricas, el programa de mantenimiento mayor actualizado, así como las restricciones técnicas de las unidades generadoras y el

ST, serán definidos por el Coordinador, de acuerdo a los procedimientos e información que se encuentre vigente en el Coordinador.

- g) El Costo de Falla de Corta Duración correspondiente al costo unitario de la ENS de corta duración definido en la presente NT o el que en su reemplazo determine la Comisión.
- h) El estudio deberá contemplar la utilización de los EDAC habilitados y los proyectados para el horizonte del presente estudio, de acuerdo con lo determinado en el último Estudio EDAC.

Artículo 6-49

En el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas para la determinación de la reserva óptima para el CPF, el Coordinador deberá evaluar la conveniencia de asignar ese porcentaje de reserva de manera uniforme a todas las unidades generadoras que estén participando del CPF, o bien, distribuirlo en un conjunto restringido de unidades generadoras del SI.

No obstante lo anterior, se podrá aceptar que algunas unidades generadoras aporten su porcentaje de reserva a través de recursos propios o a través de la sustitución que puedan realizar otras unidades generadoras. La sustitución podrá ser realizada siempre y cuando se asegure en cada zona del SI una asignación adecuada de reserva para CPF, conforme lo determine el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.

Artículo 6-50

La reserva para el CSF será establecida por el Coordinador en función del mayor error estadístico en la previsión de la demanda y de las contingencias más probables.

TÍTULO 6-9 ESTUDIO DE ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA

Artículo 6-51

El Coordinador realizará el Estudio de EDAC, al menos cada dos años, para revisar y adecuar los EDAC vigentes. El estudio se realizará para un horizonte de 24 meses, y se revisará y ajustará a la finalización de ese período, o antes de su finalización, si se producen incorporaciones o modificaciones importantes en el SI que puedan afectar el correcto funcionamiento de cada EDAC.

Artículo 6-52

El Estudio de EDAC deberá cumplir los siguientes requisitos mínimos:

- a) Para la demanda, se utilizará la previsión de demanda usada en la programación de la operación para el período de 24 meses.
- b) Para el ST, al menos se deberán considerar las ampliaciones y/o expansiones contenidas en la resolución que actualiza y declara las obras en construcción vigente, a que se refiere el artículo 72°-17 de la Ley.
- c) Para la operación del SI, el Coordinador definirá los escenarios de operación que resulten más críticos para la SyCS. Entre éstos, se deberán considerar escenarios de operación correspondientes a estados con máxima y mínima demanda.
- d) Para las contingencias, como mínimo se considerarán las establecidas en el CAPÍTULO N°5 de las presente NT, así como otras que a juicio del Coordinador impliquen riesgo de colapso de tensión.
- e) El estudio deberá contemplar la reserva óptima que resulta del Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.
- f) En el caso de EDAC complementado mediante el uso de Equipos de Compensación de Energía Activa, el Coordinador deberá establecer los tiempos máximos de operación, el procedimiento de revisión de los mismos, y los protocolos de coordinación mediante los cuales el EDAC del coordinado deberá actuar una vez que el Equipo de Compensación de Energía Activa disminuya su aporte al SI.

Artículo 6-53

En el diseño del EDAC por subfrecuencia y subtensión se deberán tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) El Coordinador deberá ubicar la primera etapa de activación del EDAC por subfrecuencia en valores menores o iguales a 49,2 [Hz]. En el caso de EDAC por tasa de variación de frecuencia, estos podrán activarse a partir en valores superiores a 49,2 [Hz] e inferiores a 49,7 [Hz] siempre que no se produzcan activaciones indeseadas del EDAC.
- b) La activación de la última etapa del EDAC por subfrecuencia deberá cubrir la contingencia más severa probable, entendiéndose por tal, una falla con una tasa de ocurrencia de hasta una vez cada 5 años. Esta contingencia puede estar dada por la pérdida de un bloque de generación o la desconexión de un tramo del ST.

- c) Se deberá procurar que las demandas comprometidas en las primeras etapas del EDAC por subfrecuencia sean reducidas, a los efectos de permitir cubrir los eventos de falla de mayor probabilidad de ocurrencia, con excesos mínimos para la desconexión de demanda.
- d) El EDAC por subfrecuencia tendrá un mínimo de 4 etapas. La cantidad de etapas de este esquema será determinada por el Coordinador a partir de las inversiones en equipamiento necesarias, la reducción de los montos de ENS que resultan por excesos de desconexión de demanda y la capacidad para discriminar o diferenciar las diversas etapas de frecuencia.
- e) El EDAC por subfrecuencia se activará a partir del valor absoluto de la frecuencia. No obstante lo anterior, el Coordinador deberá evaluar la necesidad y/o conveniencia de combinar etapas que se activen por el valor absoluto de la frecuencia y/o por la tasa de variación de la frecuencia.
- f) El Coordinador deberá considerar la conexión de relés de desconexión de carga por subtensión para prevenir los riesgos de un colapso de tensión. Asimismo, para las aplicaciones de EDAC por subtensión, podrá considerar una supervisión por subtensión local en la aplicación de esquemas EDAC por desenganche directo.
El Coordinador deberá analizar si existen cargas que al ser desconectadas ponen en peligro la seguridad de abastecimiento de combustible para las centrales generadoras, tales como plantas de regasificación de GNL, centros de almacenamiento de combustibles líquidos, etc. De ser así, éstas podrán ser excluidas por el Coordinador del Estudio de EDAC.

TÍTULO 6-10 ESTUDIO PARA PLAN DE DEFENSA CONTRA CONTINGENCIAS EXTREMAS

Artículo 6-54

El Estudio para el PDCE que debe efectuar el Coordinador, se realizará de acuerdo a los criterios y requisitos, de diseño y operación, que deberán ser aplicados al ST.

Artículo 6-55

El Coordinador debe realizar el Estudio para el PDCE para el SI, el cual deberá ser actualizado al menos cada 4 años.

Artículo 6-56

El PDCE definido en el Estudio comprenderá un esquema automático de utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias el cual, ante la detección de una Contingencia Extrema, produzca el desmembramiento o desconexión controlada de algunos elementos del SI, tal que, permita mantener la estabilidad del SI o de las islas eléctricas originadas por la propia contingencia o de islas eléctricas inducidas, con el objeto de evitar un apagón total.

Las islas eléctricas que se conforman por aplicación del PDCE, deberán estar equilibradas en potencia activa y reactiva, y disponer de recursos suficientes para mantenerse estables con un adecuado control de tensión y frecuencia, de acuerdo con las exigencias para el Estado de Emergencia, y que puedan alcanzar las condiciones necesarias para la sincronización con el resto del SI.

Artículo 6-57

El Estudio para el PDCE deberá incluir al menos:

- a) Identificación de las Contingencias Extremas que conducirían al Apagón Total del SI.
- b) Definición de los Recursos Adicionales de Control de Contingencias, tales como la conformación de Islas Eléctricas inducidas.
- c) Análisis de la eficacia de los recursos definidos para el PDCE en todo el rango de operación factible del SI.
- d) El diseño del sistema de monitoreo de variables eléctricas para la detección en Tiempo Real de las condiciones de apagón, y las acciones de control requeridas para el cumplimiento de los objetivos del PDCE.
- e) Los requerimientos mínimos para el equipamiento de control y sistema de comunicaciones necesario para la coordinación de las acciones automáticas de control en los diferentes puntos del SI que se requiera.
- f) Elección de las variables y magnitudes eléctricas para la activación de los Recursos Adicionales de Control de Contingencias, tomando en cuenta los siguientes elementos:
 - I. Las mediciones efectuadas deben ser simples de realizar, en la medida de lo posible, siendo preferible utilizar magnitudes usuales como la frecuencia, la tensión y la potencia activa o reactiva.

- II. Las mediciones efectuadas deberán realizarse, en lo posible, a nivel local y por lo tanto, deberán ser obtenidas en las zonas donde se va a efectuar la implementación.
 - III. Debido a que la utilización de los Recursos Adicionales de Control de Contingencias se realizará en instantes de tiempo en que el SI está siendo fuertemente perturbado, se deberán utilizar algoritmos simples para procesar las mediciones, así como reducir al mínimo posible la transmisión de señales que pudieran estar contaminadas.
- g) Estimación de costos e inversiones necesarias para la implementación del PDCE.
 - h) Estimación del cronograma para la implementación del PDCE.

Artículo 6-58

La operación de los automatismos que configuran el PDCE no debe interferir con la operación de ninguna otra instalación del SI, incluyendo aquellas relacionadas con el EDAC y las que se emplean durante las maniobras de sincronización.

Los Recursos Adicionales de Control de Contingencias solamente deberán operar para Contingencias Extremas, toda vez que no se espera que las instalaciones de protección, control, y los EDAC existentes, por si solos puedan evitar el Apagón Parcial del SI.

Artículo 6-59

El Estudio para el PDCE, deberá cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

- a) Para la demanda, se deberá considerar la información de la previsión de la demanda utilizada en la última programación de la operación para los próximos 4 años.
- b) Para el ST, al menos se deberán considerar las ampliaciones y/o expansiones contenidas en la resolución que actualiza y declara las obras en construcción vigente, a que se refiere el artículo 72°-17 de la Ley.

TÍTULO 6-11 ESTUDIO PARA PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

Artículo 6-60

El Coordinador realizará un Estudio para el PRS, al menos con periodicidad anual, de acuerdo a los criterios y requisitos establecidos en el presente título.

El objetivo del PRS es que con posterioridad a un Apagón Total o Apagón Parcial, sea posible establecer los mecanismos que permitan de una manera segura y organizada, restablecer el suministro eléctrico en todas las Islas Eléctricas afectadas en el menor tiempo posible, iniciando las acciones con la Partida Autónoma de las unidades generadoras disponibles, continuando con la reconstrucción de la estructura topológica de cada isla hasta su posterior vinculación con el resto del SI, dando abastecimiento prioritario a las denominadas Cargas Críticas.

Adicionalmente, el estudio de PRS deberá definir aquellas centrales que deban disponer de partida autónoma si ello es necesario para disminuir los tiempos de recuperación del servicio.

Artículo 6-61

Las estrategias de recuperación para cada isla serán elaboradas por el Coordinador y los CC que corresponda, bajo la dirección y supervisión del Coordinador, el que será el encargado de evaluar y dar aprobación al PRS previo a su entrada en vigencia.

Artículo 6-62

El PRS, debe comprender las mejores soluciones técnicas para coordinar las diversas tareas que componen el proceso de recuperación y buscando minimizar el tiempo total de recuperación del servicio.

Artículo 6-63

En el Estudio para el PRS se deberá al menos:

- a) Obtener y analizar las características de las instalaciones de Partida Autónoma existentes en el SI.
- b) Establecer los requerimientos y exigencias de unidades generadoras con capacidad de Partida Autónoma ante la condición de no disponer de energía del SI, de manera que cada Isla Eléctrica cuente con sus propias instalaciones de Partida Autónoma.
- c) Efectuar recomendaciones y exigencias respecto a la cantidad y localización de unidades generadoras con capacidad de Partida Autónoma en el SI.
- d) Efectuar recomendaciones y exigencias respecto a la cantidad y localización de unidades generadoras con capacidad de Aislamiento Rápido del SI, preservando la alimentación de sus servicios auxiliares.
- e) Analizar los procedimientos y medios disponibles para identificar la condición operacional de las diversas instalaciones del SI cuando éste se encuentra en Estado de Recuperación.
- f) Evaluar la calidad y cantidad de los medios disponibles para el PRS.

- g) Establecer las secuencias de maniobras necesarias para recomponer la estructura topológica del SI en el menor tiempo posible, dando abastecimiento prioritario a las Cargas Críticas.
- h) Realizar los estudios de sistemas de potencia que resulten necesarios para respaldar las maniobras contenidas en el PRS, incluyendo:
 - I. El análisis del Control de Tensión y la disponibilidad de potencia reactiva de las unidades de generación y de otros elementos de compensación reactiva dinámica.
 - II. El estudio de los transitorios electromagnéticos que tienen lugar durante las maniobras de energización.
 - III. El estudio del Control de Frecuencia durante el proceso de recuperación.
 - IV. El análisis del funcionamiento de las protecciones durante el proceso de recuperación.

