



**NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE
SERVICIO PARA SISTEMAS MEDIANOS**

Marzo de 2018

Santiago de Chile

ÍNDICE

Capítulo 1. TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES	5
Título 1-1 Objetivos y alcances.....	5
Título 1-2 Abreviaturas y definiciones	5
Título 1-3 Exigencias generales	13
Capítulo 2. FUNCIONES Y ATRIBUCIONES.....	14
Título 2-1 Objetivo y alcances	14
Título 2-2 Del Coordinador.....	14
Título 2-3 Del Comité Coordinador	15
Título 2-4 De los Integrantes.....	15
Título 2-5 De la Operadora Principal.....	16
Título 2-6 De las Instalaciones de Clientes.....	17
Título 2-7 De los Grandes Clientes	18
Capítulo 3. EXIGENCIAS MÍNIMAS DE DISEÑO	19
Título 3-1 Exigencias generales	19
Título 3-2 Instalaciones de Generación.....	21
Título 3-3 Instalaciones de Almacenamiento de Energía.....	30
Título 3-4 Instalaciones de Transmisión.....	31
Título 3-5 Instalaciones de Clientes	34
Capítulo 4. CONEXIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES AL SM	36
Título 4-1 Requisitos mínimos.....	36
Título 4-2 Consideraciones para estudios de conexión	37
Título 4-3 Determinación de costos de conexión	40
Título 4-4 Exigencias para la conexión	42
Capítulo 5. SISTEMAS DE COMUNICACIÓN	48
Título 5-1 Objetivo y alcances	48
Título 5-2 Equipamiento de registro de eventos	48
Título 5-3 Comunicaciones de voz y datos.....	50
Título 5-4 Sistema de Monitoreo	50
Título 5-5 Sistema de medidas de transferencias económicas.....	56

Capítulo 6. EXIGENCIAS DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO	61
Título 6-1 Objetivo y alcances	61
Título 6-2 Exigencias generales	61
Título 6-3 Estándares para Instalaciones de Clientes.....	63
Título 6-4 Tensión y frecuencia para Estado Normal y de Alerta.....	64
Título 6-5 Límites de transmisión en Estado Normal y de Alerta.....	65
Título 6-6 Recuperación dinámica en Estado Normal y de Alerta	66
Título 6-7 Estabilidad y seguridad en Estado Normal y de Alerta.....	68
Título 6-8 Estándares de tensión para Estado de Emergencia.....	68
Título 6-9 Límites de transmisión en Estado de Emergencia	69
Título 6-10 Estándares de recuperación en Estado de Emergencia.....	69
Título 6-11 Márgenes en Estado de Emergencia	70
Título 6-12 Calidad de Suministro en el SM	70
Título 6-13 Control de frecuencia y de tensión.....	73
Título 6-14 Estándares de calidad del producto eléctrico	74
Capítulo 7. ESTUDIOS DE LA SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO.....	78
Título 7-1 Objetivo y alcances	78
Título 7-2 Información técnica de Instalaciones	79
Título 7-3 Herramientas de simulación.....	80
Título 7-4 Estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión	81
Título 7-5 Estudio de verificación de coordinación de protecciones	85
Título 7-6 Control de tensión y requerimientos de potencia reactiva.....	87
Título 7-7 Control de frecuencia y determinación de reservas.....	89
Título 7-8 Estudio de EDAC.....	91
Título 7-9 Plan de Recuperación de Servicio.....	92
Capítulo 8. PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN EN SISTEMAS MEDIANOS	95
Título 8-1 Programación de la Operación	95
Título 8-2 Programa de mantenimiento mayor	98
Título 8-3 Coordinación de los trabajos programados.....	101
Capítulo 9. OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS.....	104
Título 9-1 De la operación de los Sistemas Medianos	104

Título 9-2	Centros de Control.....	106
Título 9-3	Jerarquías operativas con más de una empresa generadora.....	107
Título 9-4	Gestión del Control de Frecuencia y de Tensión	107
Título 9-5	Comunicaciones de voz operativas.....	109
Título 9-6	Gestión de la seguridad y calidad del servicio	109
Título 9-7	Coordinación de la Operación de Tiempo Real	109
Título 9-8	Atención y registro de fallas	110
Título 9-9	Estudio de análisis de falla	111
Título 9-10	Plan de Recuperación de Servicio.....	112
Título 9-11	Medidas de transferencias económicas	112
Capítulo 10.	INFORMACIÓN TÉCNICA	115
Título 10-1	Objetivo y alcances	115
Título 10-2	Líneas de transmisión	115
Título 10-3	Equipos de transformación.....	116
Título 10-4	Interruptores de maniobra	117
Título 10-5	Subestaciones	117
Título 10-6	Dispositivos de reconexión de líneas de transmisión.....	118
Título 10-7	Equipos de compensación de potencia reactiva	118
Título 10-8	Otros equipos de control del sistema de transmisión.....	119
Título 10-9	Sistemas de protección.....	119
Título 10-10	Unidades generadoras.....	120
Título 10-11	Equipos de almacenamiento de energía	126
Título 10-12	Instalaciones de Clientes	126
Capítulo 11.	DISPOSICIONES TRANSITORIAS	127

Capítulo 1. TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES

Título 1-1 Objetivos y alcances

Artículo 1-1 Objetivo

El objetivo del presente capítulo es establecer la terminología y diseño de la Norma Técnica, disponiendo las abreviaturas, definiciones y exigencias generales necesarias para el cumplimiento de las exigencias mínimas de Seguridad y Calidad de Servicio asociadas al diseño y coordinación de la operación de los Sistemas Medianos, según lo establece la Ley General de Servicios Eléctricos. El diseño general de la NT considera:

- a) La terminología y marco ordenador para su aplicación.
- b) Las exigencias mínimas de diseño de las instalaciones y sus equipamientos.
- c) Los sistemas de información, comunicación y monitoreo.
- d) Los estándares mínimos y gestión de cada sistema mediano.
- e) Los estudios del sistema para cumplir con las exigencias.
- f) Las exigencias mínimas para la programación de la operación.
- g) Los requerimientos que deben cumplir las centrales generadoras y los Sistemas de Almacenamiento de energía para conectarse al SM.
- h) La información técnica de las instalaciones del Sistema Mediano.
- i) Disposiciones transitorias.

Artículo 1-2 Alcance

La presente NT será aplicable a Instalaciones de Generación, de Almacenamiento de Energía, líneas e Instalaciones de Transmisión e Instalaciones de Clientes abastecidos directamente desde Instalaciones de Transmisión o Generación en Sistemas Medianos que se encuentren sujetos a la tarificación señalada en el artículo 178° de la Ley. La NT también será aplicada a funciones y actividades que deberá cumplir la Operadora Principal, los Integrantes, Grandes Clientes y el Coordinador en cuanto a la operación y coordinación del sistema.

Título 1-2 Abreviaturas y definiciones

Artículo 1-3 Abreviaturas

Sin perjuicio de las definiciones que establece la Ley y la normativa vigente, para efectos de la presente NT, las siguientes abreviaturas tendrán el significado que a continuación se indica:

-
1. **ANSI** : Del Inglés, American National Standards Institute.
 2. **AT** : Alta Tensión.
 3. **BT** : Baja Tensión.
 4. **CC** : Centro de Control.
 5. **CFCD** : Costo de Falla de Corta Duración, determinado por la Comisión.
 6. **CGSM** : Centrales Generadoras y/o Sistemas de Almacenamiento conectados en Distribución.
 7. **CPF** : Control Primario de Frecuencia.
 8. **CSF** : Control Secundario de Frecuencia.
 9. **Comisión** : Comisión Nacional de Energía.
 10. **Comité** : Comité Coordinador de acuerdo a lo definido en el Decreto Supremo N°23.
 11. **Coordinador** : Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, al que se refiere el artículo 212°-1 de la Ley.
 12. **Decreto Supremo N°23**: Decreto Supremo N° 23 del Ministerio de Energía, de 2015, que aprueba Reglamento de Operación y Administración de los Sistemas Medianos establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos.
 13. **EDAC** : Esquema de Desconexión Automática de Carga.
 14. **EDAG** : Esquema de Desconexión Automática de Generación.
 15. **EM** : Equipo de Medida.
 16. **ENS** : Energía No Suministrada.
 17. **FMIK** : Frecuencia Media de Interrupción por kVA.
 18. **Hz** : Hertzios.
 19. **ICCP** : Protocolo de transmisión de datos diseñado para la comunicación bidireccional de variables entre centros de control.
 20. **kV** : Kilovatio.
 21. **kVA** : Kilo volt-ampere.
 22. **kW** : Kilowatt.
 23. **IEC** : Del Inglés, International Electrotechnical Commission.
 24. **Ley** : D.F.L. N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del D.F.L. N° 1 de Minería de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.
 25. **MEN** : Ministerio de Energía.
 26. **MT** : Media Tensión.
 27. **NT** : Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para SSMM.
 28. **NTD** : Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.
 29. **NTSyCS** : Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Interconectados con capacidad instalada superior a 200 MW.
 30. **PMM** : Programa de Mantenimiento Mayor.
 31. **PMRTE** : Plataforma de Recepción de Medidas de Transferencias Económicas
 32. **PRS** : Plan de Recuperación de Servicio.
 33. **SD** : Sistema de Distribución.
 34. **Sistema de Información**: Sistema de Información Pública del Coordinador.
 35. **SM** : Sistema Mediano.
 36. **SSMM** : Sistemas Medianos.
 37. **Superintendencia** : Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
 38. **ST** : Sistema de Transmisión.

-
39. **SyCS** : Seguridad y Calidad de Servicio.
40. **THD** : Del Inglés, Total Harmonic Distortion, Distorsión Armónica Total de Tensión.
41. **TTIK** : Tiempo total de interrupción por kVA.
42. **V** : Volts.

Artículo 1-4 Definiciones

Sin perjuicio de las definiciones que establece la normativa vigente pertinente, para efectos de esta NT, se establecen las siguientes definiciones:

1. **Alimentador:** Circuito que forma parte de la red de una Empresa Distribuidora que se utiliza para distribuir electricidad desde el punto desde donde recibe energía y que permite dar suministro a clientes finales.
2. **Alta Tensión:** Tensión nominal superior a 23 [kV].
3. **Apagón Total:** Desmembramiento incontrolado del SM o formación de islas eléctricas que conducen a una pérdida sustancial del suministro eléctrico. Por sustancial, se entenderá la pérdida mayor o igual a un 80% de la demanda instantánea, en kW, previa al desmembramiento.
4. **Apagón Parcial:** Desconexión incontrolada de instalaciones del SM que conduce a la formación de una o más Islas Eléctricas, con una pérdida entre un 20% y menor al 80% de la demanda instantánea, en kW, del SM previa al desmembramiento, por un periodo mayor a 30 minutos.
5. **Baja Tensión:** Tensión nominal inferior o igual a 1 [kV].
6. **Calidad de Servicio:** Atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la Calidad del Producto y la Calidad del Suministro.
7. **Calidad del Producto:** Componente de la Calidad de Servicio que permite calificar el producto entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la magnitud, la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro, incluyendo armónicas, desequilibrios y flicker.
8. **Calidad del Suministro:** Componente de la Calidad de Servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro.
9. **Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente:** Máxima capacidad de transmisión de cada Elemento Serie de Instalaciones de Transmisión, y que está dada por el menor valor de corriente que surge de evaluar el Límite Térmico, el Límite por Regulación de Tensión, el Límite por Estabilidad Angular y Límite por Estabilidad de Frecuencia.
10. **Capacidad de Transmisión en Régimen Transitorio:** Máxima capacidad de transmisión de cada Elemento Serie de Instalaciones de Transmisión, y que está condicionada por la evolución transitoria y dinámica de las principales variables operativas que determinan el estado del SM, conforme a las exigencias establecidas en la presente NT.
11. **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.