Artículo 6-64

Las estrategias de recuperación que sean evaluadas en el marco del Estudio para el PRS, y que resulten aprobadas por el Coordinador, deberán contener al menos:

- a) La identificación de los coordinados que intervienen en el proceso de recuperación.
- b) La definición de las responsabilidades y funciones de cada uno de los Coordinados, en función de la estructura jerárquica de operación.
- c) Los mecanismos para verificar la existencia de un apagón y establecer su alcance y extensión geográfica.
- d) Las acciones inmediatas del Coordinador y las instrucciones a los CC.
- e) La delegación de funciones de despacho y control del Coordinador a los CC, según corresponda, para la iniciación del PRS.
- f) Las funciones que deberá ejercer el Coordinador para la conducción del PRS.
- g) Las funciones que deberán ejercer los CC del STN y de los STZ durante el desarrollo del PRS.
- h) Las funciones que deberán ejercer los CC de las instalaciones de generación durante el desarrollo del PRS.
- i) Las funciones que deberán ejercer los CC de las Instalaciones de Clientes.
- j) Los requerimientos de comunicaciones operativas entre el CDC y los CC.

Artículo 6-65

El PRS diseñado en el marco de la presente NT, deberá establecer los criterios para el uso eficiente de los sistemas de comunicación durante un apagón parcial o total, especificando un orden de prioridades para la utilización de los mismos que permita evitar la saturación de canales. Asimismo, deberán identificarse claramente los responsables de efectuar las comunicaciones entre el CDC y los CC que intervienen en el proceso de recuperación.

Artículo 6-66

El PRS diseñado en el marco de la presente NT, deberá establecer las modalidades para:

- a) Proveer la información que solicite la Comisión y la Superintendencia sobre cada incidente.
- b) Informar a los Coordinados el estado del ST, los recursos disponibles y el tiempo estimado para restablecer el servicio.
- c) Definir la información que el CDC puede comunicar a los CC que lo requieran.
- d) Elaborar y enviar los comunicados preliminares a los Coordinados durante el proceso de recuperación.
- e) Elaborar los comunicados definitivos con posterioridad al proceso de recuperación.
- f) Realizar los requerimientos mínimos de medición en puntos claves del SI.
- g) Definir el escenario de apagón.

Artículo 6-67

El PRS deberá establecer los procedimientos a seguir por los despachadores del Coordinador para reconocer el escenario de apagón, es decir, el estado operacional del SI luego del apagón. Para ello, las estrategias de recuperación partirán del supuesto de que toda la información recogida a través del SITR debe permitir el reconocimiento de la extensión del apagón y definir el escenario inicial, de acuerdo con las siguientes consideraciones:

- a) Para realizar una evaluación del estado operativo del SI, el Coordinador cuenta con equipos de supervisión en Tiempo Real que permiten detectar si hay tensión en las barras o equipos asociados de las distintas subestaciones que conforman el SI, así como verificar qué unidades generadoras puedan estar operando en el área afectada.
- b) En las subestaciones que vinculan la o las zonas afectadas con el resto del SI, también se podrá constatar que los flujos de potencia activa y reactiva intercambiados sean nulos.

Artículo 6-68

El Estudio para el PRS deberá establecer las acciones inmediatas que deberá ejecutar el Coordinador y los CC, según corresponda, para definir la estrategia de recuperación a seguir, en función del escenario de apagón, los recursos de comunicación y tele-supervisión disponibles, los sistemas de control, y las unidades generadoras que disponen de Partida Autónoma que están localizados en el área afectada. Los planes deberán detallar las instrucciones que el Coordinador deberá impartir a los CC de los Coordinados para iniciar las maniobras de recuperación.

Artículo 6-69

El Estudio para el PRS, identificará las acciones que deberá desarrollar el Coordinador para establecer el programa de incremento de la generación en el tiempo, para hacer frente a la reposición de las Cargas Críticas, a partir de la información que le suministran los CC de las unidades generadoras. Como resultado de este proceso, el Coordinador dispondrá de un registro que contiene la serie cronológica con la hora estimada de entrada en servicio de cada unidad que está en proceso de partida, teniendo en cuenta los tiempos de partida de cada una de ellas.

Artículo 6-70

El Estudio para el PRS deberá establecer los criterios generales a los que se ajustará la elaboración del programa de reposición de cargas que deberán ejecutar los CC de las Instalaciones de Clientes, de las áreas afectadas por el apagón, a partir de una tasa conocida de crecimiento de la oferta de generación, conforme a la exigencia establecida en el artículo precedente.

Artículo 6-71

El Estudio para el PRS deberá establecer los criterios generales a los que se ajustará la recuperación de las Instalaciones de Clientes. Además, la recuperación de las Instalaciones de Clientes deberá efectuarse en la misma proporción que se incrementa el aporte de las unidades generadoras, realizando una adecuada programación de los bloques de demanda a conectar durante el proceso de recuperación. Dicha programación deberá elaborarse en los Estudios que desarrolle el Coordinador para la formulación o revisión de los planes específicos de cada zona.

Del mismo modo, los criterios para el Control de Frecuencia en Islas Eléctricas deberán ser establecidos por el Coordinador a partir de los Estudios que ésta desarrolle para la formulación o revisión de los planes específicos de cada zona.

Artículo 6-72

El Estudio para el PRS deberá establecer los criterios generales de operación para el Control de Frecuencia cuando el SI está segmentado en una o más Islas Eléctricas.

A partir de lo anterior, se deberá considerar que las unidades generadoras podrán encontrarse operando bajo diferentes modos de Control de Frecuencia, tales como, control de carga, modo isócrono, u otro alternativo. La condición anterior deberá ser incluida en los criterios para mantener la reserva necesaria que asegure un adecuado Control de Frecuencia durante la recuperación de las Cargas Críticas.

Artículo 6-73

La tasa de recuperación de la demanda deberá contemplar no solo el incremento de la generación que ingresa, sino también el incremento de generación de la unidad que ejerce el CPF y así evitar situaciones de operación que pudieran entorpecer el PRS por agotamiento de la reserva en giro.

TÍTULO 6-12 ESTUDIO PARA ANÁLISIS DE FALLA

Artículo 6-74

El Estudio para Análisis de Falla (EAF) que debe realizar el Coordinador, tiene por objeto analizar las contingencias en instalaciones de un Coordinado que produzca la interrupción de suministro en instalaciones de otros Coordinados y/o condiciones operativas que tengan como consecuencia la interrupción de suministro para así determinar las causas, consecuencias y medidas correctivas que eviten su repetición, a través del mantenimiento y administración de un registro de información y análisis.

Artículo 6-75

Toda vez que ocurra una falla en unidades o parques de generación, subestaciones, líneas de transmisión u otros equipos asociados, que afecte la continuidad de suministro a clientes finales, los CC que corresponda deberán dar inmediato aviso e informar del evento al Coordinador.

Artículo 6-76

La comunicación al CDC deberá realizarse a través del medio de comunicación que establezca el Coordinador, pero la misma deberá ser formalizada por el mismo medio u otro que el Coordinador establezca en el plazo máximo de 48 horas después de ocurrida la falla.

La comunicación deberá contener como mínimo la siguiente información:

- a) Fecha y hora del envío de la comunicación.
- b) Razón social de la Empresa.
- c) Detalle de las instalaciones afectadas.
- d) Fecha y hora de inicio de la falla.
- e) Tiempo estimado de duración de la falla.
- f) Causa presunta de la falla.
- g) Alarmas, señalizaciones y protecciones operadas.
- h) Consumos afectados por la falla.
- i) Equipos indisponibles por efecto de la falla.
- j) Acciones inmediatas llevadas a cabo por los CC para la normalización del suministro.

Artículo 6-77

A más tardar 5 días hábiles después de ocurrida la falla, los Coordinados enviarán al Coordinador un Informe de Falla en el cual se detallarán los hechos sucedidos, las actuaciones de protecciones que hubieren tenido lugar durante la contingencia, los registros oscilográficos de falla y de eventos registrados por las mismas en el formato que el Coordinador establezca para ello, los consumos interrumpidos y las maniobras de reposición ejecutadas. Este documento contendrá además la cronología de eventos sincronizados con la base de tiempos del SITR del Coordinador, las señalizaciones de las protecciones que hubieren actuado, indicando claramente cuáles emitieron orden de desenganche al interruptor asociado.

Adicionalmente, se deberá incluir el listado de las subestaciones de transformación involucradas, la cantidad de consumos afectados en cada una de ellas, la causa de la interrupción de consumos y el instante en que el Coordinador autoriza la normalización del suministro, ya sea parcial o total, según corresponda.

Artículo 6-78

Los requisitos de protocolización de los informes de falla son los definidos en el Anexo Técnico "Informes de Falla de Coordinados", el cual especifica el contenido, la vía de comunicación y la forma de entrega del mismo.

Artículo 6-79

En los casos en que los efectos de la falla no impliquen desconexión de consumos, pero si se propagan a instalaciones de otros Coordinados, los Coordinados que correspondan también deberán enviar el correspondiente Informe de Falla al Coordinador.

Artículo 6-80

El Coordinador, en base a la información recibida en los Informes de Falla y cualquier otro antecedente o documentación sobre el incidente que se disponga en el SITR, o en los sistemas de monitoreo y control, deberá elaborar un Estudio para Análisis de Falla, el que deberá ser publicado en su página web y enviado a la Superintendencia, antes de 15 días hábiles desde ocurrido el evento. El Estudio para Análisis de Falla deberá contener como mínimo:

- a) Una descripción pormenorizada de la perturbación.
- b) Una descripción del equipamiento afectado.
- c) La cronología de eventos y la descripción de las causas de los eventos.
- d) La descripción de los mecanismos de normalización utilizados.
- e) La estimación de la energía no suministrada.
- f) Una descripción de las acciones realizadas para normalizar el servicio.
- g) El análisis de las actuaciones de protecciones.
- h) Un detalle de toda la información utilizada en la evaluación de la falla.
- i) La descripción de las configuraciones en los momentos previo y posterior a la falla.
- j) Un análisis de las causas de la falla y de la actuación de los dispositivos de protección y control.
- k) Un análisis de las acciones e instrucciones del Coordinador y la actuación de los CC que corresponda.
- l) Una recomendación respecto de las instalaciones a las cuales el Coordinador debería solicitar una Auditoría.
- m) Las conclusiones del Coordinador resultantes de la investigación respecto de los hechos que derivaron en la falla, detallando el actuar del personal y de los equipos involucrados en la falla, o respecto del funcionamiento de un determinado elemento, según corresponda.

En el caso de fallas que afecten a menos de 4 [MW] de demanda, el informe anterior se podrá limitar a:

- a) Descripción resumida de la perturbación indicando zona afectada.
- b) Potencia al momento de la falla.
- c) Estimación de la Energía no suministrada.
- d) Tiempo de duración de la falla.
- e) Descripción de las acciones realizadas para normalizar el suministro.

Lo anterior es sin perjuicio que la Superintendencia pueda solicitar el Estudio para Análisis de Falla completo. Para efecto de lo señalado en este artículo, se entenderá que la Superintendencia está analizando o investigando un evento o falla, si ese organismo solicita al Coordinador antecedentes sobre el evento o falla dentro del plazo de 9 meses.

Artículo 6-81

El Coordinador deberá informar a la Superintendencia, en un plazo no mayor a 30 días hábiles después de emitido el EAF, acerca de las acciones correctivas que se deben adoptar por parte de los Coordinados y el cronograma de su implementación. Este informe deberá contener además las conclusiones respecto si la falla se debió al mal funcionamiento de una determinada instalación eléctrica, de algunos de los elementos de maniobra, protección o control que las componen, o eventos de otra naturaleza.

Del mismo modo, una vez implementadas las acciones correctivas, el Coordinador deberá informarlas a la Superintendencia o en su defecto, el incumplimiento del cronograma de implementación de tales acciones.

Artículo 6-82

Cuando los resultados de los Estudios para Análisis de Falla así lo recomienden, el Coordinador deberá efectuar una Auditoria Técnica a las instalaciones de los Coordinados que estuvieron involucrados en el evento de falla, en forma directa o indirecta, con el objetivo de:

- a) Recabar mayor información para que se determinen debidamente las causas y consecuencias de todas las fallas ocurridas en el evento.
- b) Comprobar las medidas correctivas aplicadas para normalizar el sistema.
- c) Analizar las características y el flujo de la información suministrada.
- d) Evaluar el estado y funcionamiento de los sistemas de control, protección, comunicaciones, medidas o equipamiento primario.
- e) Evaluar las responsabilidades del Coordinador y los CC, según corresponda.
- f) Evaluar las acciones adoptadas por los Coordinados involucrados en el evento, para así evitar su reiteración.
- g) Analizar el cumplimiento de las instrucciones de operación impartidas por el Coordinador.
- h) Verificar que los procedimientos internos para situaciones de emergencia, están actualizados, disponibles, y que el personal del Coordinador y los CC tienen un adecuado conocimiento de su contenido.

CAPÍTULO N°7

Gestión de la Seguridad y Calidad de Servicio

TÍTULO 7-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 7-1

El objetivo del presente Capítulo es definir la gestión que deberá aplicar el Coordinador para coordinar el Control de Frecuencia, Control de Tensión, y PRS, y los procedimientos operativos y funciones del propio Coordinador, los CC y los Coordinados, según corresponda.

Artículo 7-2

El alcance del presente Capítulo comprende el tratamiento de las siguientes materias:

- a) Las jerarquías operativas.
- b) Los requisitos técnicos.
- c) Los requisitos informativos.
- d) El Control de Frecuencia y Control de Tensión para distintas condiciones de operación.
- e) La programación del perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva.
- f) Los principios generales del PRS y las acciones a realizar.

TÍTULO 7-2 JERARQUÍAS OPERATIVAS

Artículo 7-3

Los CC de los Coordinados deberán operar las instalaciones que corresponda, tal que el Control de Frecuencia, Control de Tensión y PRS se realice conforme al orden de jerarquías establecido en el presente Capítulo.

Artículo 7-4

Cada CC ejecutará las maniobras a su cargo y responsabilidad con el objeto de cumplir con la programación de la operación que realice el Coordinador, los Anexos Técnico respectivos y Estudios del Coordinador, respetando las disposiciones de la presente NT y las pautas generales establecidas por los CC de mayor nivel jerárquico.

Artículo 7-5

El orden de jerarquías en la operación será el siguiente:

- a) El CDC.
- b) Los CC responsables de la operación del STN.
- c) Los CC responsables de la operación de los STZ.
- d) Los CC de instalaciones de generación, incluidas las instalaciones del STD que corresponda.
- e) Los CC de las Instalaciones de Clientes.

Artículo 7-6

El orden jerárquico establecido en el artículo precedente podrá ser alterado por el Coordinador durante el período de evolución del SI hacia Estado de Alerta o Estado de Emergencia, exceptuando de la cadena jerárquica a aquellas instancias que pierdan de manera transitoria la disponibilidad de medios de operación e información necesaria para garantizar el control y observación de las instalaciones que operan.

TÍTULO 7-3 CONTROL DE FRECUENCIA

Artículo 7-7

En el CPF solo podrán participar aquellas unidades generadoras que hayan cumplido con las exigencias establecidas en el CAPÍTULO N°8.

Artículo 7-8

Todas las unidades generadoras que participen del CPF deberán estar en condiciones de tomar o reducir carga, en forma automática, por acción del Controlador de Carga/Velocidad de su máquina motriz o mediante Equipos de Compensación de Energía Activa, ante una variación de frecuencia en el SI, siempre y cuando estén habilitados por el Coordinador y disponibles para cumplir dicha función.

Artículo 7-9

Para obtener la señalada habilitación se deberá demostrar, a satisfacción del Coordinador, la disponibilidad de instrumentación especializada para el registro de variables, las cuales posteriormente servirán de base para el cálculo de los indicadores de desempeño del CPF y del CSF.

Artículo 7-10

Cada unidad generadora que participe en el CPF aportará, en la proporción que resulte de la programación de la operación, el monto mínimo de reserva primaria que se determine mediante los estudios establecidos en el CAPÍTULO N°6.

Artículo 7-11

El CSF será realizado por aquellas unidades generadoras que hayan cumplido con las exigencias establecidas en el CAPÍTULO N°8.

Artículo 7-12

Cuando un grupo de unidades generadoras o centrales eléctricas pertenecientes a un mismo Coordinado estén habilitadas para participar en el CSF, estas podrán ejercer el CSF de manera conjunta siempre y cuando dispongan de un controlador centralizado de generación que esté habilitado por el Coordinador para ejercer esa función.

Artículo 7-13

El Coordinado que explote un parque eólico deberá elaborar y poner a disposición del Coordinador la siguiente información, con la periodicidad indicada en cada caso:

- a) Pronóstico de Producción de Energía
 - I. Pronóstico en el Corto Plazo: generación horaria prevista para las siguientes doce (12) horas, con actualización horaria, con probabilidades de ocurrencia del 25%, 50% y 75%, esto sin perjuicio que el Coordinador pueda establecer otro formato o solicitar otras probabilidades de ocurrencia.

- II. Pronóstico del Día Siguiente: generación horaria prevista para las próximas cuarenta y ocho (48) horas, actualizada cada seis (6) horas, con probabilidades de ocurrencia del 25, 50 y 75%, esto sin perjuicio que el Coordinador pueda establecer otro formato o solicitar otras probabilidades de ocurrencia.
 - III. Pronóstico Semanal: generación horaria prevista para la próxima semana (168 horas siguientes), actualizada cada veinticuatro (24) horas, con probabilidad de ocurrencia del 50%, esto sin perjuicio que el Coordinador pueda establecer otro formato o solicitar otras probabilidades de ocurrencia.
 - IV. Ocurrencia de Rampas de Producción en el Corto Plazo: probabilidad horaria de ocurrencia de una variación significativa en la generación prevista para las siguientes doce (12) horas, con actualización horaria. La variación se considerará significativa tanto por su magnitud como por su velocidad de variación.
- b) Predicción Meteorológica en el sitio de implantación del Parque:
- I. Velocidad y dirección del viento para las próximas cuarenta y ocho (48) horas, actualizada cada seis (6) horas.
 - II. Temperatura y presión atmosférica para las próximas cuarenta y ocho (48) horas, actualizada cada seis (6) horas.

El Coordinado que explote una central fotovoltaica, deberá elaborar y poner a disposición del Coordinador la siguiente información sobre sus Pronósticos de Producción de Energía, con la periodicidad indicada en cada caso:

- a) Pronóstico del Día Siguiente: generación horaria prevista para las próximas cuarenta y ocho (48) horas, actualizada cada doce (12) horas, con probabilidad de ocurrencia de 50%, esto sin perjuicio que el Coordinador pueda establecer otro formato o solicitar otras probabilidades de ocurrencia.
- b) Pronóstico Semanal: generación horaria prevista para la próxima semana (168 horas siguientes), actualizada cada veinticuatro (24) horas, con probabilidad de ocurrencia del 50%, esto sin perjuicio que el Coordinador pueda establecer otro formato o solicitar otras probabilidades de ocurrencia.

A solicitud del Coordinador, el Coordinado que explota parques eólicos o fotovoltaicos deberá poner a disposición de ésta la información que le permita auditar el procedimiento de predicción utilizado.

Artículo 7-14

En caso que el SI se encuentre disgregado en una o más Islas Eléctricas, el Coordinador deberá asignar, en el menor tiempo posible, la responsabilidad del Control de Frecuencia a las unidades de cada isla que tengan las mejores capacidades para tal función.

Para ello, se deberá disponer con antelación de una lista de mérito de unidades generadoras o conjunto de ellas, ordenándolas según sus aptitudes y capacidades.

El Coordinador deberá procurar que las unidades generadoras que participan del CPF continúen realizando el mismo aporte. Para ello, dentro de cada Isla Eléctrica se podrá establecer una consigna de frecuencia inferior a la nominal, procediendo a la partida y sincronización de otras unidades para restablecer los márgenes de reserva requeridos en cada isla.

Cuando esta medida no sea suficiente para restituir los márgenes y reservas necesarios, el Coordinador coordinará con los CC responsables de la operación de las Instalaciones de Clientes, desconexiones manuales de consumos hasta recuperar los márgenes de reserva requeridos.

TÍTULO 7-4 CONTROL DE TENSIÓN

Artículo 7-15

El Control de Tensión estará a cargo del Coordinador, a partir de la programación del perfil de tensiones, la coordinación y control de la operación, y el despacho de la potencia reactiva que elabore el propio Coordinador.

El Coordinador deberá instruir y aplicar los criterios definidos para la supervisión y coordinación del Control de Tensión establecida en el presente Capítulo. Del mismo modo, para el SI en Estado de Alerta, el Coordinador deberá implementar los criterios e instrucciones operativas en el caso que sea necesario restablecer las tensiones del ST a los estándares exigidos por la presente NT.

En Estado de Emergencia, el Coordinador deberá recuperar el Control de Tensión ejerciendo las acciones de coordinación necesarias sobre las instalaciones de generación, equipamiento de compensación existente en el ST, y finalmente actuando sobre las Instalaciones de Clientes.

Por su parte, los CC de los Coordinados deberán cumplir las exigencias de aporte de potencia reactiva, reservas y factor de potencia establecidas en la presente NT.

Artículo 7-16

Los recursos disponibles para el Control de Tensión, tanto en la etapa de programación del perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva como durante la operación real, serán a lo menos los que se establecen a continuación:

- a) Maniobras automáticas, manteniendo los valores de las consignas establecidas por el Coordinador, de los cambiadores de taps bajo carga de los transformadores de potencia o de los equipos de compensación de potencia reactiva en derivación, sean éstos fijos, seccionables o estáticos de regulación continua.
- b) Maniobras manuales que los CC deberán realizar de los cambiadores de taps bajo carga de los transformadores de potencia del ST, cumpliendo en todo momento los niveles de intercambio de potencia reactiva comprometidos y manteniendo los perfiles de tensión establecidos por el Coordinador que corresponda en el lado de alta tensión.
- c) Operación de los elementos de compensación en derivación, que los CC deberán realizar con el objeto de cumplir en todo momento los niveles de intercambio de potencia reactiva comprometidos y mantener los perfiles de tensión establecidos por el Coordinador en el lado de Alta Tensión.
- d) Cambios de consigna en Controlador de Tensión de las unidades generadoras, que los CC deberán realizar con el objeto de cumplir en todo momento con los aportes y reservas de potencia reactiva comprometidos y mantener los perfiles de tensión establecidos por el Coordinador en el lado de Alta Tensión.
- e) Maniobras manuales que los CC deberán realizar de los cambiadores de taps bajo carga de los transformadores de las unidades generadoras del SI, con el objeto de cumplir en todo momento con los aportes y reservas de potencia reactiva comprometidos, mantener los perfiles de tensión establecidos por el Coordinador

en el lado de Alta Tensión, y asegurar el máximo aprovechamiento posible de entrega o absorción de reactivos por parte de las unidades generadoras.

- f) Partida y sincronización de las unidades generadoras que estén disponibles, seleccionando en lo posible aquellas que tengan menores tiempos de partida y mayores posibilidades de aporte de potencia reactiva.
- g) Maniobra de equipos de transmisión y/o transformación, tales como, cierre/apertura de acoplamientos, cierre/apertura de configuraciones anilladas, conexión/desconexión de líneas de transmisión, entre otras, que los CC deberán realizar por expresa instrucción del Coordinador, el cual antes de proceder deberá verificar que se cumplan al menos las siguientes condiciones:
 - I. No es posible mantener los niveles de tensión establecidos por los estándares de SyCS de la presente NT.
 - II. La maniobra a ejecutar permite alcanzar un estado operativo que representa la menor degradación posible de los estándares de SyCS establecidos en el CAPÍTULO N°5, sin que ello implique un incremento en la demanda interrumpida ante la eventualidad de una contingencia posterior.

Artículo 7-17

El orden jerárquico de prioridades de uso de los recursos enunciados en el artículo precedente será el que establezca el Coordinador mediante los Estudios que estime pertinente.

Artículo 7-18

Los sistemas de control de excitación de las unidades generadoras y compensadores sincrónicos, así como aquellos sistemas que controlan la operación automática de los equipos de compensación de potencia reactiva en derivación, sean éstos fijos, seccionables o estáticos de regulación continua, deberán estar disponibles y con plena capacidad de controlar la tensión a los valores de consigna que establezca el Coordinador.

Artículo 7-19

El Coordinador será el encargado de realizar la programación del perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva para los mismos periodos de la programación de la operación, para lo cual deberán solicitar a los Coordinados la información y antecedentes que se establece en la presente NT.

En el Anexo Técnico "Programación del Perfil de Tensiones y Gestión de Potencia Reactiva" se detallará el proceso de la programación del perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva que deberá realizar.

Artículo 7-20

Para la programación del perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva, el Coordinador utilizará la Información Técnica que haya sido recopilada entre los Coordinados.

Artículo 7-21

Cualquier modificación que pudiera producirse en la información respecto de su validez o vigencia, deberá ser notificada por los CC que corresponda, en un plazo máximo de 24 horas,

cuando se trate de ajustes en datos o parámetros, y en un plazo máximo de una hora, cuando se trate de indisponibilidades o limitaciones técnicas del equipamiento de compensación de potencia reactiva, instalaciones de generación, o instalaciones del ST. En este último caso se deberán informar además las causas de la anormalidad y el tiempo estimado para la normalización de dichas instalaciones.