12. **Centro de Control:** Unidad especializada desde donde se supervisa, controla y opera en forma remota un conjunto de instalaciones eléctricas.
13. **Cliente:** Persona natural o jurídica que recibe servicio eléctrico desde Instalaciones de Transmisión, o de Generación o desde el Sistema de Distribución, estando o no sujeto a fijación de precios.
14. **Confiabilidad:** Cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la Suficiencia, la seguridad y la Calidad de Servicio.
15. **Contingencia Severa:** Contingencia Simple que involucra la falla intempestiva de más de un elemento del SM que, por su naturaleza, introduce restricciones en la operación que llevan al SM a un Estado de Emergencia.
16. **Contingencia Simple:** Falla intempestiva de un elemento del SM, pudiendo ser éste una unidad generadora, un sistema de almacenamiento de energía, un bloque de demanda, o un Elemento Serie de Instalaciones de Transmisión.
17. **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 establecida en la presente NT, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el SM.
18. **Control de Tensión:** Conjunto de acciones destinadas a mantener la tensión de operación dentro de los niveles establecidos en la presente NT, actuando sobre los elementos de compensación de Instalaciones de Transmisión y la corriente de excitación de las unidades generadoras y compensadores sincrónicos, el control de despacho de potencia reactiva de los sistemas de almacenamiento de energía o la susceptancia variable de los compensadores estáticos.
19. **Controlador de Tensión:** Dispositivo que permite el control de la tensión en los terminales de una unidad generadora o compensador sincrónico, de un sistema de almacenamiento de energía y compensadores estáticos.
20. **Controlador de Velocidad:** Dispositivo que permite el control de la frecuencia de una unidad generadora detectando las desviaciones instantáneas de la velocidad con respecto a un valor de referencia, actuando directamente sobre el sistema de mando de la máquina motriz.
21. **Costos de Conexión:** Sumatoria de los costos de las Obras Adicionales y los ahorros o costos por la operación de un CGSM.
22. **Control Primario de Frecuencia (CPF):** Acción de control ejercida rápidamente sobre la frecuencia de un SM a través de equipos instalados en las unidades generadoras o de almacenamiento de energía, que permiten modificar en forma automática su aporte de potencia activa.
23. **Control Secundario de Frecuencia (CSF):** Acción manual o automática destinada a compensar el error final de frecuencia resultante de la acción del CPF que ejercen los controladores de velocidad de las unidades generadoras dispuestas para tal fin. Es función del CSF restablecer la



- frecuencia del SM a su valor nominal, permitiendo a las unidades generadoras participantes del CPF restablecer su producción, de acuerdo al orden económico del despacho.
- 24. Criterio N-1:** Criterio de diseño y operación para enfrentar la ocurrencia de una Contingencia Simple, sin que ésta se propague a las restantes instalaciones del SM.
 - 25. Diagrama PQ:** Diagrama en el que se representan los límites de operación de la potencia activa y reactiva de una unidad generadora o de un sistema de almacenamiento de energía, para condiciones específicas de operación, conforme lo establecido la presente NT.
 - 26. Elemento Serie:** Instalaciones de Transmisión, las cuales pueden corresponder a líneas de transmisión, transformadores de potencia o condensadores serie.
 - 27. Empresa Distribuidora o Distribuidora:** Empresa distribuidora concesionaria del 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, utilizando bienes nacionales de uso público.
 - 28. Equipo de Medida:** Corresponde a un equipo medidor de variables eléctricas que permita asegurar el correcto registro y almacenamiento de las mismas.
 - 29. Estado de Alerta:** Estado que el SM alcanza cuando sus reservas de potencia activa y reactiva en Estado Normal se han agotado producto de una Contingencia Simple, por lo que, de no mediar acciones correctivas en el corto plazo, las variables de control incursionarán fuera de las bandas de tolerancia establecidas por los estándares de SyCS definidos en la presente NT.
 - 30. Estado de Emergencia:** Estado que el SM alcanza cuando ocurre una Contingencia Severa y que como consecuencia de ésta una o varias barras y/o instalaciones quedan operando fuera de los estándares de SyCS definidos en la presente NT, por lo que, de no mediar acciones correctivas en el corto plazo, podrán ocurrir desconexiones de instalaciones que conduzcan a un Apagón Total o Apagón Parcial del SM.
 - 31. Estado Normal:** Estado del SM caracterizado por la suficiente disponibilidad de Instalaciones de Transmisión y compensación de potencia reactiva para realizar el Control de Tensión, y suficientes reservas de generación o de energía almacenada para realizar el Control de Frecuencia, conforme a las exigencias establecidas en el Capítulo 7.
 - 32. Estatismo permanente:** Cambio de velocidad que experimenta una unidad generadora al pasar desde una condición de vacío a una de plena carga, para un mismo ajuste de la consigna de velocidad.
 - 33. Estudios:** Estudios en los cuales se analizarán condiciones necesarias para dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la presente NT, los cuales deberán ser desarrollados por el Coordinador o la Operadora Principal.
 - 34. Gran Cliente:** Cliente con una potencia contratada igual o superior al 2% de la capacidad instalada del SM correspondiente al año anterior de su conexión a las redes de distribución o de transmisión del SM, calculada por la Empresa Distribuidora. Este cálculo deberá ser actualizado anualmente.
 - 35. Hora Oficial:** Base de tiempo establecida por un reloj patrón u otra referencia definida por el Coordinador, utilizada para el registro de tiempo, registros de eventos, medidores, etc. A efectos de la presente NT, se entiende por Hora Oficial una referencia horaria basada en la hora

UTC (UTC: Universal Time Coordinated, hora universal) durante todo el año, sin hacer modificaciones de hora de invierno y de verano.

- 36. Información Técnica:** Datos y antecedentes de las instalaciones de los SM.
- 37. Instalaciones de Almacenamiento de Energía:** Conjunto de equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico. Se consideran también como Instalaciones de Almacenamiento de Energía, las obras anexas requeridas para su respectiva operación y mantención, incluidos los equipos de transformación necesarios para el transporte y distribución de energía y potencia.
- 38. Instalaciones para abastecer a Clientes o Instalaciones de Clientes:** Conjunto de instalaciones operadas por las Empresas Distribuidoras de los SM, destinadas a abastecer a Clientes. Asimismo, se considerarán Instalaciones de Clientes, aquellas que permiten la conexión de un Cliente Libre al SM.
- 39. Instalación de Conexión de un CGSM:** Conjunto de equipos necesarios para permitir la conexión de un CGSM al SM.
- 40. Instalaciones de Generación:** Conjunto de instalaciones conformado por el equipamiento electromecánico de generación y por las obras anexas requeridas para su respectiva operación y mantención, incluidos los equipos de transformación necesarios para el transporte de la energía y potencia generada.
- 41. Instalaciones de Transmisión:** Conjunto de líneas de transporte y subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución.
- 42. Integrente:** Propietario de una o más centrales generadoras o sistema de almacenamiento de energía en un SM.
- 43. Interesado:** Persona natural o jurídica interesada en conectar una nueva Instalación de Generación, de Almacenamiento de Energía, de Transmisión o de Clientes, al sistema de generación, transmisión o distribución del SM.
- 44. Isla Eléctrica:** Sección conformada por aquellas instalaciones del SM cuyo suministro puede quedar aislado del conjunto ante la ocurrencia de una Contingencia Severa de la cual existan antecedentes en la programación de la operación.
- 45. Límite Térmico:** Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie, determinada por el límite o carga admisible definido para régimen permanente.
- 46. Límite por Contingencias:** Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie condicionado por el estado de operación del SM luego de ocurrida una Contingencia Simple, determinado con el objeto de evitar la salida en cascada de otros componentes, debido a sobrecargas temporales fuera de los estándares permitidos, o a la proximidad de condiciones de pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.
- 47. Límite por Regulación de Tensión:** Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie debido a descensos de tensión fuera de los rangos permitidos, ya sea en las barras extremas del elemento o en otras barras del sistema eléctrico, como consecuencia de la transmisión de potencia por el Elemento Serie.
- 48. Media Tensión:** Tensión nominal mayor que 1 kV y menor o igual a 23 kV.

-
- 49. Obras Adicionales:** Obras que deben realizarse para permitir la conexión de una Instalación de Generación o de Almacenamiento de Energía que se conecte al SD.
- 50. Operación en Isla:** Estado de operación en el cual una o más unidades de generación pueden abastecer un determinado número de consumos del SD en forma aislada del resto del Sistema Mediano.
- 51. Operadora Principal:** Integrante que cuente con la mayor capacidad instalada agregada de generación y/o almacenamiento de energía en el respectivo Sistema Mediano, establecida en el informe técnico que sirve de fundamento al decreto tarifario vigente. En SSMM con un solo Integrante, se entenderá a éste como la Operadora Principal.
- 52. Partida Autónoma:** Capacidad de una unidad generadora o de almacenamiento de energía de partir desde cero tensión y sincronizar en forma autónoma, sin suministro externo de electricidad.
- 53. Protección Red e Instalación (Protección RI):** Protección que actúa sobre el interruptor de acoplamiento cuando, al menos, un valor de operación del SM se encuentra fuera del rango de ajuste de esta protección.
- 54. Plan de Recuperación del Servicio (PRS):** Conjunto de acciones coordinadas por el personal a cargo de las Instalaciones de Generación, de Transmisión, de Almacenamiento de Energía y de Clientes, definidas por la Operadora Principal, 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.
- 55. Punto de Conexión:** Instalaciones que permiten conectar unidades generadoras, sistemas de almacenamiento de energía o consumos a Instalaciones de Generación, de Transmisión o al SD del SM. En el caso de que se utilicen instalaciones eléctricas de propiedad de terceros, el Punto de Conexión corresponderá a las instalaciones que las conectan a dicho SM.
- 56. Punto de Control:** Barras o nodos en los 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, definidas como sigue:
- En el caso de un Cliente Regulado, son Puntos de Control las barras de media tensión de las Subestaciones Primarias de Distribución.
 - En el caso de un Cliente Libre, el o los Puntos de Control de cada Cliente serán determinados por el Coordinador o la Operadora Principal, según corresponda.
- 57. Redundancia de Vínculo:** Existencia de más de un camino para el flujo de potencia entre dos puntos del SM, constituido por Elementos Serie de las Instalaciones de Transmisión.
- 58. Reserva Primaria:** Reserva destinada a corregir las desviaciones instantáneas de la potencia inyectada respecto de la demanda real del SM.
- 59. 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 y de servicios complementarios.
- 60. Severidad 1:** Cortocircuito monofásico a tierra sobre uno de los circuitos de las líneas de transmisión de doble circuito o sobre una línea de simple circuito con o sin Redundancia de

Vínculo, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de la protección primaria, admitiendo la actuación limitada del EDAC y/o EDAG.

- 61. Severidad 2:** Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre uno de los circuitos de las líneas de transmisión de doble circuito o sobre una línea de simple circuito con Redundancia de Vínculo, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de la protección primaria, admitiendo la actuación limitada del EDAC y/o EDAG.
- 62. Severidad 3:** Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla aplicado sobre líneas de transmisión de simple circuito, sin Redundancia de Vínculo, seguido de la desconexión de la línea en tiempo normal por acción de la protección primaria, admitiendo la actuación del EDAC y/o EDAG requerido para balancear la potencia y estabilizar la frecuencia en el SM.
- 63. Severidad 4:** Desconexión intempestiva de la unidad generadora o sistema de almacenamiento de energía de mayor tamaño admitiendo desconexión automática limitada de carga, y/o pérdida del mayor módulo de carga admitiendo la actuación limitada del EDAG.
- 64. Sistema Mediano:** Sistema eléctrico cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 [MW] y superior a 1.500 [kW].
- 65. Sistema de Distribución (SD):** Conjunto de instalaciones que se encuentran fuera de la Subestación Primaria de Distribución, destinadas a dar suministro a Clientes ubicados en sus zonas de concesión, o bien a Clientes ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a las instalaciones de una Empresa Distribuidora mediante líneas propias o de terceros. El Sistema de Distribución comprende los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, los Sistemas de Medida para Transferencias Económicas y los Sistemas de Monitoreo.
- 66. Suficiencia:** Atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.
- 67. Tiempo Máximo para Despeje de Falla:** Tiempo transcurrido desde el momento del inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor, para fallas que ocurran en los equipamientos de la unidad generadora o de un sistema de almacenamiento de energía directamente conectadas al SM o en las instalaciones o equipamientos de Instalaciones de Transmisión.
- 68. Tiempo Real:** Corresponde al instante en que ocurren los eventos en el SM, referidos a la Hora Oficial que se defina, afectado por el error que introduce el periodo de actualización de la información en los sistemas de adquisición, supervisión y control del SM.
- 69. Vida Útil de un CGSM:** Periodo que media entre la puesta en servicio de la instalación de un CGSM hasta su ampliación, sustitución o desconexión, oportunidad en que finaliza la vida útil económica del proyecto. A efectos de lo establecido en la presente NT se considerará que la vida útil de los CGSM deberá estar dentro del rango de 15 y 30 años.