Artículo 7-22

El Coordinador realizará la programación del perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva bajo la hipótesis de que todos los sistemas de control de excitación de las unidades generadoras y compensadores sincrónicos, así como aquellos que controlan la operación automática de los equipos de compensación en derivación, sean éstos fijos, seccionables o estáticos de regulación continua, están disponibles y con capacidad de ajustar las consignas a los valores que instruya el Coordinador.

Cuando estas condiciones no se verifiquen en la operación, los Coordinados deberán cumplir con los requisitos informativos establecidos en el Artículo 7-21 para los casos de indisponibilidad de equipamientos.

Artículo 7-23

Toda salida de servicio por mantenimiento de las instalaciones o equipamientos de compensación de potencia reactiva, de generación o del ST, deberá ser autorizada por el Coordinador, quien deberá verificar que no exista superposición de indisponibilidades, evaluando en cada caso, la afectación de las mismas en relación con el Control de Tensión que se debe realizar en el SI.

Artículo 7-24

La programación del perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva será realizada diariamente por el Coordinador sobre la base de los estudios establecidos en el CAPÍTULO N°6, empleando los datos actualizados y corregidos de la demanda pronosticada para las siguientes veinticuatro (24) horas.

Como resultado de esta programación, el Coordinador deberá dar cumplimiento a los estándares de SyCS establecidos en el CAPÍTULO N°5.

Artículo 7-25

Para el SI en Estado Normal, el Coordinador deberá instruir las acciones necesarias para establecer los valores de consigna de la tensión en las barras de los Coordinados, asignando las reservas programadas de potencia reactiva y manteniendo los valores de las tensiones en las barras dentro de los límites operativos establecidos en el CAPÍTULO N°5.

Los valores de consigna de las tensiones serán establecidos por el Coordinador, sobre la base de la programación diaria del perfil de tensiones y el despacho de potencia reactiva.

Artículo 7-26

Los Coordinados deberán poner a disposición del Coordinador todos los recursos comprometidos, en las condiciones oportunamente informadas, de modo de asegurar el mantenimiento de los valores de consigna de tensión que instruya el Coordinador.

Este requerimiento abarca la coordinación para la utilización sin restricciones de todos sus equipamientos de compensación de potencia reactiva y sus sistemas de control automático, de todo el rango de variación disponible de los cambiadores de taps bajo carga de los transformadores de potencia, y toda la zona de operación del diagrama P-Q de las unidades generadoras y otros equipos de compensación entregando o absorbiendo reactivos, conforme a los requerimientos de diseño de las instalaciones establecidos en el CAPÍTULO N°3 y CAPÍTULO N°5 y a la información técnica presentada por el Coordinador según se dispone en el Anexo Técnico "Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento" de la presente NT.

Artículo 7-27

Los cambiadores de taps de los transformadores de unidades generadoras que no posean regulación bajo carga, deberán ser ajustados con la periodicidad que el Coordinador establezca, ubicando la posición del taps en el valor determinado por los estudios de programación de la operación con un horizonte de 12 meses.

El cambio de posición del taps deberá ser realizado solo cuando el Coordinador lo instruya, lo cual deberá ser efectuado en aquellos momentos en que la unidad no esté en operación.

Artículo 7-28

En Estado de Alerta, el Coordinador deberá ejercer acciones de coordinación extraordinarias sobre las instalaciones para corregir desviaciones de las variables del SI respecto de los valores límites establecidos en el CAPÍTULO N°5 y de las previsiones analizadas en la programación de la operación.

No obstante lo anterior, en caso que los CC adopten medidas de coordinación extraordinarias, éstas deberán ser informadas al Coordinador, fundamentando debidamente las razones que justificaron su adopción.

Artículo 7-29

Cuando los niveles de reserva de potencia reactiva disminuyan por debajo de los mínimos establecidos en la programación diaria y el SI se encuentre en Estado de Alerta, el Coordinador deberá coordinar la utilización de los recursos disponibles para restablecer esos niveles, para lo cual deberá tener en cuenta:

- a) Operación de elementos de compensación en derivación conectados al ST.
- b) Solicitud a todas las unidades generadoras con influencia significativa en la zona afectada, para que operen sus unidades en los valores límite de potencia reactiva según su diagrama P-Q entregando o absorbiendo reactivos conforme a los requerimientos de diseño de las instalaciones establecidos en el CAPÍTULO N°3 y CAPÍTULO N°5.
- c) Maniobras manuales sobre los cambiadores de taps bajo carga de los transformadores de las unidades generadoras, tratando de lograr el máximo aprovechamiento posible de entrega o absorción de reactivos de la unidad generadora, sin exceder los valores límites de la tensión en los terminales de la unidad.
- d) Cambio de consigna en las tensiones de barras pertenecientes al STN, para favorecer la recuperación de los márgenes de reserva de potencia reactiva.

- e) Solicitud a los CC responsables de la operación de las Instalaciones de Clientes para que realicen maniobras de redistribución de consumos que contribuyan a reducir el consumo de potencia reactiva.
- f) Partida y sincronización de unidades generadoras que estén disponibles, seleccionando en lo posible aquellas que tengan los menores tiempos de partida y/o mayor capacidad de inyectar potencia reactiva.

Artículo 7-30

En Estado de Alerta, la asignación de reservas de potencia reactiva será realizada por el Coordinador. Tal asignación será realizada utilizando todos los recursos que suministran potencia reactiva y las reservas comprometidas por los Coordinados, luego de haber aplicado las medidas extraordinarias destinadas a restituir los márgenes de reserva de potencia reactiva y alcanzar un perfil de tensiones que resulte lo más cercano al programado.

El Coordinador procurará que las reservas sean prioritariamente asignadas a aquellas instalaciones que dispongan de controles automáticos con mayor velocidad de respuesta y ejerzan un control directo sobre la tensión de los nudos del ST.

Artículo 7-31

En Estado de Emergencia, el Coordinador deberá ejercer las acciones de coordinación necesarias para restaurar la tensión a los valores límites establecidos en el CAPÍTULO N°5. Estas acciones de coordinación tendrán diferente carácter y podrán comprender medidas extremas, tales como, modificaciones del despacho de generación, desconexión de líneas de los ST, y desconexión de las Instalaciones de Clientes.

No obstante lo anterior, en caso que los CC adopten medidas de coordinación extraordinarias, éstas deberán ser informadas al Coordinador, fundamentando debidamente las razones que justificaron su adopción.

Artículo 7-32

En Estado de Emergencia, los valores de consigna de las tensiones serán establecidos por el Coordinador, sobre la base de la programación del perfil de tensiones y la gestión de potencia reactiva.

Cuando se produzca una pérdida del Control de Tensión en el SI, y los niveles de reserva de potencia reactiva hayan disminuido por debajo de los mínimos establecidos por el Coordinador, éste deberá iniciar de inmediato acciones de coordinación correctivas, entre las cuales deberá considerar:

- a) Solicitar a todas las unidades generadoras con influencia significativa en la zona afectada para que operen en los valores límite de potencia reactiva, según su diagrama P-Q, entregando o absorbiendo reactivos conforme a los requerimientos de diseño de las instalaciones establecidos en el CAPÍTULO N°3 y CAPÍTULO N°5 de la presente NT, y de acuerdo con los estándares de SyCS exigidos para el Estado de Emergencia.
- b) Considerar la partida y sincronización de las unidades generadoras que estén disponibles, seleccionando en lo posible aquellas que tengan menores tiempos de partida y/o mayor capacidad de suministrar potencia reactiva en la zona afectada.

- c) Solicitar a los CC responsables de la operación de las Instalaciones de Clientes para que realicen las maniobras de reducción de tensión en sus redes, compatibles con los estándares admitidos para Estado de Emergencia, de modo de lograr así una disminución del consumo.
- d) La desconexión coordinada de reactores de líneas de transmisión que dispongan de interruptor de maniobra, siempre que esta acción no comprometa el éxito de la reconexión monofásica de la línea.
- e) Maniobras que los CC deberán realizar por expresa instrucción del Coordinador, en relación a equipos de transmisión y/o transformación, tales como, cierre/apertura de acoplamientos, cierre/apertura de configuraciones enmalladas, conexión/desconexión de líneas de transmisión, entre otras, debiendo en todo caso el CC proceder a verificar, antes de actuar, que se cumplan al menos las siguientes condiciones:
 - I. No es posible mantener los niveles de tensión establecidos por los estándares de SyCS de la presente NT.
 - II. La maniobra a ejecutar permite alcanzar un estado operativo que representa la menor degradación posible de los estándares de SyCS establecidos en el CAPÍTULO N°5, sin que ello implique un incremento en la demanda interrumpida ante la eventualidad de una contingencia posterior.
- f) Modificar el despacho de generación, siempre que esta medida contribuya a mejorar la regulación de tensión y permita recuperar reservas de potencia reactiva.
- g) Ordenar, en caso de subsistir un riesgo de un colapso de tensión, a los CC responsables de la operación de las Instalaciones de Clientes, la aplicación de desconexión de consumos no comprendidos en los EDAC, para lo cual el Coordinador deberá verificar al menos que:
 - I. La tensión en algunos Puntos de Conexión de las Instalaciones de Clientes resulte inferior al mínimo admitido en Estado de Emergencia.
 - II. Las Instalaciones de Clientes que presenten desvíos en sus Puntos de Conexión que no se encuentran adecuadamente informados o justificados, o que resultan imputables a éste.

TÍTULO 7-5 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

Artículo 7-33

Las bases sobre las que se sustenta el PRS están constituidas por la experiencia operativa acumulada por el Coordinador y los CC, como así también, por los resultados de los estudios establecidos en el CAPÍTULO N°6, los cuales en conjunto establecerán los principios generales y las prioridades para definir la estrategia de recuperación a seguir frente a cada escenario de Apagón Total o Apagón Parcial.

Artículo 7-34

Será responsabilidad del Coordinador elaborar el PRS en el cual deberán abordarse como mínimo las siguientes materias:

- a) Principios generales del PRS.
- b) Comunicaciones operativas.
- c) Información a autoridades, clientes y opinión pública.
- d) Acciones inmediatas del Coordinador y los CC para la recuperación del SI.
- e) Programación del incremento de generación y la reposición de Cargas Críticas.
- f) Programación de la recuperación de la demanda.
- g) Control de Frecuencia en Islas Eléctricas.

Artículo 7-35

El Coordinador será el encargado de confirmar la existencia de un Apagón Total o Apagón Parcial, a partir de la información del estado operativo de las instalaciones del SI que esté disponible en el SITR.

Artículo 7-36

Confirmada la ocurrencia de un apagón, el Coordinador deberá instruir a los CC cuyas instalaciones estén dentro de las zonas afectadas, abrir sus conexiones con el ST, e iniciar de inmediato la recuperación de las Islas Eléctricas, en base a las unidades generadoras que dispongan de Partida Autónoma.

Artículo 7-37

El Coordinador podrá delegar en los CC del ST la coordinación y supervisión de las maniobras de recuperación parciales a partir de la energización desde las unidades generadoras con Partida Autónoma, la supervisión del Control de Frecuencia, Control de Tensión en cada Isla Eléctrica que se haya constituido durante el proceso de recuperación, como así también, la supervisión de la reposición de los consumos críticos y de la demanda, a medida que se incorporan otras unidades generadoras.

Artículo 7-38

Será responsabilidad de los CC dar aviso inmediato al Coordinador sobre cualquier inconveniente o dificultad que apareciera durante el desarrollo del PRS, a fin de que éste pueda evaluar y ordenar otra alternativa de recuperación.

Asimismo, será responsabilidad de los CC comunicar al Coordinador todo cambio que decidieran introducir en sus estrategias de recuperación cuando el cambio estuviera debidamente justificado. Los CC tomarán esta decisión cuando de la evaluación del estado operacional del SI, exista la presunción de riesgo de fracaso o colapso durante el proceso de recuperación.

Artículo 7-39

Cuando se esté ante una situación de Apagón Total o Apagón Parcial, el Coordinador tomará contacto prioritariamente con los CC cuyas instalaciones se hayan visto afectados por el apagón, con el objeto de iniciar las maniobras para la Partida Autónoma de las unidades generadoras que estén en condiciones y capacidad de energizar el ST separado en Islas Eléctricas, posibilitando la recuperación parcial del servicio en aquellas zonas con generación local autónoma.

Artículo 7-40

Con el fin de evitar la saturación de los sistemas de comunicación de operación, las comunicaciones se establecerán según un diagrama de emergencia que estará definido en el PRS. Los operadores de los CC involucrados, evitarán establecer otros itinerarios de comunicación durante el desarrollo del PRS.

Artículo 7-41

Los CC de instalaciones de generación que sean convocadas al proceso de recuperación, informarán al Coordinador en caso de no poder comunicarse con uno de los interlocutores asignados, con el fin de que el Coordinador intente la comunicación por otra vía alternativa.

Artículo 7-42

La información de carácter no operativo a suministrar a las autoridades, usuarios y opinión pública se canalizará a través del Coordinador, quien ajustará su proceder conforme al PRS, en conformidad a lo establecido en el Artículo 7-3.

Artículo 7-43

En materia de información, el Coordinador deberá:

- a) Informar a la Superintendencia y a la Comisión sobre el apagón, informando su extensión, el estado en que quedaron las instalaciones del SI, los recursos disponibles para la recuperación del SI y el tiempo estimado que demandará este proceso.
- b) Confeccionar todos los comunicados a enviar a la Superintendencia y la Comisión.
- c) Elaborar los comunicados para uso interno del propio Coordinador.
- d) Proveer la información de detalle que sobre el incidente soliciten la Superintendencia y la Comisión.

Artículo 7-44

Antes de iniciar las maniobras de recuperación, el Coordinador y los CC del ST afectados por el apagón, deberán realizar las siguientes verificaciones, destinadas a confirmar la disponibilidad de medios de operación para superar la emergencia:

- a) Disponibilidad de los sistemas de supervisión y control de las instalaciones afectadas.
- b) Disponibilidad de los sistemas de comunicación para la operación con el CDC y los CC de las unidades generadoras e Instalaciones de Clientes, con los que deba interactuar durante la recuperación del sistema.
- c) Disponibilidad de los sistemas de comunicación operativa con los operadores de las subestaciones que estén involucradas en las maniobras de recuperación.
- d) Disponibilidad de los sistemas de comunicación operativa con las cuadrillas móviles afectadas a la operación de las subestaciones en modo local.
- e) Disponibilidad de los sistemas de comunicación operativa con los sectores dedicados al mantenimiento de subestaciones, comunicaciones, control, informática, protecciones eléctricas, entre otros.

Artículo 7-45

Antes de iniciar las maniobras de recuperación, los CC de las unidades generadoras afectadas por el apagón deberán realizar las siguientes verificaciones, destinadas a confirmar la disponibilidad de generación para superar la emergencia:

- a) Verificación de los daños y averías que podrían haber sufrido las unidades generadoras, instalaciones principales y/o equipamiento que suministra los servicios auxiliares, tal que impidan su partida y posterior sincronización.
- b) Dar inmediato aviso al Coordinador de las novedades ocurridas.
- c) Identificación de las unidades generadoras que pueden partir en forma autónoma y la disponibilidad de las mismas para tomar carga y regular frecuencia durante la operación en forma aislada.

Artículo 7-46

El Coordinador, con la información recibida de los CC de las instalaciones afectadas por el apagón, deberá elaborar una serie cronológica que contenga la hora estimada de entrada en servicio de cada unidad generadora que está en proceso de Partida Autónoma.

La información que cada CC entregará al Coordinador deberá incluir:

- a) Potencia máxima de las unidades generadoras.
- b) Reserva del 10% para Control de Frecuencia.
- c) Reserva adicional para cubrir, dentro de lo posible, la pérdida de la mayor unidad generadora o ciclo combinado que esté operando en la Isla Eléctrica, según corresponda.

La serie cronológica indicada se deberá actualizar cada 15 minutos para las unidades de ciclo combinado y unidades hidroeléctricas, cada 30 minutos para las unidades de vapor

convencionales que parten en caliente, y cada 60 minutos para las unidades de vapor convencionales que parten en frío.

Artículo 7-47

El Coordinador deberá organizar la recuperación de la demanda en bloques, especificando los bloques de demanda a recuperar, el período de tiempo involucrado y el mayor módulo de demanda a conectar, procurando en la medida que las condiciones lo permitan, que el proceso de recuperación presente una tasa de incremento de carga de variación continua, similar a la tasa con que están aumentando su inyección las unidades generadoras, según la curva de oferta de generación definida en el artículo precedente.

En el caso que se produzcan desvíos significativos de la frecuencia durante la recuperación de la demanda, el Coordinador podrá instruir a los CC de las Instalaciones de Clientes, la desconexión de consumos, con el objeto de preservar la seguridad del PRS.

Artículo 7-48

La primera unidad generadora que se conecta al SI deberá establecer el control de velocidad en el modo de control isócrono, siempre que las características de su Controlador de Carga/Velocidad lo permitan. Esta unidad será la responsable del Control de Frecuencia bajo una modalidad de operación que garantizará un control sin error permanente.

Artículo 7-49

Cada nueva unidad generadora que se conecta al SI, deberá establecer el Control de Velocidad en el modo control de carga, e iniciar el incremento de su generación de acuerdo a las instrucciones del Coordinador.

Artículo 7-50

Los CC deberán supervisar constantemente el valor de la producción de la unidad generadora a cargo del CPF, especialmente cuando los desvíos de frecuencia durante el proceso de recuperación sean significativos, de manera de poder iniciar de inmediato las acciones correctivas para prevenir esta situación.

CAPÍTULO N°8
Habilitación y Monitoreo
de Instalaciones

TÍTULO 8-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 8-1

El objetivo del presente Capítulo es definir las características de la habilitación y supervisión de las instalaciones del SI destinadas a ejercer el Control de Frecuencia, Control de Tensión, PRS, entre otros.

Adicionalmente, se establecen los términos y condiciones con los que se realizarán las Auditorías Técnicas independientes requeridas por el Coordinador para las instalaciones de los Coordinados.

Artículo 8-2

Los alcances del presente Capítulo son:

- a) Establecer los criterios y consideraciones para la habilitación de instalaciones y equipamientos que deberán prestar SSCC;
- b) Establecer los criterios y consideraciones para la supervisión de instalaciones y sus equipamientos, con el fin de verificar o corregir su desempeño en el SI; y
- c) Definir los criterios y metodologías con los cuales se desarrollaran las Auditorías Técnicas que el Coordinador solicite para realizar el control de las instalaciones y sus equipamientos.

Artículo 8-3

En caso que la operación del SI con las instalaciones existentes no permita el cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el CAPÍTULO N°5, el Coordinador deberá informar a la Superintendencia tal situación.

En tal caso, el Coordinador podrá aplicar restricciones operativas, tales como la limitación de la potencia inyectada, retirada o transmitida, desde o a través del SI, según corresponda, en la medida que dichas restricciones se transformen en una solución que permita cumplir con los estándares antes señalados.

TÍTULO 8-2 ENSAYOS PARA HABILITACIÓN

Artículo 8-4

El Anexo Técnico "Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS", contendrá las formalidades y descripción mínima de los ensayos o pruebas necesarias para la habilitación de las instalaciones que participen del Control de Frecuencia, Control de Tensión, y PRS con el objeto de cumplir con los requerimientos mínimos establecidos en el presente Capítulo.

En el Anexo Técnico "Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS", para cada prueba deberá incluirse una descripción de la metodología a seguir en cada una de las etapas, los requerimientos que deberán cumplir los sistemas de medición y registro de variables a utilizar, las medidas de seguridad a adoptar durante las pruebas, los requerimientos generales y modelos de protocolos de ensayo, y el contenido mínimo del informe de ensayo.

Artículo 8-5

La solicitud de habilitación deberá ser presentada por el Coordinado al Coordinador. Una vez presentada, el CC que corresponda deberá enviar al Coordinador una solicitud de autorización para ensayos, a lo menos con 15 días de anticipación a la fecha prevista para el inicio de las pruebas. Para tal efecto, deberá elaborar y proponer al Coordinador un plan de ensayos que deberá contener como mínimo lo siguiente:

- a) Listado de los ensayos a realizar.
- b) Descripción de las operaciones y/o perturbaciones que se aplicarán sobre las instalaciones y el SI.
- c) Duración prevista de los ensayos.
- d) Medidas de seguridad que se deberían adoptar.

Artículo 8-6

El Coordinador deberá coordinar con los CC que corresponda, las condiciones operativas para la realización de las pruebas, las medidas de seguridad que deberán adoptarse, la fecha definitiva de realización de los ensayos, las restricciones o modificaciones al plan de ensayos propuesto conforme al artículo precedente. Asimismo deberá verificar el cumplimiento de las condiciones requeridas.

Artículo 8-7

El Coordinado que presenta la solicitud de habilitación deberá poner a disposición del Coordinador toda la documentación técnica que le sea requerida, a los efectos de facilitar la realización de las correspondientes inspecciones, pruebas y/o ensayos que corresponda.

TÍTULO 8-3 HABILITACIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN

Artículo 8-8

Los Coordinados que exploten unidades de generación que cuenten con los elementos de control primario de frecuencia podrán, por iniciativa propia o a solicitud del Coordinador justificada mediante el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas, solicitar la habilitación de estas unidades para el control de frecuencia primaria.

Ante la solicitud de un Coordinado que explote una unidad o un conjunto de unidades generadoras, para habilitar sus unidades a participar en el CPF o en el CSF, el Coordinador, dentro de un plazo máximo de 10 días, deberá verificar el cumplimiento de todos los requisitos para la habilitación.

Asimismo, ante la solicitud del Coordinador para que un generador habilite el sistema de control primario de frecuencia de sus unidades, el generador dispondrá de un máximo de 10 días para informar al Coordinador el plazo que le tomará el cumplimiento de los requisitos, plazo que no podrá ser superior a seis meses.

Artículo 8-9

En caso de cumplirse todos los requisitos a que se refiere el artículo precedente, el Coordinador deberá proceder a:

- a) Calificar la unidad generadora como habilitada para participar en el CPF, según corresponda;
- b) Calificar la unidad generadora, o conjunto de ellas, como habilitada para participar en el CSF, identificando las unidades pertinentes, según corresponda;
- c) Calificar el grupo de unidades generadoras o centrales como habilitadas para participar en el CSF, en caso de tratarse de una solicitud de habilitación de AGC.

Artículo 8-10

Esta habilitación entrará en vigencia a partir de la semana siguiente de la notificación del Coordinador, luego de lo cual la unidad generadora deberá aportar reserva para el CPF y CSF, según corresponda, de acuerdo a lo que el Coordinador determine en base a los requisitos técnicos informados.

Tanto las unidades habilitadas como las que no lo están, podrán participar en el CPF y CSF mediante la utilización de Equipos de Compensación de Energía Activa, que cuenten con la habilitación respectiva del Coordinador.

Artículo 8-11

Una vez que una unidad generadora ha sido habilitada para el CPF, el Coordinador deberá incluirla en la programación de la operación como unidad en condiciones de participar en el CPF, a partir de la siguiente programación semanal de la operación.

Artículo 8-12

Una vez que una unidad generadora, o grupo de ellas, ha sido habilitada para el CSF, el Coordinador deberá incluirla para participar en el CSF, a partir de la siguiente programación semanal de la operación.

Artículo 8-13

Todo Coordinado que explote unidades generadoras que se encuentren habilitadas, deberá informar al Coordinador cualquier modificación en sus unidades o control centralizado de generación que estén habilitados para el Control de Frecuencia, en tanto esta afecte los requisitos necesarios para dicha habilitación.

Si dicha modificación hace que la instalación deje de cumplir los requisitos presentados para la habilitación original, el Coordinador deberá informar al Coordinado que corresponda la pérdida de la habilitación, justificando la adopción de tal decisión. No obstante lo anterior, el Coordinado podrá presentar posteriormente una nueva solicitud de habilitación cuando pueda demostrar que se cumplen todos los requisitos y exigencias pertinentes.

Artículo 8-14

Los ensayos para habilitar a una unidad generadora a participar en el CPF, tendrán por objeto verificar la respuesta mínima de la unidad ante variaciones rápidas de la frecuencia, y a convalidar que el error de estado permanente esté dentro de los márgenes tolerados, una vez alcanzada la nueva condición de equilibrio, conforme a las exigencias establecidas en el 0.

Artículo 8-15

Los ensayos para habilitar a una unidad generadora a participar en el CPF deberán comprender, como mínimo lo siguiente:

- a) Determinación del tiempo de establecimiento del Control de Frecuencia.
- b) Determinación de la banda muerta.
- c) Determinación del estatismo permanente.
- d) Determinación de la inercia mecánica del conjunto generador-máquina motriz.

Tales ensayos deberán realizarse en la oportunidad que el Coordinador lo autorice, previa solicitud y coordinación entre el Coordinador y el CC que corresponda.

Artículo 8-16

Los ensayos para habilitar una unidad generadora a participar en el CSF, tendrán por objeto verificar que las instalaciones cumplan con las especificaciones técnicas mínimas establecidas en el 0.