Título 1-3 Exigencias generales

Artículo 1-5 Exigencias mínimas de seguridad y calidad de servicio

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

Artículo 1-6 Condiciones de aplicación de la NT

Las condiciones de aplicación específicas para la aplicación de la presente NT, esto es, estudios del sistema, metodologías, formatos y criterios de detalle, serán establecidos por la Operadora Principal, el Comité o el Coordinador, según sea el caso, a través del desarrollo y elaboración de los Estudios señalados en la presente NT.

Las bases, resultados y conclusiones de los Estudios, deberán estar en el Sistema de Información del Coordinador.

Capítulo 2. FUNCIONES Y ATRIBUCIONES

Título 2-1 Objetivo y alcances

Artículo 2-1 Funciones y atribuciones

El objetivo del presente capítulo es definir las funciones y atribuciones del Coordinador, del Comité, de los Integrantes, de la Operadora Principal y de los Grandes Clientes, en relación al ámbito de aplicación de la NT. En particular, el presente capítulo comprende los requerimientos e instrucciones de coordinación, técnicos y de información.

Artículo 2-2 Principios de la operación coordinada en el SM

Para efectos del cumplimiento de las disposiciones de la presente NT, cuando en un SM exista más de una empresa generadora, deberán operarse todas las instalaciones interconectadas en forma coordinada, de acuerdo a lo establecido por el Artículo 173° de la Ley.

Cuando en un SM exista solo una empresa con Instalaciones de Generación, la coordinación del sistema será realizada por la empresa propietaria de las instalaciones, de acuerdo a lo que indica el Título 2-5.

Título 2-2 Del Coordinador

Artículo 2-3 Deberes del Coordinador

El Coordinador, de acuerdo a lo señalado en el Artículo 72°-1 de la Ley, deberá realizar la programación de la operación de los Sistemas Medianos en que exista más de una empresa generadora, según lo señalado en el Capítulo 8.

Con el objeto de coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias establecidas, el Coordinador deberá:

- a) Elaborar la programación de la operación del SM, disponiéndola oportunamente para efectuar la operación en tiempo real.
- b) Elaborar la programación y coordinación de los mantenimientos de todas las instalaciones sujetas a coordinación.
- c) Revisar el cumplimiento de la programación de la operación, tomar conocimiento de las desviaciones y sus causas y acordar las medidas conducentes a corregirlas.
- d) Realizar los análisis y Estudios necesarios que servirán como insumo para la programación de la operación.

-
- e) Informar a la Superintendencia del incumplimiento de las instrucciones de coordinación emanadas, si corresponde.

Artículo 2-4 Atribuciones

Con el objeto de coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias establecidas en la presente NT, el Coordinador podrá:

- a) Solicitar información de las instalaciones de los Integrantes para efectos de la realización de la programación de la operación.
- b) Realizar los controles necesarios para asegurar el cumplimiento de las instrucciones de coordinación emanadas del propio Coordinador.

Título 2-3 Del Comité Coordinador

Artículo 2-5 Deberes del Comité

Con el objeto de coordinar las acciones que permiten cumplir con las exigencias establecidas en la presente NT, el Comité deberá:

- a) Distribuir entre Integrantes la recaudación por ventas de energía y potencia, de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Supremo N°23.
- b) Elaborar los informes que solicite el MEN, la Comisión, el Coordinador o la Superintendencia, dentro del ámbito de sus respectivas atribuciones y en los plazos que estos organismos determinen.
- c) Informar a la Superintendencia, con copia a la Comisión y al Coordinador, cualquier hecho o circunstancia que pueda constituir una infracción a la normativa eléctrica vigente por parte de los Integrantes.

Título 2-4 De los Integrantes

Artículo 2-6 Deberes de los Integrantes

Con el objeto de cumplir con las exigencias, los Integrantes deberán:

- a) Cumplir con las exigencias de diseño establecidas en la presente NT.
- b) Mantener en todo momento el buen estado de las instalaciones eléctricas que permiten la conexión de sus instalaciones con el SM o el SD. Dichas instalaciones comprenden el conjunto de líneas, empalmes y equipos eléctricos entre su Punto de Conexión al sistema y sus unidades de generación, incluyendo el Punto de Conexión.

- c) Mantener adecuadas condiciones de seguridad en sus instalaciones de acuerdo a lo establecido en la presente NT.
- d) Operar sus instalaciones sin introducir variaciones inadmisibles en la frecuencia y tensión del SM, conforme lo establece la presente NT.
- e) Cumplir con las formalidades, plazos e instrucciones de coordinación establecidas en la presente NT y en la normativa vigente.
- f) Disponer, en el caso de Integrantes que exploten unidades generadoras o sistemas de almacenamiento de energía de cualquier tipo, de los medios necesarios para ejercer un adecuado Control de Frecuencia y Control de Tensión y de implementación de EDAG, de acuerdo a las exigencias establecidas en la presente NT.
- g) Disponer, en caso de Instalaciones de Clientes, de los medios necesarios para implementar los Esquemas EDAC y Sistemas de Protección Multiárea.
- h) Entregar al Coordinador los datos y antecedentes requeridos por éste para mantener actualizada la Información Técnica del SM.
- i) Entregar 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.
- j) Entregar toda la información necesaria para desarrollar los estudios del Capítulo 7.

Artículo 2-7 Atribuciones de los Integrantes

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

- a) Operar sus instalaciones, cumpliendo con las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT.
- b) Permitir que un tercero opere sus instalaciones, cumpliendo con las exigencias de la presente NT y la normativa vigente.
- c) Observar la programación de la operación que realice el Coordinador, de acuerdo a lo indicado al Capítulo 8.
- d) Programar con el Comité la normalización de instalaciones de acuerdo a las acciones correctivas informadas en los estudios para análisis de falla enviados a la Superintendencia.

Título 2-5 De la Operadora Principal

Artículo 2-8 Deberes de la Operadora Principal

Con el objeto de coordinar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de SyCS, la Operadora Principal deberá:

- a) Desarrollar los Estudios establecidos en el Capítulo 7 conforme a las exigencias establecidas en la presente NT.
- b) Asegurar la disponibilidad de los recursos y el sistema de control de resultados que permitan coordinar adecuadamente la operación del SM, garantizando el cumplimiento de las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT.
- c) Enviar a la Superintendencia los informes de falla, conforme lo establece la presente NT.
- d) Programar la operación y los recursos necesarios para que la programación de la operación cumpla con las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT, a través de estrategias y planes de coordinación pertinentes.
- e) Administrar aquellas situaciones en las cuales es necesario establecer restricciones a la operación en cuanto existan necesidades de SyCS que así lo requieran.
- f) Cumplir con las exigencias mínimas de diseño establecidas en la presente NT y, en particular, disponer de las instalaciones y equipamientos que sean necesarios para un adecuado Control de Frecuencia, Control de Tensión y PRS.
- g) Disponer de los medios necesarios para implementar el EDAC por subfrecuencia que se requieran.
- h) Efectuar el monitoreo, control y coordinación de la operación en tiempo real del SM.

Artículo 2-9 Atribuciones de la Operadora Principal

Con el objeto de gestionar las acciones que permitan cumplir con las exigencias de SyCS, la Operadora Principal podrá:

- a) Solicitar la información a los propietarios de las instalaciones del SM para efectos del cumplimiento de lo dispuesto en la presente NT.
- b) Realizar los controles necesarios para asegurar el cumplimiento de sus instrucciones de coordinación.
- c) Informar a la Superintendencia cuando los propietarios de Instalaciones de Clientes e Integrantes, no cumplan lo establecido en la presente NT.

Título 2-6 De las Instalaciones de Clientes

Artículo 2-10 Deberes de los propietarios de Instalaciones de Clientes

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

- a) Mantener adecuadas condiciones de seguridad en sus instalaciones de acuerdo a lo establecido en la presente NT y en la normativa vigente.

-
- b) Operar sus instalaciones sin introducir variaciones inadmisibles en frecuencia y tensión, conforme lo establece la presente NT.
 - c) Entregar a la Operadora Principal los datos y antecedentes requeridos por ésta para la correcta operación en tiempo real del SM, y para realizar los Estudios cuando se trate de un SM con una sola empresa generadora.
 - d) Entregar al Coordinador o a la Operadora Principal, según corresponda, la información necesaria para desarrollar los Estudios establecidos en el Capítulo 7.
 - e) Entregar a la Empresa Distribuidora la información que le solicite a efectos de que ésta pueda cumplir con su deber respecto de informar la demanda al Coordinador.

Artículo 2-11 Atribuciones de los propietarios de Instalaciones de Clientes

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

- a) Permanecer conectados al SM, en la medida que cumplan con las exigencias de SyCS establecidas en la presente NT.
- b) Solicitar a la Operadora Principal copia de los informes de fallas enviados a la Superintendencia.
- c) Participar con observaciones y comentarios en la elaboración de los Estudios que disponga la presente NT.

Título 2-7 De los Grandes Clientes

Artículo 2-12 Deberes de Grandes Clientes

Informar a la Operadora Principal sobre el incremento o disminución de su carga, con el objeto de que la Operadora Principal pueda realizar la operación del SM.

Capítulo 3. EXIGENCIAS MÍNIMAS DE DISEÑO

Título 3-1 Exigencias generales

Artículo 3-1 Exigencias generales para las instalaciones del SM

Las Instalaciones de Transmisión, Instalaciones de Generación e Instalaciones de Almacenamiento de Energía que operen interconectadas a las Instalaciones de Transmisión o al Sistema de Distribución del SM, 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 Télégraph 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. Cuando no exista 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 MT o AT deberá contar con los antecedentes de calificación sísmica conforme a las publicaciones indicadas, considerando las condiciones propias de la instalación de MT o AT, incluyendo tanto la fundación, estructura soporte y equipo de MT o AT propiamente tal. También deberá considerar los requisitos que se indican en los siguientes párrafos:

- i. Para las subestaciones convencionales y las subestaciones compactas se deberán considerar conexiones aéreas flexibles, con holguras que eviten que se generen fuerzas hacia los equipos. El conjunto equipos de MT o AT y la 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 MT o AT de los transformadores y reactores de poder deberán ser considerados en el cálculo con un factor de estructura no menor a $k=1,5$.

- ii. Para las subestaciones aisladas en gas SF₆ (GIS) aplican las mismas normas 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 los 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 normas. Se deberán 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 máximos de las partes sean admisibles por los elementos dispuestos en el diseño para permitir dichos desplazamientos, con un factor de seguridad no inferior a $k=1,5$.

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 deberán utilizar conexiones aéreas flexibles con holguras que eviten que se generen fuerzas hacia los bushings.

- b) Las Instalaciones de Generación, de Transmisión y de Almacenamiento de Energía y de Clientes, deberán permitir que el SM 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 SM. 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" de la NTSyCS o las que lo replacen en el futuro.
- d) Deberán disponer de un nivel de aislación del equipamiento del SM en los Puntos de Conexión debidamente coordinado con aquel del equipamiento al cual se conecta.
- e) En caso de 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 factores de seguridad que se indiquen en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio del Sistema Eléctrico Nacional, en su Artículo 3-3.

Título 3-2 Instalaciones de Generación

Artículo 3-2 Exigencias mínimas de diseño

Las instalaciones y equipamientos de medios de generación que operen en el SM, deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas de diseño:

- a) Si la potencia nominal de cualquier nueva unidad generadora que se instale en un SM, es mayor que el módulo de la mayor unidad existente, el propietario de la nueva unidad deberá realizar estudios de transitorios electromecánicos de sistemas de potencia, para demostrar que su desconexión intempestiva del SM no producirá desconexiones automáticas de carga por subfrecuencia, adicionales a las resultantes de aplicar la presente NT.

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, el Coordinador o la Operadora Principal, según sea el caso, podrá limitar el despacho de esta unidad.