Artículo 8-17

El Anexo Técnico "Habilitación de instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS" contendrá las características, requerimientos específicos y modelos de protocolos de ensayos para la habilitación a participar en el CPF y CSF, de acuerdo a las características del SI.

Artículo 8-18

El Anexo Técnico a que se refiere el artículo precedente, estará destinado a verificar la respuesta esperada ante un estímulo, dado por un cambio de consigna, operado mediante la inyección de una rampa automática de toma de carga, o a partir de un desvío previo de la frecuencia.

La respuesta del control deberá resultar aceptable, en concordancia con la necesidad de recuperar el margen original de reserva para el CPF y restablecer la frecuencia a la banda de tolerancia definida para el Estado Normal del SI.

Los estímulos de cambio de consigna, podrán estar dados por señales provenientes de un control automático distribuido, o por la aplicación manual de una señal por parte del operador de la unidad generadora que corresponda.

Artículo 8-19

Para habilitar una unidad generadora o conjunto de ellas a participar en la Partida Autónoma del PRS, se deberá demostrar capacidad de:

- a) Partir desde cero tensión, sin alimentación de servicios auxiliares desde el SI.
- b) Partir en un tiempo máximo específico.
- c) Operar a plena carga después de un tiempo máximo específico.
- d) Mantenerse operando a plena carga durante un tiempo mínimo específico.

El Coordinador deberá definir mediante un Estudio los tiempos máximos antes indicados, siempre y cuando estos se ajusten a las disposiciones del PRS establecidas en la presente NT.

Artículo 8-20

Para habilitar una unidad generadora o conjunto de ellas a participar en el Aislamiento Rápido del PRS se deberá demostrar:

- a) Capacidad de mantener alimentación de sus servicios auxiliares ante un Apagón Total o Apagón Parcial del SI.
- b) Verificación de coordinación de protecciones y automatismo de la unidad con otras protecciones del SI.
- c) Capacidad de operar en forma estable alimentando solo sus servicios auxiliares durante un tiempo mínimo específico.

Artículo 8-21

Ante la solicitud de un Coordinado que explote un Equipo de Compensación de Energía Activa para ser habilitado a participar en el CPF o en el CSF, el Coordinador dentro de un plazo máximo de 10 días deberá verificar el cumplimiento de todos los requisitos para la habilitación.

En caso de cumplirse todos los requisitos, el Coordinador deberá informar a los Coordinados que hayan presentado tal solicitud de habilitación, procediendo a calificar según corresponda para CPF, CSF o EDAC.

Esta habilitación entrará en vigencia a partir de la semana siguiente de la notificación del Coordinador, luego de lo cual equipo deberá aportar según su calificación de acuerdo a lo que el Coordinador determine en base a los requisitos técnicos informados y, si corresponde, de acuerdo a la programación de la unidad generadora que esté reemplazando.

Artículo 8-22

Todo Coordinado que explote Equipos de Compensación de Energía Activa que se encuentren habilitados, deberá informar al Coordinador cualquier modificación en sus unidades o sistema de control, en tanto esta afecte los requisitos necesarios para dicha habilitación.

Si dicha modificación hace que la instalación deje de cumplir los requisitos presentados para la habilitación original, el Coordinador deberá informar al Coordinado que corresponda la pérdida de la habilitación o reduciendo el reconocimiento de potencia efectiva del equipo, justificando la adopción de tal decisión. No obstante lo anterior, el Coordinado podrá presentar posteriormente una nueva solicitud de habilitación cuando pueda demostrar que se cumplen todos los requisitos y exigencias pertinentes.

Artículo 8-23

En el caso que el Equipo de Compensación de Energía Activa esté calificado para su operación como EDAC, se deberá verificar los esquemas necesarios de liberación de carga para el caso de falla cuya duración se prolongue por sobre el tiempo máximo de funcionamiento del equipo.

Artículo 8-24

Los ensayos para habilitar a un Equipos de Compensación de Energía Activa, tendrán por objeto verificar la respuesta mínima de la unidad ante variaciones rápidas de la frecuencia y a verificar su comportamiento potencia versus tiempo.

Adicionalmente, el Coordinador podrá establecer auditorias con cierta periodicidad para comprobar que no han existido cambios en la curva de potencia-tiempo por disminución de la vida útil de las baterías del equipo.

TÍTULO 8-4 HABILITACIÓN DE INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Artículo 8-25

En las instalaciones del ST, se realizarán ensayos a las instalaciones que intervienen en el PRS de acuerdo a lo indicado en el Anexo Técnico "Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS" que contendrá las características, requerimientos especiales y protocolos de pruebas para la realización de los ensayos que corresponda realizar.

Artículo 8-26

Para comprobar que las protecciones cumplen con los requisitos mínimos de seguridad, selectividad y velocidad, el Coordinador podrá solicitar a los Coordinados que exploten instalaciones del ST, la realización de ensayos que comprendan la aplicación de perturbaciones controladas.

Los tipos de perturbaciones a aplicar y su ubicación serán definidas por el Coordinador, caso a caso, pudiendo incluir fallas monofásicas o bifásicas.

Artículo 8-27

Para hacer posible la realización de los ensayos de protecciones mencionados en el presente título, el Coordinador deberá adoptar medidas de seguridad en la operación del SI, para así contar con suficientes márgenes y reservas operacionales.

Artículo 8-28

El Coordinador deberá solicitar que en las instalaciones del ST se realicen ensayos para habilitar las instalaciones que participan en el PRS.

Artículo 8-29

En el Anexo Técnico "Habilitación de instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS", se establecerán las características, requerimientos especiales y modelos de los protocolos de ensayos de las instalaciones especificadas en el presente título. No obstante lo anterior, las pruebas deberán comprender como mínimo:

- a) La verificación de la calidad y cantidad de los sistemas de alimentación de corriente continua por baterías;
- b) El sistema de Partida Autónoma de grupos de emergencia;
- c) La capacidad de abastecimiento del sistema de aire comprimido para accionamientos; y
- d) El equipamiento de sincronización y los enlaces de datos y comunicaciones entre el Coordinador y los CC que corresponda, tanto en condiciones normales como de emergencia.

TÍTULO 8-5 HABILITACIÓN DE INSTALACIONES DE CLIENTES

Artículo 8-30

El Coordinador solicitará a los Coordinados que exploten las Instalaciones de Clientes, la realización de ensayos o pruebas para habilitar las instalaciones que participen en los Sistemas de Protección Multiárea, EDAC u otros, conforme a las exigencias establecidas en la presente NT y al Anexo Técnico "Habilitación de instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC, Sistemas de Protección Multiárea y PRS".

Artículo 8-31

El Coordinador solicitará a los Coordinados que exploten las Instalaciones de Clientes, la realización de ensayos para habilitar las instalaciones que participen del PRS, siguiendo los requerimientos en materia de ensayos de habilitación definidos para instalaciones de transmisión en 0.

TÍTULO 8-6 AUDITORÍAS TÉCNICAS

Artículo 8-32

El Coordinador deberá decidir la ejecución de Auditorías Técnicas a los Coordinados en caso que en la operación de alguna instalación o equipamiento sujeto a la coordinación, supervisión y control del Coordinador, se observe y registre un incumplimiento de los requisitos que establece la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, o con el fin de verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en la presente NT, así como también la información de las instalaciones proporcionada por los Coordinados.

Asimismo, cualquier Coordinado podrá solicitar al Coordinador la realización de una Auditoría Técnica a otro Coordinado, entregando los antecedentes que respalden el posible incumplimiento de los estándares exigidos por la NT de SyCS. El Coordinador deberá evaluar tales antecedentes para decidir la aceptación de la solicitud.

Adicionalmente, el Coordinador podrá decidir la realización de Auditorías Técnicas Generales con fines preventivos, cuando se desee comprobar el cumplimiento general de los requisitos que establece la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio o bien para validar la información técnica de las instalaciones en su conjunto.

El costo de las Auditorías Técnicas será de cargo del Coordinado que explote la instalación auditada, con excepción de aquellas referentes a Calidad de Producto Eléctrico en las cuales se procederá en conformidad con el Artículo 5-76 de la Norma Técnica.

En el caso de las Auditorías Técnicas Generales, el costo será de cargo del Coordinador.

El Anexo Técnico "Desarrollo de Auditorías Técnicas" establecerá los términos y condiciones para desarrollarlas.

Artículo 8-33

La notificación al Coordinado de la realización de una Auditoría Técnica, deberá incluir al menos la siguiente información:

- a) Identificación del Coordinado y de la instalación y/o equipos a auditar.
- b) Descripción de la causa o justificación de la Auditoría.
- c) Información al CC que opera las instalaciones y/o equipamientos que serán objeto de la Auditoría.
- d) Detalle de las condiciones anormales detectadas presentando registros, mediciones u otros antecedentes que demuestren las desviaciones detectadas.
- e) Materias específicas que abarcará la Auditoría y resultados esperados.
- f) Individualización del Auditor Técnico contratado para la Auditoría.
- g) Cualquier otra consideración que el Coordinador determine para la realización de la Auditoría.

El Coordinador deberá informar a la Superintendencia y a la Comisión el inicio de un proceso de Auditoría Técnica, enviando copia de todos los antecedentes señalados en el presente artículo.

TÍTULO 8-7 SUPERVISIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA

Artículo 8-34

En caso que alguna unidad generadora habilitada para participar en el CPF, demuestre un desempeño insuficiente en tal función, el Coordinador deberá informar a la Superintendencia y deberá efectuar una Auditoria Técnica para verificar la respuesta del Controlador de Carga/Velocidad y comprobar que ésta cumple con su evaluación declarada por el fabricante o la obtenida en la última habilitación, según corresponda.

Una vez finalizada la Auditoria Técnica y recibido el informe que corresponda, el Coordinador deberá informar a la Superintendencia los resultados y conclusiones en un plazo máximo de 10 días.

Artículo 8-35

El Coordinador realizará mediciones de la frecuencia con el SITR para verificar la reserva disponible para el CPF de acuerdo a los valores programados, y comprobará el adecuado desempeño del CPF realizado por las unidades generadoras que participan en dicho control.

Artículo 8-36

El Coordinador deberá supervisar el desempeño del CSF por parte de las unidades generadoras y/o centrales eléctricas asignadas a esa función, a través de mediciones realizadas con el SITR.

En caso de observarse desviaciones o un desempeño que no esté acorde a los valores programados, el Coordinador deberá efectuar una Auditoria Técnica a las unidades generadoras que corresponda.

Artículo 8-37

El Coordinador deberá monitorear las Instalaciones de Clientes, con el fin de comprobar que los equipamientos de los EDAC supervisados por subfrecuencia y de los Sistemas de Protección Multiárea cumplen con las exigencias establecidas en la presente NT, en particular, con lo establecido en el 0.

Artículo 8-38

Ante cada contingencia que tenga como consecuencia la interrupción de suministro, ya sea por activación de los EDAC supervisado por subfrecuencia o de los Sistemas de Protección Multiárea o por desconexión manual de carga, el Estudio para Análisis de Falla que realice el Coordinador deberá incluir un análisis del comportamiento del Control de Frecuencia observado en el SI.

En caso de que se comprueben desviaciones en las respuestas y/o niveles de reserva respecto de los valores programados, el Coordinador deberá informar a los Coordinados y requerir la confirmación de los datos de respuesta informados.

En caso de no existir razones que justifiquen las desviaciones antes indicadas, el Coordinador deberá informar a la Superintendencia y suspender la habilitación que corresponda, hasta que

no existan nuevos antecedentes o se realice la correspondiente Auditoria Técnica. A partir de lo anterior el Coordinador deberá actualizar los estudios especificados en el CAPÍTULO N°6.

TÍTULO 8-8 SUPERVISIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN

Artículo 8-39

El Coordinador deberá efectuar una supervisión permanente del cumplimiento de los estándares exigidos en la presente NT para el Control de Tensión durante la operación en Tiempo Real.

Para tal efecto, el Coordinador supervisará el perfil de tensiones en los Sistemas de Transmisión, el factor de potencia en los Puntos de Control de Clientes, así como el estado operativo y suministro de potencia reactiva que efectúan las unidades generadoras y los elementos de compensación de potencia reactiva, verificando cumplimiento de la SyCS programada por el Coordinador.

Artículo 8-40

El Coordinador mantendrá un registro actualizado de los antecedentes del desempeño de todos los Coordinados, en relación al Control de Tensión e inyección o absorción de potencia reactiva, junto con los datos utilizados para calcular los indicadores de desempeño que corresponda.

Artículo 8-41

A partir de las mediciones en Tiempo Real, el Coordinador realizará la supervisión de la potencia reactiva necesaria en respuesta a los cambios en la tensión y/o las instrucciones impartidas por el Coordinador y los CC que corresponda, informando al Coordinador de cualquier desempeño insuficiente o incorrecto que se aparte de la operación programada.

Artículo 8-42

El Coordinador deberá verificar el adecuado desempeño del Control de Tensión supervisando el aporte de potencia reactiva de las unidades generadoras, a través de mediciones realizadas con el SITR.

El Coordinador podrá realizar a las unidades generadoras que corresponda, una Auditoria Técnica para verificar que las instalaciones cumplen con los requisitos de habilitación respectivos, en caso de detectar deficiencias en la calidad del Control de Tensión y/o restricciones al aporte de potencia reactiva.

Artículo 8-43

El Coordinador verificará el correcto desempeño de los equipos de compensación reactiva y control del perfil de tensión en el ST. De observarse deficiencias en el funcionamiento y desempeño de los mismos, el Coordinador podrá notificar al Coordinado que explote las instalaciones que corresponda de la realización de una Auditoria Técnica para verificar el cumplimiento de requerimientos técnicos mínimos de operación y el cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en la presente NT.

Artículo 8-44

El Coordinador deberá monitorear las Instalaciones de Clientes, con el fin de comprobar que los equipamientos de los EDAC supervisados por subtensión, cumplen con las exigencias

establecidas en la presente NT, en particular, con lo establecido en el Estudio de EDAC especificado en el 0.

Artículo 8-45

Ante cada contingencia que tenga como consecuencia la interrupción de suministro, ya sea por activación de los EDAC supervisado por subtensión o por desconexión manual de carga, el Estudio para Análisis de Falla que realice el Coordinador deberá incluir un análisis del comportamiento del Control de Tensión observado en el SI.

En caso de que se comprueben desviaciones en las respuestas, niveles de reserva y compensación programadas, el Coordinador deberá informar a los Coordinados y requerir la confirmación de los datos de respuesta informados.

En caso de no existir razones que justifiquen las desviaciones antes indicadas, el Coordinador deberá informar a la Superintendencia y suspender la habilitación que corresponda, hasta que no existan nuevos antecedentes o se realice la correspondiente Auditoría Técnica. A partir de lo anterior el Coordinador deberá actualizar los estudios especificados en el CAPÍTULO N°6.

Artículo 8-46

Cuando se observe que existe incumplimiento del factor de potencia en el Punto de Control entre las Instalaciones de Clientes y el ST, el Coordinador deberá realizar una Auditoría Técnica para verificar el correcto funcionamiento de los equipos de compensación, e identificar las causas de las desviaciones. De confirmarse un incumplimiento sistemático o reiterado, el Coordinador deberá informar a la Superintendencia.

Artículo 8-47

El Coordinador deberá solicitar la realización de una Auditoría Técnica para verificar el correcto desempeño del equipamiento de una unidad generadora, cuando determine que dichos equipamientos no cumplen con las exigencias de SyCS relativas al Control de Tensión y estabilización del sistema de potencia establecidas en la presente NT.

Artículo 8-48

Los ensayos del sistema de excitación de una unidad generadora comprenderán la obtención de las respuestas dinámicas del regulador automático de tensión; los lazos de limitación de máxima excitación, mínima excitación y característica tensión-frecuencia; y los lazos de estabilización suplementaria; con el fin de comprobar su correcto desempeño. El Coordinador podrá requerir realizar como mínimo las siguientes pruebas:

- a) Verificación de la función de transferencia del controlador de tensión.
- b) Verificación de la respuesta del controlador de tensión con la unidad girando en vacío.
- c) Verificación de la respuesta del controlador de tensión con la unidad conectada al SI y operando con carga.
- d) Verificación de los límites del sistema de excitación y los límites electrónicos del controlador de tensión con la unidad girando en vacío.
- e) Obtención de la respuesta dinámica, operando con carga, con actuación de los limitadores de mínima y máxima excitación.

Artículo 8-49

Con el fin de verificar las características del lazo de control y la capacidad del PSS para amortiguar eficientemente las oscilaciones electromecánicas comprendidas dentro de una banda de frecuencias de perturbación de 0,2 [Hz] a 2,5 [Hz] de cada unidad generadora, el Coordinador podrá realizar ensayos para el PSS que estime pertinente, los cuales incluirán como mínimo las siguientes pruebas:

- a) Obtención de la respuesta en frecuencia de la función transferencia del PSS.
- b) Medición del amortiguamiento del modo local de oscilación.
- c) Determinación de la ganancia máxima del PSS y ajuste de la ganancia óptima.
- d) Determinación de los efectos de las variaciones rápidas de la potencia mecánica de la máquina motriz sobre el desempeño del PSS.

Artículo 8-50

Sin perjuicio de lo indicado en el artículo precedente, el Coordinador determinará bajo qué circunstancias y en qué unidades generadoras deberá estar operativo el PSS, de acuerdo a los requerimientos del SI.

Tal decisión deberá ser debidamente justificada y fundamentada en base a los Estudios de la presente NT, a partir de los cuales el Coordinador definirá el principio de estabilización y los requisitos técnicos que deberán cumplir estos equipamientos.

TÍTULO 8-9 SUPERVISIÓN DEL PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

Artículo 8-51

En caso que el Coordinador no pueda verificar la Partida Autónoma de una unidad generadora o que esta haya exhibido un desempeño insuficiente, el Coordinador deberá notificar a los Coordinados que exploten las unidades generadoras que corresponda, la realización de una Auditoría Técnica para confirmar que las instalaciones cumplen con los requisitos de habilitación respectivos.

Artículo 8-52

Con el objeto de comprobar la conservación de la aptitud y capacidad de las instalaciones y equipamientos del ST habilitados a participar en el PRS, el Coordinador podrá notificar al Coordinado que explote las instalaciones y equipamientos que corresponda, de la realización de una Auditoría Técnica para verificar y comprobar que estos cumplen con los requisitos de habilitación.

TÍTULO 8-10 MONITOREO DE PROTECCIONES

Artículo 8-53

Con el objeto de comprobar el estado de conservación y mantenimiento de las protecciones eléctricas del SI, y verificar que sus ajustes y parámetros corresponden a los valores resultantes del estudio especificado en el 0, el Coordinador podrá notificar al Coordinado que explote las instalaciones que corresponda, de la realización de una Auditoría Técnica para confirmar que las protecciones cumplen con lo establecido en el referido estudio, o instruir pruebas específicas de acuerdo a lo dispuesto en el 0 de la NT.

Artículo 8-54

La Auditoría Técnica y los ensayos de las protecciones eléctricas deberán incluir como mínimo las siguientes comprobaciones:

- a) Catastro de los sistemas de protección instalados a partir de la Información Técnica que se informe al Coordinador, especificando la marca del dispositivo, el tipo de protección, las características técnicas principales, las características y lógicas de funcionamiento, el rango posible de variación de los parámetros de calibración, el valor de la calibración actual y la cantidad de pasos de calibración entre el mínimo y máximo valor, según corresponda.
- b) Catastro de las características técnicas principales de los transformadores de medición, tales como el tipo, clase de precisión, relación de transformación, y conexiones para la formación de las magnitudes leídas por los relés de protección.
- c) Contraste de las características del equipamiento obtenidos a partir de la base de datos del Coordinador, y las que sean informadas por el Coordinado que explote las instalaciones al serle requeridas.
- d) Contraste de las calibraciones obtenidas en terreno con los valores disponibles en la Información Técnica recopilada por el Coordinador, detección de las desviaciones o diferencias indagando su origen o justificación, análisis de los efectos que pueden tener sobre la coordinación y desempeño del sistema de protecciones y la SyCS del SI.
- e) Resultados y conclusiones acerca del estado de conservación de los equipos y la calidad del mantenimiento realizado.

Artículo 8-55

En caso que el Coordinador detecte desvíos al cumplimiento de los compromisos y obligaciones inherentes a las instalaciones y equipamientos del ST, estos serán informados a la Superintendencia.

CAPÍTULO N°9
Disposiciones
Transitorias

Artículo 9-1

Cada Coordinado deberá comunicar a la Dirección Técnica correspondiente, a más tardar el 1° Abril de 2015, los antecedentes que permitan comprobar que sus instalaciones cumplen con las exigencias que establece la presente norma. En caso contrario, deberá indicar el plazo en el cual ejecutará las adecuaciones pertinentes, presentando un plan de trabajo con una duración acorde a la magnitud de adecuaciones a realizar, el cual no podrá superar 30 meses.

Artículo 9-2

Los índices de Disponibilidad programada y forzada de generación y de transmisión deberán ser calculados por la DP utilizando la información estadística ya reunida y la que se vaya reuniendo sobre cada instalación de generación y de transmisión.

El cumplimiento de los Valores Límite de los índices de indisponibilidad establecidos en los Artículo 5-59 y Artículo 5-60 será exigible a partir de las fechas en que cada instalación complete una estadística real de cinco años.

Artículo 9-3

El Estudio de Continuidad de Suministro deberá realizarse una vez que se cuente con un año de estadísticas para los índices FMK y TTIK, de acuerdo a la metodología de cálculo indicada en el Artículo 5-62.

En el primer estudio que realice cada CDEC en virtud de lo dispuesto en el Artículo 6-27se efectuará la determinación aproximada de los índices TTIK aceptables sobre la base de las estadísticas existentes. Este método aproximado se aplicará hasta disponer de una estadística real de 5 años por instalación.

Mientras no se realice el estudio antes mencionado, las indisponibilidades aceptables de generación y de transmisión son las siguientes:

Sistema Interconectado del Norte Grande

Subestación Troncal	Indisponibilidad de Generación [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Troncal [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Secundaria [horas/año]	Indisponibilidad Total [horas/año]
Tarapacá	3,40	0,24	1,52	5,16
Lagunas	3,40	0,24	1,52	5,16
Crucero	3,40	0,24	0,00	3,64
Encuentro	3,40	0,24	0,00	3,64
Atacama	3,40	0,24	1,52	5,16

Sistema Interconectado Central

Subestación Troncal	Indisponibilidad de Generación [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Troncal [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Secundaria [horas/año]	Indisponibilidad Total [horas/año]
Diego de Almagro	1,90	1,63	7,50	11,03
Carrera Pinto	1,90	1,63	7,50	11,03
Cardones	1,90	1,63	7,20	10,73
Maitencillo	1,90	1,63	5,50	9,03

CAPÍTULO N°9: DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Subestación Troncal	Indisponibilidad de Generación [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Troncal [horas/año]	Indisponibilidad de Transmisión Secundaria [horas/año]	Indisponibilidad Total [horas/año]
Punta Colorada	1,90	1,63	5,62	9,15
Pan de Azúcar	1,90	1,63	5,62	9,15
Los Vilos	1,90	1,63	5,62	9,15
Nogales	1,90	1,63	5,62	9,15
Quillota	1,90	1,63	3,82	7,35
Polpaico	1,90	1,63	3,56	7,09
Lampa	1,90	1,63	3,56	7,09
Cerro Navia (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Alto Jahuel (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Chena (*)	1,90	1,63	0,10	3,63
Cerro Navia	1,90	1,63	3,56	7,09
Alto Jahuel	1,90	1,63	6,37	9,90
Chena	1,90	1,63	3,56	7,09
Candelaria	1,90	1,63	4,97	8,50
Colbún	1,90	1,63	4,97	8,50
Melipilla	1,90	1,63	3,56	7,09
Rapel	1,90	1,63	3,56	7,09
Itahue	1,90	1,63	3,62	7,15
Ancoa	1,90	1,63	4,97	8,50
Charrúa	1,90	1,63	4,89	8,42
Lagunillas	1,90	1,63	8,92	12,45
Hualpén	1,90	1,63	8,92	12,45
Temuco	1,90	1,63	5,39	8,92
Ciruelos	1,90	1,63	7,71	11,24
Valdivia	1,90	1,63	7,71	11,24
Rahue	1,90	1,63	8,09	11,62
Puerto Montt	1,90	1,63	8,09	11,62

(*) Se refiere a la indisponibilidad en puntos de retiro alimentados desde las líneas de transmisión que se muestran en el siguiente cuadro.

Líneas de Transmisión
Cerro Navia – San Cristóbal 110 [kV]
San Cristóbal – Los Almendros 110 [kV]
Los Almendros – Florida 110 [kV]
Florida - Alto Jahuel 110 [kV]
Buín - Lo Espejo 110 [kV]
Lo Espejo – Ochagavía 110 [kV]
Ochagavía – Florida 110 [kV]
Chena - Cerro Navia 110 [kV]

En los puntos de conexión a concesionarios de servicio público de distribución, la indisponibilidad aceptable en horas anuales será igual a la indicada en la columna denominada "Indisponibilidad Total".