- b) La protección de las unidades generadoras y sus conexiones con el SM deben cumplir con las exigencias mínimas especificadas a continuación:
- i) El tiempo máximo para despeje de falla en ningún caso podrá exceder los valores límites resultantes del Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones señalado en el Título 7-5, el cual será determinado por la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso.
 - ii) Para el caso de unidades generadoras que se incorporan al SM, el tiempo máximo para despeje de falla deberá ser determinado en forma previa a la conexión de la unidad generadora.
 - iii) Cada unidad generadora conectada al SM deberá disponer de la protección de respaldo para fallas en Instalaciones de Transmisión inmediatamente adyacentes, debiendo la Operadora Principal o el Integrante que posea Instalaciones de Transmisión inmediatamente adyacentes, disponer de protección para fallas que ocurran en las instalaciones de la unidad generadora. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones serán coordinados por la Operadora Principal o el Coordinador, según corresponda, pero en ningún caso podrán exceder los valores límites resultantes del Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones señalado en el Título 7-5.
 - iv) El ajuste de los relés y de las protecciones que afecten al área del Punto de Conexión deberá estar coordinado en forma previa a la conexión, de acuerdo a lo que establezca el Estudio que desarrolle la Operadora Principal o el Integrante, según sea el caso, para tal efecto.
 - v) 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 3-6 .
 - vi) Cada unidad generadora conectada al SM deberá soportar, sin desconectarse del SM, 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.

- c) 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.
- d) Las unidades sincrónicas que participen del CPF deberán disponer del equipamiento necesario, cuando así lo determine el Coordinador o la Operadora Principal, según sea el caso, como resultado del Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.
- e) Las centrales con unidades sincrónicas deberán disponer de partida autónoma, cuando así lo determine el Coordinador o la Operadora Principal, según sea el caso, como resultado del Estudio PRS.
- f) Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán ser controlables dentro de su rango de potencia activa mínima y máxima disponible en cada momento.

Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán disponer del equipamiento necesario para participar en el CPF, cuando así lo determine el Coordinador o la Operadora Principal, según sea el caso, como resultado del Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.

- g) Cuando una nueva central posea unidades cuya capacidad instalada en conjunto sea un 20% o superior de la capacidad instalada del SM, deberá acordar con la Empresa Operadora un mecanismo de operación en isla, siempre que su tecnología lo permita.

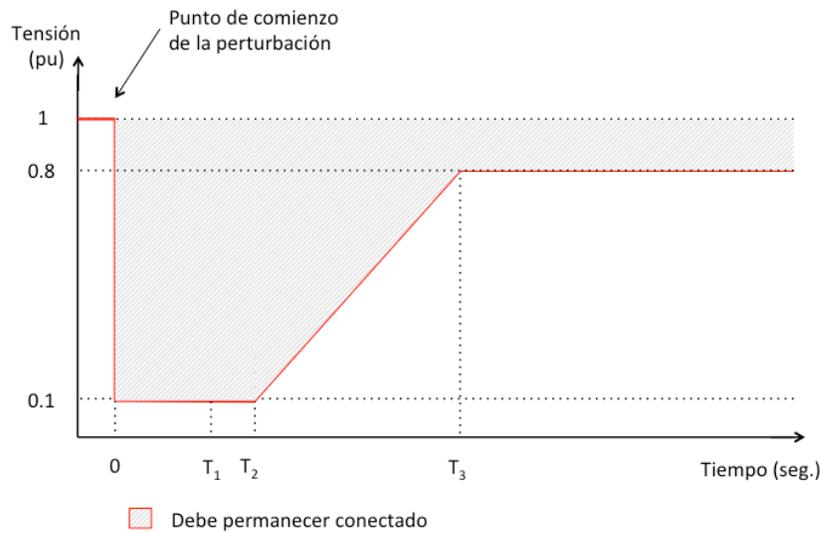
Artículo 3-3 Operación dentro de diagrama PQ

Toda unidad generadora sincrónica deberá estar en condiciones de operar en forma permanente dentro de su Diagrama PQ, para los límites de capacidad de potencia activa y reactiva que este diagrama establezca.

El diseño de las unidades generadoras sincrónicas deberá considerar un factor de potencia inductivo nominal de al menos 0,92. La Operadora Principal o Integrante que explote la central, deberá entregar el Diagrama PQ 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 3-4 Respuesta de tensión de centrales ERNC

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



Siendo:

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

T₁ = Tiempo máximo de despeje de falla establecido en el Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones.

T₂ = T₁+20 [ms]

T₃ = 1000 [ms]

Adicionalmente, ante la ocurrencia de cualquier cortocircuito o evento en el SM 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. Una vez despejada la perturbación y luego de 5 segundos, el parque eólico o fotovoltaico deberá volver a entregar la potencia activa previa a la perturbación si su recurso primario así lo permite.

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:

- $\Delta I_r = I_r - I_{r0}$
- $\Delta U = U - U_0$
- Con I_{r0} y U_0 corriente reactiva y tensión 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 3-5 Exigencias de reactivos para centrales ERNC

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 SM para tensiones en el rango de Estado Normal, en las zonas definidas a continuación:

a) Parques eólicos

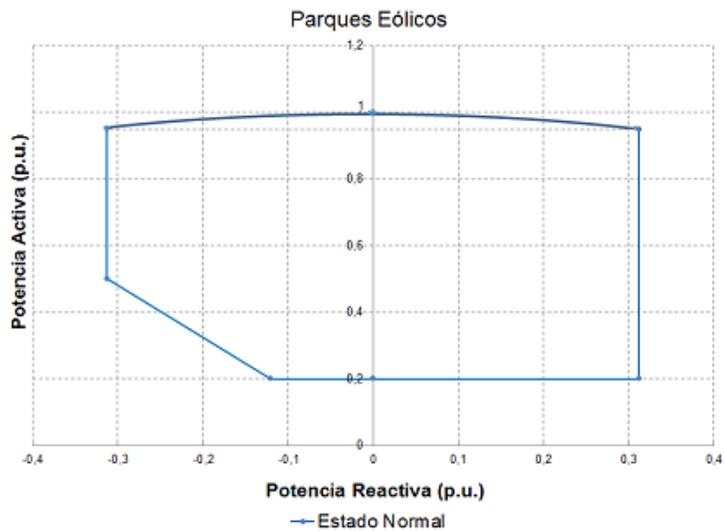
Zona de operación entregando reactivos:

- i. Potencia activa correspondiente al 20% de la potencia nominal del parque y potencia reactiva nula.
- ii. Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula.
- iii. Potencia activa correspondiente al 95% de la potencia nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.
- iv. Potencia activa igual al 20% de la potencia activa nominal del parque y potencia reactiva correspondiente al literal a)iii precedente.

Zona de operación absorbiendo reactivos:

- i. Potencia activa correspondiente al 20% de la potencia nominal del parque y potencia reactiva nula.
- ii. Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula.
- iii. Potencia activa correspondiente al 95% de la potencia nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.
- iv. Potencia activa igual al 50% de la potencia activa nominal del parque y potencia reactiva correspondiente al literal a)iii precedente.
- v. 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:

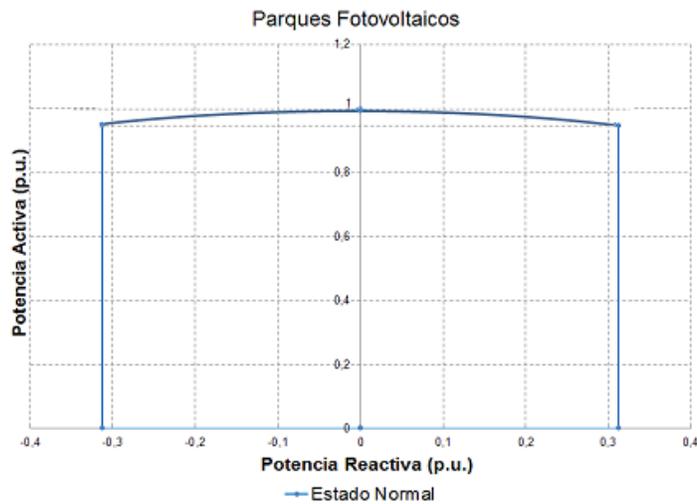


a) Parques fotovoltaicos

Zona de operación entregando y absorbiendo reactivos:

- i. Potencia activa y potencia reactiva nula.
- ii. Potencia activa nominal del parque con potencia reactiva nula.
- iii. Potencia activa correspondiente al 95% de la potencia nominal del parque con una potencia reactiva correspondiente a un factor de potencia 0,95.
- iv. Potencia activa nula y potencia reactiva correspondiente al literal iii precedente.

Lo anterior puede representarse a través de la siguiente gráfica:



Artículo 3-6 Requerimientos de diseño para variaciones de frecuencia

Toda unidad generadora o parque eólico o fotovoltaico deberá continuar operando en forma estable conectada al SM 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 en sobre y subfrecuencia que a continuación se indican:

- a) Indefinidamente, para frecuencias entre 48,5 [Hz] y 51,5 [Hz].
- b) Entre 48,0 [Hz] y bajo 48,5 [Hz], al menos 90 minutos.
- c) Sobre 51,5 [Hz] y hasta 52,0 [Hz]:
 - i. Para unidades hidráulicas al menos 90 segundos
 - ii. Para unidades termoeléctricas al menos 5 segundos
 - iii. Para unidades fotovoltaicas o eólicas se permite la desconexión opcional.
- d) Al menos 30 minutos entre 47,5 [Hz] y bajo 48,0 [Hz].
- e) Sobre 52,0 [Hz] y hasta 53,0 [Hz].
 - i. Para unidades hidráulicas al menos 16 segundos.
 - ii. Para unidades termoeléctricas se permite la desconexión opcional.
 - iii. Para unidades fotovoltaicas o eólicas debe haber desconexión forzada.

Para valores fuera de los rangos establecidos, las protecciones propias de las unidades podrán desconectarlas del SM para prevenir daños al equipamiento.

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 podrá ser distinto al indicado, si el Coordinador o la Operadora Principal así lo determinan.

Artículo 3-7 Sistema de excitación de unidades sincrónicas

Las exigencias mínimas que debe cumplir el sistema de excitación de las unidades generadoras sincrónicas de los SM 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) 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.
- c) 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.

Artículo 3-8 Requerimiento de los transformadores

Las centrales generadoras con unidades sincrónicas que empleen transformadores de poder, deberán tener unidades cuyos enrollados estén conectados en estrella y con el neutro del lado de AT 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 SM (Ynd).

Para el caso de parques eólicos y fotovoltaicos la conexión se hará a través de transformadores elevadores de tensión con uno de sus devanados en conexión delta. Se podrá implementar tanto una conexión Dyn (delta en media tensión) como una conexión Ynd (estrella en AT aterrizada).

En el caso de parques eólicos y fotovoltaicos que se conecten en derivación de un circuito de línea, los devanados 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 devanados podrán estar conectados en estrella, previa autorización de la Operadora Principal como parte de la aprobación de los estudio de conexión del capítulo 4. Por otra parte, si estos parques se conectan directamente a una barra de transmisión, sus transformadores de poder podrán estar conectados indistintamente en estrella o delta por el lado de alta tensión, con el devanado de baja tensión conectado de modo que se impida la circulación de corrientes de secuencia cero a través de él (Ynd o Dyn), previa autorización de la Operadora Principal como resultado de los estudios de conexión.

En ambos casos se deberán implementar esquemas de protecciones (transformadores de corriente y potencial, protecciones y equipos de interrupción de suministro), los cuales deben ser selectivos para detectar y despejar oportunamente fallas.

Para transformadores elevadores que deban ser energizados desde el SM y que posean una potencia nominal mayor que el 40% de la potencia de diseño de la línea de transmisión a la cual se conectan, se deberá disponer de dispositivos de cierre de mando sincronizado, de forma tal que se minimice la corriente de energización. Esta exigencia, deberá ser evaluada por la propietaria de las instalaciones en la instancia en que se evalúe la conexión de la nueva central al sistema.

Artículo 3-9 Equipos de compensación de energía activa

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 3-6 .

Artículo 3-10 Controlador de velocidad y controlador de frecuencia

El Controlador de Velocidad de cada unidad generadora sincrónica que participe del CPF deberá cumplir con las siguientes exigencias mínimas:

- a) Estatismo permanente con valores entre 0% y 10%.
- b) Banda muerta inferior a 0,2% del valor nominal de frecuencia, es decir, ± 50 [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. Se podrá aceptar retardos superiores sólo en caso que el propietario de la unidad generadora proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.
- d) Las oscilaciones deberán ser positivamente amortiguadas en todos los regímenes de operación.

El controlador de frecuencia / potencia de los parques eólicos y fotovoltaicos que participe del CPF 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. Se podrá aceptar retardos superiores solo en caso que se proporcionen 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 3-2 cuando lo solicite el Comité o la Operadora Principal, según sea el caso.
- 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 podrá ser determinado por el Comité o la Operadora Principal, según sea el caso.

Artículo 3-11 Control secundario de frecuencia

La Operadora Principal, establecerá los requisitos y requerimientos técnicos mínimos que deberán cumplir los equipamientos del control centralizado de generación (control secundario de frecuencia).

Artículo 3-12 Requerimientos de partida autónoma

Las centrales generadoras que cuenten con equipamiento de Partida Autónoma y estén conformadas por más de una unidad generadora, 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.

Artículo 3-13 Variables a supervisar en las unidades generadoras

Las unidades generadoras que operen en sincronismo deberán contar con un sistema de comunicación para efectos del monitoreo y control de la operación del SM, cuyas exigencias se encuentran definidas en el Capítulo 4.

Sin perjuicio que se puedan 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 SM.
- 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 AT del transformador de cada unidad.
- f) Tensión y frecuencia en los terminales del generador.
- g) Nivel del embalse 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.

Artículo 3-14 Requerimientos de diseño en generación para calidad de producto

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

Título 3-3 Instalaciones de Almacenamiento de Energía

Artículo 3-15 Exigencias mínimas de diseño y operación

Las Instalaciones de Almacenamiento de Energía deberán estar diseñadas para mantener la Calidad de producto eléctrico según los estándares establecidos en la presente NT.

Adicionalmente, deberán cumplir con las siguientes exigencias mínimas de diseño:

- a) Si la potencia nominal de cualquier nueva unidad que se instale en un SM, es mayor que el módulo de la mayor unidad existente, el propietario de la nueva unidad deberá realizar estudios de transitorios electromecánicos de sistemas de potencia para demostrar que su desconexión intempestiva del SM no producirá desconexiones automáticas de carga por subfrecuencia adicionales a las resultantes de aplicar la presente NT.

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, el Comité o la Operadora Principal, según sea el caso, podrá limitar el despacho de esta unidad.

- b) La protección de las unidades y sus conexiones con el SM debe cumplir con las exigencias mínimas especificadas a continuación:
- i) El tiempo máximo para despeje de falla en ningún caso podrá exceder los valores límites resultantes del Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones señalado en el Título 7-5, el cual será determinado por el la Operadora Principal o el Comité, según sea el caso.
 - ii) Para el caso de unidades que se incorporan al SM, el tiempo máximo para despeje de falla deberá ser determinado en forma previa a la conexión de la unidad generadora.
 - iii) Cada unidad conectada al SM deberá disponer de la protección de respaldo para fallas en Instalaciones de Transmisión, debiendo la Operadora Principal o el Integrante disponer de protección para fallas que ocurran en las instalaciones de almacenamiento de energía. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones serán coordinados por la Operadora Principal o el Comité, según corresponda, pero en ningún caso podrán exceder los valores límites resultantes del Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones señalado en el Título 7-5.
 - iv) El ajuste de los relés y de las protecciones que afecten al área del Punto de Conexión deberá estar coordinado en forma previa a la conexión de acuerdo a lo que establezca el Estudio que desarrolle la Operadora Principal o el Integrante, según sea el caso, para tal efecto.
- c) La instalación deberá 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.
- d) Las unidades que participen del CPF deberán disponer del equipamiento necesario, cuando así lo determine el Comité o la Operadora Principal, según sea el caso, como resultado del Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas.

-
- e) Las unidades deberán disponer de partida autónoma, cuando así lo determine el Comité o la Operadora Principal, según sea el caso, como resultado del Estudio PRS.

Las Instalaciones de Almacenamiento de Energía deberán operar entregando energía activa y reactiva respetando los límites de estabilidad y de factor de potencia, de la instalación así como de su equipamiento de conexión.

Artículo 3-16 Requerimientos de los transformadores

Los transformadores de poder de las unidades de almacenamiento de energía, deberán proveer una vía de circulación a las corrientes de secuencia cero en el caso de fallas en el SM. Para lo anterior, deberán implementar esquemas de protecciones (transformadores de corriente y potencial, protecciones y equipos de interrupción de suministro), los cuales deben ser selectivos para detectar y despejar oportunamente fallas.

Artículo 3-17 Variables a supervisar

Las unidades de almacenamiento de energía conectadas deberán contar con un sistema de comunicación para efectos del monitoreo y control de la operación del SM, cuyas exigencias se encuentran definidas en el Capítulo 4.

Sin perjuicio que se puedan 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/absorbida por el Sistema de Almacenamiento al SM.
- b) Potencia reactiva absorbida/inyectada por el Sistema de Almacenamiento al SM.
- 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 del Sistema de Almacenamiento y la alimentación de sus servicios auxiliares.
- e) Tensión en el lado de AT del transformador del Sistema de Almacenamiento.
- f) Tensión y frecuencia en los terminales del el Sistema de Almacenamiento.
- g) Cantidad de energía almacenada o nivel de carga del Sistema de Almacenamiento.

Título 3-4 Instalaciones de Transmisión

Artículo 3-18 Requerimientos de compensación reactiva para transmisión

Las Instalaciones 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 en los puntos de conexión al SM establecidas en el Artículo 6-16 .
 - b) Las unidades generadoras y los sistemas de almacenamiento de energía cumplen con las exigencias establecidas en el presente capítulo.
 - c) Las redes y transformadores del SM se encuentran operando dentro de sus límites de operación.

Artículo 3-19 Exigencias mínimas de diseño

Las Instalaciones de Transmisión deberán estar equipadas con protecciones eléctricas que sean capaces de aislar selectivamente el componente fallado. Los tiempos de actuación de estas protecciones deberán estar en concordancia con el Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones señalado en el Título 7-5.

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:

Cada circuito deberá contar al menos con un simple esquema de protecciones, siempre que se cumplan simultáneamente las siguientes condiciones:

- i. 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.
- ii. 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 Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones.

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.

- b) Para barras del Sistema de Transmisión:

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 según lo definido en el Estudio de Verificación de coordinación de las Protecciones, de modo que no se comprometa la estabilidad del sistema frente a fallas.

- c) Para transformadores de poder:

- i. Los transformadores deberán utilizar un simple esquema de protección diferencial o un esquema de protección propia con otra característica de operación. Además, deberá disponer de funciones de protección que permiten detectar y aislar fallas que ocurran en elementos contiguos, ya sea operando como protección principal o respaldo.



- ii. 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 Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones 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.
 - iii. Para transformadores elevadores que deban ser energizados desde el SM y que posean una potencia nominal mayor que el 40% de la potencia de diseño de la línea de transmisión a la cual se conectan, se deberá disponer de dispositivos de cierre de mando sincronizado, de forma tal que se minimice la corriente de energización. Esta exigencia, deberá ser evaluada por la propietaria de las instalaciones en la instancia en que se evalúe la conexión de la nueva central al sistema.
- d) Los esquemas de protección indicados en el presente artículo, deben permitir:
- i. El acceso local a sus parámetros, ajustes, registros oscilográficos de fallas y registros de eventos.
 - ii. La información de registros oscilográficos y de eventos de protecciones deberá contar con una estampa de tiempo.

Además, las Instalaciones de Transmisión deberán poseer todo el equipamiento necesario para una adecuada implementación del PRS.

Artículo 3-20 Variables a supervisar en las instalaciones de transmisión

Las Instalaciones de Transmisión deberán contar con el sistema de comunicación para proveer a la Operadora Principal o al Comité, según sea el caso, toda la información que estos determinen necesaria para efectos del monitoreo y control de la operación del SM, cuyas exigencias se encuentran definidas en el Capítulo 4.

Sin perjuicio que se puedan 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.

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 3-21 Requerimientos de diseño en transmisión para calidad de producto

Las instalaciones del Sistema de Transmisión deben estar diseñadas para mantener la Calidad de Producto Eléctrico según los estándares establecidos en el Título 6-14.

Título 3-5 Instalaciones de Clientes

Artículo 3-22 Obligaciones

Las Instalaciones de Clientes deberán mantener en cada Punto de Conexión al SM, el factor de potencia especificado en el Artículo 6-16 , para lo cual deberán prever las instalaciones de compensación de potencia reactiva acorde a sus características de consumo.

Las Instalaciones de Clientes deberán poseer todo el equipamiento necesario para una adecuada implementación del PRS, incluyendo los equipos de desconexión automática de carga, si corresponde.

Las Instalaciones de Clientes deben estar diseñadas para mantener la Calidad de Producto Eléctrico según los estándares establecidos en el Título 6-14.

Artículo 3-23 Exigencias para motores eléctricos en Instalaciones de Clientes

Los motores eléctricos conectados a Instalaciones de Clientes, cuyas potencias sean superiores a 60 kVA con sus correspondientes equipos mecánicos asociados, deberán cumplir con lo siguiente:

- a) La corriente de partida no deberá superar en 1,50 veces la corriente nominal del motor.
- b) El tiempo en que la corriente de partida exceda la corriente nominal, no deberá ser superior a 5 segundos.
- c) Durante la etapa de arranque el factor de potencia no deberá ser inferior a 0,75 en ningún momento.



Artículo 3-24 Responsables instalación EDAC

Los propietarios de Instalaciones de Clientes deberán instalar y mantener disponible equipamiento y automatismo suficiente para participar en el EDAC por subfrecuencia y/o subtensión, en la magnitud que la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, determine como resultado del Estudio señalado en el Título 7-8.



Capítulo 4. CONEXIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES AL SM

Título 4-1 Requisitos mínimos

Artículo 4-1 Exigencias

La conexión al SM de toda nueva Instalación, sea de Generación, de Almacenamiento de Energía, de Transmisión o de Clientes, que se conecte al Sistema de Transmisión o de Distribución del SM, deberá cumplir con las exigencias mínimas para el diseño de instalaciones contenidas en la NT y normativa vigente y contar con la autorización de la Operadora Principal y de la empresa propietaria de las instalaciones a las que se conectará, previo a su puesta en servicio.

La Operadora Principal deberá verificar los impactos que el proyecto provoque en el SM y en sus condiciones de la SyCS con el objeto de definir los requerimientos adicionales que deberá cumplir y las adecuaciones que se deberán realizar en las instalaciones existentes que se vean afectadas por su conexión.

Artículo 4-2 Proceso previo a la conexión

El Interesado en conectar una Instalación de Generación o de Almacenamiento de Energía, deberá presentar a la Operadora Principal una solicitud de conexión indicando, al menos, los datos de contacto y las características esenciales del proyecto.

Se entenderán como características esenciales, ubicación de la central, punto de conexión, potencia instalada (MW), predicción de energía anual (MWh), tecnología, entre otros que la Operadora Principal podrá solicitar.

La Operadora Principal, comunicará al Interesado, en un plazo máximo de 20 días hábiles contados desde la fecha de recepción de la solicitud de conexión, los estudios que, en consideración a las características del proyecto, deberá, a su costo, efectuar el Interesado. Dicha comunicación indicará también el alcance, contingencias y condiciones operacionales específicas que deberán ser revisadas en los estudios. Además la Operadora Principal deberá informar el costo de la revisión de los estudios.

Los costos asociados al proceso de conexión que determine la Operadora Principal, deberán guardar coherencia con actividades similares que ésta desarrolle.

Junto con la comunicación, la Operadora Principal deberá proporcionar toda la información necesaria para la realización de los estudios.

Artículo 4-3 Condiciones de aprobación de estudios de conexión

Los estudios que deberá efectuar el Interesado, serán presentados a la Operadora Principal, en un plazo máximo de 40 días hábiles, contados desde que la Operadora Principal le indique los estudios por realizar. De no ser presentados en el plazo señalado, la solicitud se entenderá por desistida.