Artículo 9-4

A fin de dar cumplimiento al Artículo 2-12, la DO de cada CDEC deberá efectuar el Estudio correspondiente, en un plazo máximo de 150 días desde la entrada en vigencia de la presente NT.

Artículo 9-5

El CDEC seleccionará aquellas instalaciones de Clientes que estén en servicio o que cuenten con autorización para conectarse, que a su juicio estime necesario someter al análisis establecido en los incisos a) y b) del Artículo 3-42.

El CDEC contará con un plazo de 180 días para determinar y comunicar al Cliente las medidas paliativas que sean necesarias.

El Cliente tendrá un plazo de 18 meses para ejecutar las modificaciones necesarias.

Artículo 9-6

Los Coordinados cuyos sistemas de protecciones de sus líneas de transmisión no cumplan con las exigencias establecidas en el Artículo 3-23 literal a) numeral I. deberán someter a la DO la verificación allí establecida en un plazo máximo de 270 días contados desde la entrada en vigencia de esta NT.

Si de dicho estudio la DO concluye que no es posible asegurar la coordinación o la disponibilidad del esquema de teleprotección exigidas, el Coordinado presentará un plan de trabajo con una duración acorde a la magnitud de adecuaciones a realizar para adecuar sus sistemas de protecciones, plazo que no podrá superar 24 meses a partir de la comunicación de la DO.

Artículo 9-7

En el caso de subestaciones existentes de más de 200 [kV], la DO deberá en un plazo de 18 meses contado desde la entrada en vigencia de la presente NT, analizar y definir las medidas necesarias para que la falla de Severidad 9 pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas.

Los Coordinados contarán con un plazo a convenir con la DO para ejecutarlas.

En el caso de subestaciones de transformación de tensión primaria mayor a 200 [kV] y tensión secundaria superior a 60 [kV] que enmallan sistemas y que no cumplan con las exigencias señaladas en el Artículo 3-24 numeral III., la DO deberá, en un plazo de 18 meses contado desde la entrada en vigencia de la presente NT, analizar y definir las medidas necesarias para que la falla de Severidad 8 pueda ser controlada sin propagarse a otras instalaciones no falladas.

Los Coordinados contarán con un plazo a convenir con la DO para ejecutarlas.

La implementación de las medidas que defina la DO, mediante la utilización de Recursos Generales o Adicionales que permitan superar las severidades 8 y 9, estará supeditada a que éstas sean imprescindibles para afrontar dichas contingencias durante un período mínimo de operación de 36 meses, contados desde la fecha estimada para su puesta en servicio.

En el caso de conexiones en derivación existentes desde líneas de más de 200 [kV] que no cumplan con las exigencias señaladas en la NT y sus Anexos, la DO deberá, en un plazo de 18 meses contado desde la entrada en vigencia de la presente NT, analizar y definir las medidas necesarias para adecuar las instalaciones a las nuevas disposiciones.

Los Coordinados contarán con un plazo a convenir con la DO para ejecutarlas.

Artículo 9-8

La DPD deberá determinar que líneas de transmisión existentes y en operación deben cumplir con lo indicado en el Artículo 3-22. Para ello, la DPD debe realizar un estudio, en un plazo no superior a un año desde la entrada en vigencia de la presente NT, que le permita verificar el cumplimiento de lo indicado en el artículo para las líneas antes definidas. Los Coordinados contarán con un plazo a convenir con la DO para ejecutar la transposición en aquellas líneas que no cumplan con el Artículo 3-22.

Artículo 9-9

El CDEC solicitará a los Coordinados propietarios de unidades generadoras que le indiquen los tiempos máximos de operación permitidos para cada uno de los rangos de frecuencia indicados en el Artículo 3-10, según lo recomendado por el respectivo fabricante. La respuesta de cada Coordinado deberá ser fundada con antecedentes del fabricante, los que deberán ser adjuntos, en un plazo máximo de 120 días desde la recepción de la consulta del CDEC.

Artículo 9-10

Para implementar el AGC en el SI a que se refiere el Artículo 3-17, el CDEC y los Coordinados contarán con un plazo máximo de 3 años, contados desde la entrada en vigencia de la presente NT, para poner en operaciones tanto las instalaciones centralizadas y sistemas de comunicación que requiera el CDC para este objeto, como las adecuaciones que requiera cada unidad generadora interconectada al SI.

En tanto no se implemente el AGC, se admitirá CSF manual solo cuando por razones técnicas, debidamente aprobadas por la DO, éste sea ejercido por una única unidad generadora del SI. Esta condición de operación, deberá ser puesta en conocimiento de la Superintendencia, en la forma y oportunidad que ésta determine.

Artículo 9-11

Para efectos de lo dispuesto en el Artículo 6-48 literal a) de la presente NT, y en el caso que la DO no disponga de información de la variación de la demanda con la frecuencia, se deberá utilizar la siguiente expresión:

$$P - P_0 = 0,8 P_0 \left[\left(\frac{F_1}{50} \right)^{K_f} - 1 \right]$$

Donde:

- P : Demanda del SI a la frecuencia F_1 .
- P_o : Demanda Neta del SI a la frecuencia nominal de 50 [Hz].
- 0,8 : Factor en por unidad que representa la parte de la demanda que es sensible a la frecuencia.
- F_1 : Frecuencia mínima de acuerdo al transitorio de frecuencia.
- K_f : Factor para representar la variación de la carga con la frecuencia igual a 1,5 para el SIC y 2,5 para el SING.

Artículo 9-12

Los parques eólicos y fotovoltaicos que se encuentren en servicio o declarados en construcción antes de la entrada en vigencia de la presente NT, deberán informar al CDEC correspondiente, dentro de los 120 días desde la publicación de la presente NT, el grado de cumplimiento de sus instalaciones de los nuevos requerimientos establecidos en la presente NT, y un Informe del proveedor de los equipos respecto de la factibilidad de modificar los sistemas de control para cumplir las nuevas exigencias.

Artículo 9-13

Mientras no sean implementados los Servicios Complementarios y mientras no se realice el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva, continuarán vigentes las exigencias de compensación reactiva señaladas en los *Artículos 5-10 y 5-11*, del *Título 5-2*, Capítulo N°5 de la NT aprobada por RM Exenta N° 09 de 2005, que establecen:

“Artículo 5-10

Las instalaciones de Sistemas de Subtransmisión deberán contar con el equipamiento necesario que permita el Control de Tensión y el suministro de potencia reactiva, debiendo tener en sus puntos de conexión al Sistema de Transmisión Troncal u otros Sistemas de Subtransmisión, un factor de potencia medido en intervalos integrados de 60 minutos, en cualquier condición de carga, comprendido entre:

- a) 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo para puntos de conexión con tensión nominal inferior a 100 [kV].*
- b) 0,98 inductivo y 1,0 para puntos de conexión con tensión nominal igual o superior a 100 [kV].*

Artículo 5-11

Las instalaciones de Sistemas de Transmisión Adicional deberán contar con el equipamiento necesario que permita el Control de Tensión y el suministro de potencia reactiva, debiendo tener en sus puntos de conexión al Sistema de Transmisión Troncal,

Sistema de Subtransmisión u otro Sistema de Transmisión Adicional, según corresponda, un factor de potencia medido en intervalos integrados de 60 minutos, en cualquier condición de carga, comprendido entre:

a) 0,96 inductivo y 0,98 capacitivo para puntos de conexión con tensión nominal inferior a 100 [kV].

b) 0,98 inductivo y 1,0 para puntos de conexión con tensión nominal igual o superior a 100 [kV].”

Las disposiciones anteriores deben aplicarse considerando el cumplimiento de los niveles exigidos de factor de potencia en los puntos de control para el caso de las barras de consumo.

Artículo 9-14

Para cumplir lo indicado en el Artículo 6-22, la DO deberá realizar un Estudio que verifique mediante ensayos en terreno la representación dinámica de las componentes indicadas en dicho artículo para las instalaciones del SI.

La DO deberá realizar un Informe en el cual demuestre que la representación dinámica en la herramienta de simulación de las componentes indicadas en el Artículo 6-22 es la adecuada para los fines señalados en dicho artículo. En caso de que existan modelos no representativos, deberán realizarse los ensayos y/o verificación en terreno que permitan obtener modelo adecuado. Este informe deberá ser enviado a la SEC en un plazo no mayor a un año luego de la entrada en vigencia de la presente norma.

Toda componente que ingrese al sistema deberá contar con los ensayos respectivos que respalden su representación dinámica antes de su entrada en operación.

Artículo 9-15

Los Anexos Técnicos que no entren en vigencia con la presente NT, serán desarrollados por la Comisión mediante un estudio que ésta encargará a un consultor externo dentro del plazo máximo de dos meses, contados desde la entrada en vigencia de la presente NT.

La Comisión pondrá en conocimiento de los Coordinados, estos nuevos Anexos Técnicos, previo a su entrada en vigencia, para que éstos puedan observarlos dentro del plazo de 15 días.

Artículo 9-16

La planificación de la operación considerando el análisis de las severidades 8 y 9 de acuerdo a lo indicado en los Artículo 5-36, Artículo 5-37 y Artículo 5-38, deberá aplicarse una vez implementados los Recursos Generales o Adicionales que permitan superar dichas contingencias. Sin perjuicio de lo anterior, este plazo no debe superar los 36 meses posterior a la entrada en vigencia de la presente NT.

Artículo 9-17

En el caso de Instalaciones de tensión igual o superior a 200 [kV], el acceso local y remoto que deben tener los Esquemas de Protección de acuerdo a lo indicado en el Artículo 3-23, debe

estar implementado en un plazo no mayor a 26 meses posterior a la entrada en vigencia de la presente NT.

Artículo 9-18

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2014, será la DPD quien analizará y propondrá a la Comisión, en conformidad a la revisión anual del Plan de Expansión de la Transmisión Troncal, la normalización de aquellas conexiones en derivación existentes para cumplir con las nuevas exigencias.

Antes del 31 de Diciembre de 2015 la DPD deberá realizar el primer estudio para cumplir con lo indicado en el Artículo 2-7 letra e).

Artículo 9-19

Todo nuevo interruptor que se instale en líneas del ST de tensión nominal igual o superior a 200 [kV] deberá cumplir con las exigencias establecidas en el punto I del Artículo 3-24. Para el caso de los interruptores existentes, será la DO del respectivo CDEC quien defina aquellos que deben ser reemplazados, en un plazo de ejecución convenido entre la respectiva Dirección Técnica y el Coordinado.

Artículo 9-20

La exigencia establecida en el Artículo 3-14 de la presente NT, respecto del tipo de conexión de los enrollados de los transformadores de poder de parque eólicos o fotovoltaicos conectados en derivación al ST, será aplicable solo para aquellas instalaciones que sean declaradas en construcción posterior a la entrada en vigencia de esta Norma.

Artículo 9-21

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.

Artículo 9-22

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 9-23

Una vez publicada la resolución que modifica el Artículo 5-8 de la presente Norma Técnica, estableciendo los nuevos valores para los límites de desconexiones y horas acumuladas a partir de las cuales se remunera la activación de los esquemas de desprendimiento automático

de carga, por subfrecuencia, subtensión, o activados por desenganche directo, el Coordinador deberá actualizar la estadística por cliente y por barra de consumo, con los valores vigentes a dicha fecha de conformidad a las siguientes formulas:

$$H_{ibn} = \frac{\text{Límite } H'}{\text{Límite } H} \cdot H_{ibn-1}$$

Donde,

H_{ibn}: Índice de horas acumuladas para el cliente "i" y barra "b", a la fecha de entrada en vigencia de los nuevos límites .

H_{ibn-1}: Índice de horas acumuladas para el cliente i y barra b, previo a la entrada en vigencia de nuevos límites.

Límite H': Nuevo Límite de Horas Acumuladas.

Límite H: Límite anteriormente vigente de Horas Acumuladas.

$$D_{ibn} = \frac{\text{Límite } D'}{\text{Límite } D} \cdot D_{ibn-1}$$

Donde,

D_{ibn}: Índice de desconexiones acumuladas para el cliente "i" y barra "b", a la fecha de entrada en vigencia de los nuevos límites.

D_{ibn-1}: Índice de desconexiones acumuladas para el cliente "i" y barra "b", previo a la entrada en vigencia de nuevos límites.

Límite D': Nuevo Límite de Desconexiones Acumuladas.

Límite D: Límite anteriormente vigente de Desconexiones Acumuladas.