La Operadora Principal, en un plazo no superior a 40 días hábiles contados desde la fecha de recepción de los estudios, deberá revisar, elaborar observaciones y/o entregar su aprobación al desarrollador del proyecto.

En caso de existir observaciones por parte de la Operadora Principal, el Interesado deberá responder en un plazo máximo de 40 días hábiles. De no presentar una respuesta en el plazo establecido, el proyecto será desestimado.

Una vez que el Interesado presente respuesta a las observaciones formuladas, la Operadora Principal tendrá 20 días hábiles para aprobar los estudios.

La antelación con la cual un Interesado deberá presentar los antecedentes y los estudios eléctricos para la conexión, será de mínimo tres meses respecto de la fecha de inicio de construcción.

Artículo 4-4 Condiciones para implementar la conexión

La aprobación de los estudios por parte de la Operadora Principal, habilitará al Interesado a implementar la conexión del proyecto y las adecuaciones en generación y transmisión si es que el proyecto las requiere.

Para tal efecto, los Integrantes que exploten las instalaciones de transmisión o generación involucradas deberán otorgar todas las facilidades pertinentes para que el Interesado pueda llevar a cabo las modificaciones necesarias que le permitan implementar su conexión al SM.

Además, cuando las adecuaciones sean en distribución, será la Empresa Distribuidora la encargada de efectuarlas con cargo al Interesado.

Título 4-2 Consideraciones para estudios de conexión

Artículo 4-5 Requisitos de los estudios de conexión

Los estudios que sean requeridos, deberán al menos verificar que luego de la conexión del CGSM, considerando sus inyecciones de potencia activa y reactiva ($-0,96 < FP < 0,95$), se cumpla lo siguiente:

- a) Las tensiones en los nodos se encuentren dentro de los rangos establecidos en la normativa vigente, especialmente durante la energización de los transformadores.
- b) El impacto individual del CGSM por elevación de tensión cumpla con lo indicado en la presente

NT y en la NTD según corresponda. Los niveles de carga en los elementos del Alimentador de distribución no superen el 85% de la capacidad térmica.

En caso que el estudio entregue como resultado que no se cumple plenamente lo indicado en el literal a), modificando el factor de potencia del CGSM dentro de los rangos permitidos o modificando consignas de tensión de reguladores existentes, el estudio deberá proponer las Obras Adicionales requeridas para dar cumplimiento a esta exigencia. En caso que se demuestre que no se cumple con el literal b), el estudio debe proponer el reemplazo de los elementos sobrecargados en las Obras Adicionales, siempre y cuando la sobrecarga sea atribuible al CGSM en estudio.

Artículo 4-6 Consideraciones de los estudios de conexión de CGSM

Para objeto de dar cumplimiento a lo descrito en el artículo anterior, se deberán considerar los siguientes aspectos:

- a) La tensión en la cabecera de los Alimentadores tendrá una magnitud que será congruente con la consigna de tensión en caso que el transformador de la subestación primaria cuente con cambiador de tomas bajo carga, o con el rango de tensión en estado normal informado por la Empresa Distribuidora. Cualquiera sea el caso, la información entregada por la Empresa Distribuidora deberá ser coherente con un perfil de tensiones que cumpla con los rangos establecidos en la normativa vigente en todo los Alimentadores de distribución. En caso que no se cuente con la información del nivel de tensión en las cabeceras, se supondrá un valor que cumpla con los rangos anteriormente indicados.
- b) Las cargas de los Alimentadores se modelarán en los puntos donde existen transformadores de distribución, ponderando los niveles de carga en función de la potencia nominal de los transformadores de distribución. La Operadora Principal entregará la información de los factores de potencia de dichas cargas, a efectos de modelarlas en el estudio de flujos de potencia. Solo en caso que no se cuente con dicha información, se adoptarán supuestos que sean coherentes con lo establecido en la normativa vigente.

Artículo 4-7 Exigencias CGSM

Los estudios que sean requeridos deberán verificar que, no se sobrepasen las capacidades de ruptura de los equipos de interrupción del SM debido a la conexión del CGSM.

Artículo 4-8 Exigencias equipos de reconexión

Los estudios de estabilidad transitoria que sean requeridos deberán verificar que, tras la ocurrencia de una falla en el SM subsecuente desconexión del CGSM, el SM resulta estable con sus parámetros de recuperación dinámica dentro de los márgenes establecidos en el Capítulo 6.

Artículo 4-9 Ajustes de protecciones de CGSM

Los estudios que sean requeridos deberán al menos definir los criterios y ajustes de las protecciones asociadas a la conexión del CGSM, junto con verificar la correcta coordinación del sistema de protecciones existente asociado al SM. Para lo anterior deberán ser considerados los criterios establecidos en el Estudio de Verificación de Coordinación de Protecciones.

Sin perjuicio de lo anterior, se deberá verificar ante toda situación el cumplimiento de las exigencias, respecto a las protecciones de frecuencia y voltaje.

Artículo 4-10 Modelo eléctrico

El modelo eléctrico a utilizar en el marco del estudio citado en el artículo anterior deberá ser el mismo al utilizado en los estudios de flujos de potencia y de cortocircuito, incorporando los equipos de protección que sean relevantes del SM.

Para este estudio se considerarán los sistemas de puesta a tierra del transformador principal de la subestación primaria, del transformador asociado al CGSM en estudio, y los de los medios de generación existentes. Asimismo, en caso de existir impedancias asociadas a neutros de transformadores, éstas serán modeladas.

Artículo 4-11 Caracterización de energía generada por CGSM

Para representar la generación estimada del CGSM, el Interesado deberá entregar a la Empresa Distribuidora una caracterización de la energía generada. Dicha caracterización dependerá del recurso primario utilizado, presentándose los siguientes casos:

- Eólico y solar: se deberá informar al menos un año de generación de energía eléctrica esperada, con detalle horario (en MWh/h), utilizando para ello mediciones en terreno o bien data generada a partir de modelos estadísticos existentes.
- Hidroeléctrico: Se debe informar una matriz de generación de energía eléctrica esperada con detalle horario (en MWh/h), para al menos un año y para 3 escenarios hidrológicos; seco, medio, húmedo.
- Térmico: se debe informar la operación esperada de la central térmica, indicando los meses en que operará y la generación de energía esperada con detalle horario (en MWh/h).

Artículo 4-12 Caracterización de la demanda

La demanda de energía eléctrica en el(los) Alimentador(es) debe ser representada considerando la proyección de demanda del estudio tarifario vigente, la que se desagregará de acuerdo a lo siguiente:

Demanda de corto y mediano plazo: comprende el periodo de evaluación desde el año de la interconexión del CGSM hasta los 5 años siguientes. Esta proyección estará compuesta por 2 componentes: una componente asociada a un crecimiento vegetativo de la demanda y una componente

asociada a la conexión de consumos industriales, comerciales, etc, ambas proyecciones deberán estar acotadas a los Alimentadores de la zona bajo estudio. Respecto de la componente de crecimiento vegetativo, ésta será determinada a partir de correlaciones o regresiones de mediciones realizadas por la Empresa Distribuidora, a partir de los datos históricos de los últimos cinco años. Respecto a la componente de crecimiento industrial, estará asociada a proyectos puntuales con alta probabilidad de materializarse, respaldados por información otorgada por municipalidades u otros organismos (permisos de construcción y/o evaluación ambiental). Para estos efectos, deberá considerarse la potencia de consumo del proyecto y su fecha de puesta en servicio.

Demanda de largo plazo: comprende el periodo desde el sexto año posterior a la interconexión del CGSM bajo estudio, hasta el año en que se cumple la vida útil de este. Las tasas de crecimiento de la demanda de largo plazo serán las indicadas en el estudio tarifario vigente. Si la vida útil del CGSM es mayor a la proyección de demanda indicada en el estudio tarifario, la tasa de crecimiento para los años siguientes, será el promedio de las tasas anuales de crecimiento entre el año 11 y el año 15 de dicha previsión.

Artículo 4-13 CGSM en distribución

Un CGSM conectado a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, adquiere la calidad de usuario del SD e Integrante del SM, por lo que le serán aplicables los derechos y obligaciones establecidas en la normativa vigente. Lo anterior, de manera que un CGSM pueda operar adecuadamente en el SD, y para que los efectos sobre la red de media tensión del SD y sobre los Clientes estén dentro de los límites establecidos en la normativa vigente, incluyendo que no se supere la potencia aparente de inyección máxima entregada por el CGSM al SD.

Título 4-3 Determinación de costos de conexión

Artículo 4-14 Costos de conexión de CGSM al SM en transmisión

Una vez finalizados los estudios, las obras que resulten necesarias para permitir la conexión del CGSM respetando el cumplimiento de la normativa vigente, serán de cargo del propietario del CGSM.

Artículo 4-15 Costos de conexión de CGSM al SD

Los costos de conexión con cargo al propietario de un CGSM que desea conectarse a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, se determinarán mediante un balance entre los costos adicionales en el alimentador al que se conecta el CGSM y los ahorros por la operación del CGSM respectivo en el alimentador en que se conecta.

El estudio de costos de conexión de un CGSM debe ser realizado por la Empresa Distribuidora a costo del Interesado y su valor debe ser informado antes de su realización. Los costos de conexión deben ser informados junto con la aprobación de los estudios técnicos realizados, cuyos costos también serán

asumidos por el Interesado.

La Empresa Distribuidora deberá proponer al propietario del CGSM alternativas para el pago de los costos de conexión. La respectiva Empresa Distribuidora deberá incluir las alternativas de pago en el correspondiente estudio de costos de conexión.

Artículo 4-16 Determinación de costos de conexión de CGSM

Los costos de conexión a la red de distribución de un CGSM serán determinados de acuerdo a la siguiente expresión:

$$C_{\text{Conex}} = \sum_i^{\text{VU}} \text{VP}(\text{CProy}_{\text{CGSACD}})_i - \sum_i^{\text{VU}} \text{VP}(\text{CProy}_{\text{NO CGSACD}})_i$$

$\text{VP}(\text{CProy}_{\text{CGSACD}})_i$: Valor presente de los costos asociados a la inversión, operación y mantenimiento, excluyendo las pérdidas, en que debe incurrir la Empresa Distribuidora, considerando la operación del CGSM, de modo de dar cumplimiento a la normativa vigente en el sistema de distribución y a la presente NT. No serán considerados en este análisis los costos asociados a las compras de energía y potencia por parte de la Empresa Distribuidora. Lo anterior deberá ser evaluado para todo año "i", desde el año de interconexión del CGSM hasta el fin de su vida útil. Para el año 1, se debe considerar la red de distribución incluyendo las Obras Adicionales que deben realizarse para permitir la conexión del CGSM en Distribución, de acuerdo a lo definido en los estudios técnicos.

$\text{VP}(\text{CProy}_{\text{NO CGSACD}})_i$: Valor presente de los costos asociados a la inversión, operación y mantenimiento, excluyendo las pérdidas, en que debe incurrir la Empresa Distribuidora, sin considerar la operación del CGSM, de modo de dar cumplimiento a la normativa técnica vigente en el sistema de distribución. No serán considerados en este análisis los costos asociados a las compras de energía y potencia por parte de la Empresa Distribuidora. Lo anterior deberá ser evaluado para todo año "i", desde el año de interconexión del CGSM hasta el fin de su vida útil. Para el año 1, se debe considerar la red de distribución existente, sin incluir las Obras Adicionales que deben realizarse para permitir la conexión del CGSM, de acuerdo a lo definido en los estudios técnicos.

Para efectos de cálculo del valor presente, deberá ocuparse la tasa de descuento utilizada en el último estudio tarifario de distribución.

El cálculo de los costos de inversión, operación y mantenimiento recién señalados deberá realizarse bajo un esquema de dos etapas:

Primera Etapa: Se deberán determinar las inversiones necesarias para dar cumplimiento a las exigencias técnicas establecidas en la normativa vigente, en adelante "Inversiones Estructurales".

Las inversiones estructurales corresponderán a las inversiones necesarias para mantener las variables eléctricas del sistema de distribución dentro del rango determinado por la normativa vigente. Para

determinar la necesidad de este tipo de inversiones, se deberá evaluar la red de distribución frente a dos escenarios para cada año; el escenario de demanda neta máxima y el escenario de demanda neta mínima en el sistema de distribución.

Segunda Etapa: Se debe realizar una evaluación económica de la expansión óptima de la red de distribución, a través de la siguiente función objetivo.

$$F. O. = \min (VNR + CE + CP\acute{e}rdidas)$$

Donde:

VNR : Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones del sistema de distribución bajo estudio.

CE : Costos de explotación asociados a la zona de la distribuidora.

CPérdidas : Costo de las pérdidas del sistema de distribución, valorizadas de acuerdo al Precio de Nudo vigente de la subestación primaria de distribución más cercana.

En esta segunda etapa, deben realizarse flujos de potencia horarios, de modo tal de percibir el efecto de la correlación de la demanda con la generación disponible que se encuentre en el alimentador bajo estudio. Para reducir la cantidad de horas a evaluar, se debe utilizar una técnica de reducción de escenarios que permita contar con al menos veinte días representativas por año, los que contarán con su respectiva probabilidad de ocurrencia.

Una vez determinado el costo de las pérdidas del sistema de distribución para el primer año se podrá evaluar si este justifica expansiones adicionales en el sistema de distribución. En caso de no justificarse expansiones en el primer año, se debe revisar el último año del horizonte de planificación bajo la misma metodología. Si se justifica una expansión en el último año, se debe aplicar la metodología para cada año del horizonte de evaluación, de modo de determinar el año exacto en que el costo de las pérdidas justifica la expansión. Los escenarios a evaluar deben cumplir con la normativa vigente.

En ambas etapas, la valorización de las instalaciones deberá basarse en los valores de componentes, costos de montaje asociados y recargos, establecidos en el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) vigente de la Empresa de Distribución, fijado por la Superintendencia o el Panel de Expertos, según corresponda. En caso de que los componentes no se encuentren fijados en el VNR de la Empresa Distribuidora correspondiente, se deberá buscar en los registros de otras Empresas Distribuidoras.

En ambas etapas deberán considerarse en el análisis los CGSM que se encuentran en funcionamiento en la fecha de evaluación y aquellos que se encuentren con aprobación a conectarse.

Título 4-4 Exigencias para la conexión

Artículo 4-17 Exigencias para CGSM en el punto de conexión

Las exigencias establecidas en el presente Título deben cumplirse en el Punto de Conexión, aunque los

equipos mismos estén ubicados en otro lugar. Las exigencias del presente título se aplican tanto a la conexión de CGSM con solo una unidad, en base a la capacidad de esa unidad, como a la de CGSM constituidos por varias unidades, en este caso, en base la capacidad agregada de las unidades.

Artículo 4-18 Sistema de baterías por unidades generadoras de CGSM

La Instalación de Conexión de un CGSM dispondrá de una alimentación de consumos propios desde el SM, así como de un abastecimiento de servicios auxiliares independiente del SM, normalmente baterías. La capacidad deberá estar dimensionada para operar toda la Instalación de Conexión de un CGSM con todos los elementos secundarios, protecciones y auxiliares, durante ocho horas cuando falte el apoyo desde la red. No estará permitido operar la Instalación de Conexión de un CGSM si la tensión medida en bornes de las baterías está por debajo de los niveles mínimos recomendados por el fabricante.

Artículo 4-19 Interruptor de acoplamiento para CGSM

El interruptor de acoplamiento debe permitir la desconexión automática del CGSM bajo corrientes de falla cuando actúen sobre las protecciones del mismo. Por lo tanto, para la conexión del CGSM con el SM, este equipo de maniobras deberá contar con capacidad de interrupción ante las corrientes de falla máximas previstas en el Punto de Conexión del CGSM. Lo anterior corresponde a un interruptor de poder o reconector para CGSM. Este equipo, debe asegurar separación galvánica de todas las fases. Adicional al interruptor propio de la unidad generadora, la Instalación de Conexión de un CGSM deberá contar con este elemento de maniobra, sobre el que actuará la Protección RI.

Artículo 4-20 Elementos mínimos para la conexión de CGSM

La Instalación de Conexión de un CGSM se constituirá de los siguientes elementos mínimos, ordenados desde el SD hasta las unidades generadoras:

- Desconector.
- Equipamiento de medida.
- Protección RI.
- Interruptor de Acoplamiento.

Las partes de la Instalación de Conexión de un CGSM que están unidas galvánicamente con el SM deberán disponer de protección contra descargas atmosféricas y sobre tensiones.

El diseño y construcción de la Instalación de Conexión de un CGSM, así como de la totalidad de la subestación de conexión, se realizarán conforme lo establecido en la presente NT.

Artículo 4-21 Desconector de CGSM

El desconector indicado en el artículo anterior deberá ser de apertura visible, estará ubicado en el punto de conexión al SM y será accesible en todo momento al personal de la Empresa Distribuidora, si el CGSM se encuentra en distribución. Además, en el Punto de Conexión con la red, deberá existir un

letrero que indique "Peligro Generador Conectado".

Artículo 4-22 Puesta a tierra de CGSM

El esquema de puesta a tierra de la Instalación de Conexión de un CGSM no debe originar sobretensiones que excedan la capacidad de los equipos conectados al SM ni tampoco alterar la coordinación de la protección contra fallas a tierra del SM.

En los CGSM eólicos, la puesta a tierra de protección de las torres y de los equipos montados en ella contra descargas atmosféricas será independiente del resto de las tierras de la instalación.

Artículo 4-23 Dispositivo de sincronización de CGSM

En el caso de CGSM sincrónicos directamente conectados a la red de media tensión del SM, el dispositivo de sincronización requerido para cumplir con las condiciones de sincronización deberá ser automático y contener un equipamiento de medida, consistente en un doble medidor de frecuencia, un doble medidor de tensión y un medidor de tensión de secuencia cero.

Artículo 4-24 Medidores de transferencias económicas para CGSM

Los propietarios de CGSM deberán contar con un sistema de medidas de acuerdo a lo que indica el Título 5-5.

Artículo 4-25 Ubicación de medidores de transferencias económicas

Los medidores destinados a facturación, y los aparatos de control correspondientes, deberán quedar ubicados cercanos al Punto de Conexión según lo acordado entre el Comité y el propietario del CGSM.

Artículo 4-26 Canal de comunicación para CGSM

El canal de comunicación de los CGSM hacia la Operadora Principal, deberá ser implementado de acuerdo al Capítulo 5.

Artículo 4-27 Protección RI para CGSM

Todos los CGSM deberán contar con una Protección RI, la que deberá estar ubicada cercana al equipo de medida o en un punto a convenir entre el titular del CGSM y la Operadora Principal. En caso que el Interruptor de Acoplamiento fuese un equipo reconector, la Protección RI podrá estar integrada a éste. Esta protección actuará sobre el interruptor de acoplamiento para la desconexión del CGSM del SD, cuando se presenten valores inaceptables de tensión, frecuencia o corriente, o se detecte una condición de funcionamiento en isla no intencionada.

Las funciones de la Protección RI medirán las variaciones de tensión, corriente y frecuencia en media

tensión. La medición de tensión y corriente deberá implementarse en cada una de las tres fases, mientras que las protecciones contra caída o subida de la frecuencia podrán ser implementadas monofásicamente. Deberá ser posible acceder a la lectura de los ajustes de la Protección RI sin la necesidad de elementos adicionales.

La Operadora Principal deberá verificar los ajustes de la Protección RI, y sellar los equipos de protección contra eventuales modificaciones. Además, la Operadora Principal será la única facultada para supervisar modificaciones a los ajustes de las protecciones, y podrá realizar auditorías aleatorias al estado de éstas, y del sello de las mismas. La Operadora Principal deberá mantener un registro de cada inspección que realice, el cual podrá ser solicitado por la Superintendencia. La forma de operar de la Protección RI deberá ser garantizada por un certificado o protocolo de pruebas entregado por el fabricante.

La indicación descrita en el párrafo anterior en ningún caso exime al CGSM respecto a su responsabilidad de entregar toda la información asociada a sus instalaciones de conexión.

Artículo 4-28 Funcionalidades de las protecciones RI

Las funcionalidades de protecciones eléctricas mínimas (Protección RI) que un CGSM debe implementar en el Interruptor de Acoplamiento son:

- a) Subtensión (Nema 27).
- b) Sobretensión (Nema 59).
- c) Subfrecuencia (Nema 81U).
- d) Sobrefrecuencia (Nema 81O).
- e) Sobrecorriente de Fase (Nema 50/51).
- a) Sobrecorriente Residual (Nema 50N/51N).
- b) Sobretensión de Secuencia Cero (Nema 59N).

Artículo 4-29 Limitación de potencia máxima despachada

En el caso que la potencia instalada del CGSM supere la potencia máxima declarada para inyección a la red, esta última no podrá ser superada bajo ninguna circunstancia. Para garantizar esta condición, se deberá implementar un sistema de protección y/o control adecuado, que limite la inyección hacia la red. El tiempo máximo de actuación de este sistema de limitación será de 2 segundos.

Artículo 4-30 Pruebas de la Protección RI

Para la ejecución de la prueba a la Protección RI, deberá instalarse una regleta con separación longitudinal y provista de bornes de pruebas, la que deberá quedar ubicada en un lugar de fácil acceso. A través de esta regleta se accederá a los terminales de medida de las protecciones, a las tensiones auxiliares y a los disparos hacia el Interruptor de Acoplamiento.

El tipo y conformación de la regleta de pruebas deberá ser concordado con la Operadora Principal pudiendo establecerse que la regleta sea reemplazada por enchufes de prueba, siempre que estos

aseguren la imposibilidad de efectuar conexiones incorrectas.

Artículo 4-31 Energización de la red por parte de CGSM

El CGSM no deberá energizar la red, o parte de ésta, cuando la red se encuentre desenergizada, salvo autorización y coordinación previa de acuerdo a lo que establezca el PRS.

Artículo 4-32 Compensación de reactivos por CGSM

La compensación de reactivos asociada a un CGSM deberá ser consistente con la banda de regulación de tensión establecida en la normativa vigente para el Punto de Conexión respectivo.

Cuando se requiera instalar compensación, se deberá acordar con la Operadora Principal la potencia, conexión y forma de control de ella. Si la potencia reactiva inyectada por el CGSM presenta oscilaciones que generan variaciones superiores o iguales al 5% de la tensión de suministro en el Punto de Conexión asociado, la compensación de reactivos deberá ser regulada automáticamente.

Los condensadores de compensación instalados junto al CGSM no podrán ser conectados a la red del SM antes de sincronizar el generador, y deberán ser desconectados simultáneamente con el generador. Las maniobras de conexión y desconexión de equipos de compensación reactiva se deberán realizar en conformidad con el mecanismo de coordinación acordado con la empresa respectiva.

Artículo 4-33 Equipo de cierre de la instalación de conexión

El equipo de cierre de la Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir un 220% de la tensión de suministro permanentemente.

Artículo 4-34 Cumplimiento de tensión y frecuencia

Todos los parámetros de tensiones y frecuencias establecidas en las disposiciones que siguen, deben ser cumplidos en el Punto de Conexión, salvo que se especifique lo contrario.

Artículo 4-35 Desconexión automática de CGSM

El CGSM deberá separarse automáticamente de la red, durante fallas en el circuito al cual está conectado.

Cuando el CGSM esté conectado a una red de media tensión de un SD en el que existe reconexión, el tiempo de despeje de la Protección RI deberá ser lo suficientemente breve como para garantizar que el CGSM se separe de la red durante el periodo sin tensión, antes de la reconexión del alimentador.

La conexión o cierre del interruptor de acoplamiento deberá ser impedida mientras la tensión de la red de media tensión del SD se mantenga por debajo del valor de operación de la protección contra caídas de la tensión. En todos los casos el cierre automático del interruptor de acoplamiento deberá ser una



materia a acordarse con la Operadora Principal.

El CGSM que se conecte en distribución deberá estar separado de la red de media tensión del SD, cuando ésta sea reconectada al SM.

Se exigirá una protección contra pérdida del sincronismo, de modo de cumplir con lo establecido en el la presente NT.

Artículo 4-36 Límite de inyección de corriente continua

Un CGSM y su Instalación de Conexión no deberán inyectar una corriente continua superior al 1% del valor de la corriente nominal en el Punto de Conexión.

Artículo 4-37 Severidad de parpadeo para CGSM

El CGSM no deberá crear una severidad de parpadeo molesta para los Clientes y operadores de instalaciones del SM. Lo anterior se medirá conforme a lo establecido en la presente NT.

Artículo 4-38 Operación en isla de CGSM

La Operadora Principal puede convenir con el propietario u operador del CGSM una operación en isla del CGSM, bajo condiciones de interrupciones de suministro programados por la empresa correspondiente. Para ello, el propietario u operador del CGSM y la empresa respectiva deberán suscribir un acuerdo de operación en el que se aseguren condiciones apropiadas de calidad de suministro a Clientes y la suficiente seguridad de operación al CGSM.

Capítulo 5. SISTEMAS DE COMUNICACIÓN

Título 5-1 Objetivo y alcances

Artículo 5-1 Descripción de los sistemas de comunicación y monitoreo

Las disposiciones del presente capítulo comprenden el equipamiento de los siguientes sistemas:

- a) Equipamiento de Registro de Eventos, el cual permitirá registrar la magnitud de las variables de interés ante y durante una contingencia.
- b) Sistemas de Comunicaciones de Voz, los cuales deberán estar conformados por canales de comunicación de voz que permitan una comunicación efectiva y eficiente del personal que opera las instalaciones.
- c) Sistema de Monitoreo y Control, el cual deberá estar conformado por el equipamiento necesario que permita a la Operadora Principal, realizar el monitoreo y control del SM conforme con las exigencias que la presente NT establece.
- d) Sistema de Supervisión y Control en Tiempo Real, el cual deberá estar conformado por un sistema para la transmisión de datos que brinde los medios físicos necesarios para llevar a cabo la coordinación de la operación en un SM.
- e) Sistema de Medidas de Transferencias Económicas, el cual deberá estar formado por todo el equipamiento necesario que permita disponer de la información para la ejecución de los procesos de transferencias económicas correspondientes en aquellos SM en que operen dos o más empresas generadoras.

Título 5-2 Equipamiento de registro de eventos

Artículo 5-2 Definición

En toda central generadora deberá existir un equipamiento para el registro de eventos. Este equipamiento debe permitir registrar magnitudes de corriente, tensión, estados de interruptores y actuación de interrupciones, antes y durante la ocurrencia de una falla, con el propósito de entender el comportamiento del sistema y la actuación de los esquemas de protecciones.

Artículo 5-3 Equipos para el registro

Los registros oscilo gráficos de eventos podrán ser realizados por osciloperturbógrafos integrados a los equipos de protección eléctrico, o independientes a ellos, siempre y cuando cumplan con los requerimientos establecidos en la presente NT.

La arquitectura del sistema comprenderá a cada protección, su sistema de almacenamiento y las comunicaciones.

Los registros oscilográficos generados deberán ser convertidos y almacenados en formato común y abierto para el intercambio de datos transitorios, COMTRADE, estandarizado por la norma internacional vigente, IEEE Std. C37.111.

Artículo 5-4 Requisitos mínimos de los registros oscilográficos

La configuración mínima que deberán tener los sistemas de registro de las protecciones es la siguiente:

- a) Tasa de Muestreo: La tasa de muestreo deberá ser a lo menos de 16 muestras por ciclo.
- b) Arranque (trigger): El arranque de la oscilografía deberá gatillarse al activarse cualquier elemento que pueda hacer operar la protección.
- c) Estampa de tiempo: La estampa de tiempo deberá estar sincronizada mediante GPS conectado al terminal RTU local u otro dispositivo de sincronización GPS.
- d) Tiempo total de registro: El tiempo total de registro deberá ser a lo menos de 25 ciclos.
- e) Tiempo de prefalla: El tiempo de pre-falla deberá ser a lo menos de 15 ciclos.
- f) Tiempo de postfalla: El tiempo de post-falla deberá ser al menos de 10 ciclos luego de operada la protección.
- g) Señales analógicas: Las señales analógicas a registrar deberán ser las corrientes y tensiones por cada fase, y residual donde corresponda.
- h) Señales binarias: Deberán estar identificadas, individualmente y por separado, las siguientes señales:
 - Orden general para desenganche y apertura de interruptor.
 - Orden individual de desenganche por cada una de las funciones de protección existentes.
 - Arranque de la función de protección activada.
 - Envío y recepción de señales de tele protección, si corresponde.
 - Envío y recepción de señales de transferencia de desenganche directo, si corresponde.
- i) Magnitudes monitoreadas: Las señales analógicas a monitorear deberán ser registradas en la oscilografía en valores primarios.

Para aquellos equipos que presenten restricciones técnicas de almacenamiento de registros tal que no sea recomendable el arranque del registro por detección de falla, sino que por orden de desenganche, se debe privilegiar la configuración de arranque por desenganche.

No obstante lo anterior, el propietario del equipo registrador debe evaluar alternativas técnicas con tal de disponer de los registros con arranque por detección de fallas y no exclusivamente por operación de las protecciones.

Título 5-3 Comunicaciones de voz y datos

Artículo 5-5 Definición comunicaciones de voz operativas

Para satisfacer los requerimientos de comunicaciones del personal encargado del despacho, la Operadora Principal y los Integrantes deberán disponer de los medios o servicios de Comunicación de Voz Operativa, correspondiente a los vínculos telefónicos de uso exclusivo para la operación, necesarios para establecer las comunicaciones de voz entre el personal que opera las instalaciones.

Artículo 5-6 Marcas de tiempo

Las comunicaciones de voz operativas deberán ser grabadas y además deberán tener una marca de tiempo que esté sincronizada con la base de tiempo de la Operadora Principal. En el caso que exista más de una empresa generadora, las comunicaciones deberán ser igualmente grabadas y las bases de tiempo de los Integrantes deberán estar sincronizadas entre sí.

Artículo 5-7 Redundancias en los equipamientos

El equipamiento que disponga la Operadora Principal y los Integrantes, para establecer las comunicaciones de voz operativas, entre la Operadora Principal o, entre los Integrantes y la Operadora Principal que los coordina, según sea el caso, deberá contar con las redundancias y respaldos necesarios, que garantice una disponibilidad 99,5%, medida en una ventana móvil de 12 meses. Además no puede superar 6 horas continuas sin disponibilidad.

Frente a contingencias que afecten los sistemas de comunicaciones, la Operadora Principal o cada Integrante, según sea el caso, deberá contar con a lo menos con un esquema de comunicación por radio o de teléfono satelital o alguna vía de comunicación que garantice que un Integrante no tendrá más de 6 horas sin comunicación con la Operadora Principal.

Título 5-4 Sistema de Monitoreo

Artículo 5-8 Definición

El Sistema de Monitoreo es aquel que permite integrar e interrogar en tiempo real las lecturas disponibles en las Instalaciones de Generación, de Transmisión, de Almacenamiento de Energía y de Clientes, existentes en un SM. El objeto es realizar la supervisión y control en tiempo real del sistema de potencia, a través de la adquisición de variables relevantes del SM, permitiendo la supervisión de la operación del SM. En particular, detectar la ocurrencia de perturbaciones en el sistema y cambios de estado operativo, así como permitir el procesamiento ex-post de las mismas de modo de verificar el correcto funcionamiento de instalaciones y sistemas de control. La información generada a partir del

Sistema de Monitoreo, deberá integrarse a la plataforma de información del Sistema de Medición, Monitoreo y Control de la Empresa Distribuidora.

Artículo 5-9 Variables a monitorear

La adquisición de datos deberá permitir y facilitar la comparación de los valores de consigna con las tensiones en las principales barras del SM. En particular, se deberá monitorear lo siguiente:

- a) Medir el perfil de tensiones en las Instalaciones de Transmisión, Generación y Almacenamiento y, si corresponde, en los Puntos de Conexión de las Instalaciones de Clientes.
- b) Verificar el aporte de potencia activa y reactiva de las unidades generadoras y de almacenamiento de energía y la respuesta a los cambios en la tensión.
- c) Medir el factor de potencia en los puntos de conexión de las Instalaciones de Clientes y comprobar el correcto desempeño de los equipamientos del EDAC.
- d) Medir la frecuencia en los Puntos de Conexión de las Instalaciones de Generación, de Transmisión, de Almacenamiento de Energía y de Clientes.
- e) Instalaciones de Generación, Transmisión y Almacenamiento de acuerdo a lo indicado en los siguientes artículos.

Artículo 5-10 Otras variables a considerar

Los equipos de medida deben cumplir al menos con las siguientes características:

- a) La fabricación debe cumplir con última revisión de la norma IEC 60687, ANSI 12.20, NCh 2542 o aquella que en su oportunidad reemplace a cualquiera de ellas.
- b) Medidor de 4 cuadrantes para energía activa y reactiva con corrientes y tensiones por fase.
- c) Los Equipos de Medida deberán ser del tipo estático normalizados como clase 2 ANSI (2%) o aquella que en su oportunidad reemplace a cualquiera de ellas.
- d) Debe disponer de tres elementos y cuatro hilos, para conexión designada como Sistema de Medida de tres elementos.
- e) Debe registrar variables eléctricas en unidades de ingeniería. En caso de presentar los registros en pulsos, la constante configurada deberá ser 1, sin provocar la saturación del registro en el medidor.
- f) Debe disponer de puertos de comunicaciones de datos para interrogación local y remota. Para el caso de interrogación remota, como mínimo debe disponer de una puerta de comunicaciones Ethernet, exclusiva o compartida con posibilidad de interrogación simultánea por medio de diferentes agentes, disponible para el Comité.
- g) Corriente de carga máxima secundaria de al menos 10 [A] para medidores de corriente nominal de 5 [A] y de al menos 2 [A] para medidores de corriente nominal de 1 [A].
- h) Debe disponer de almacenamiento de información en periodos de integración de a lo menos 15 minutos.

- i) Debe disponer de memoria masiva para el registro de al menos 12 canales, durante al menos 40 días para almacenamiento en periodos de integración 15 minutos.
- j) Debe disponer de indicadores visuales de al menos energía acumulada y demanda máxima.
- k) Debe permitir la sincronización horaria directamente por medio de un GPS u otro medio que permita asegurar dicha sincronización con la Hora Oficial definida en la presente NT.
- l) Debe estar configurado en sus constantes de razón de transformación y de multiplicación de modo tal que los datos de la medida correspondan a la energía inyectada o retirada.
- m) Debe tener la capacidad de conservar los datos históricos ante ajustes de sincronización u otros. Esto es, mantener los registros anteriores a la intervención, inalterados.
- n) Debe disponer de programas que como mínimo permitan la lectura y configuración local y remota.
- o) Debe disponer de capacidad de autonomía en su funcionamiento con vida útil de al menos 5 años, la cual sólo alimentará el reloj interno, y en forma independiente mantener su configuración y almacenamiento de datos durante al menos 40 días por medio de una memoria no volátil.
- p) Debe disponer de capacidad para generar archivos de salida con formato exportable a planillas de cálculo de uso comercial.
- q) Debe tener protocolo de lectura local y remota abierto.
- r) Ajuste para alarmas y control, respuesta en 1/2 ciclo, múltiples estados, identificación mediante alarma.
- s) Servidor Web integrado, correo electrónico para alarmas y registros de datos.
- t) Protocolos: Modbus RTU esclavo/maestro, Modbus TCP, DNP 3.0, MV-90.

Artículo 5-11 Plataforma central

El Sistema de Monitoreo deberá poseer una plataforma central con una aplicación que sustente las interrogaciones hacia los equipos de medida.

La plataforma central deberá contar con los medios de almacenamiento suficiente para almacenar la información obtenida cada 15 minutos para un periodo de 24 horas continuo.

También deberá contar con un interfaz que permita sintetizar la información captada desde los equipos de medida. Como mínimo, la plataforma tendrá la posibilidad de interrogación cíclica, con un intervalo de tiempo ajustable de al menos 15 minutos. Adicionalmente, la plataforma entregará la posibilidad de interrogar de forma particular los equipos del sistema a pedido del Operador Principal y en intervalos menores al mencionado.

Artículo 5-12 Requisitos de telecomunicaciones

Las comunicaciones entre los equipos de medida y la plataforma central del Sistema de Monitoreo, deberán estar sustentadas por medio de telecomunicaciones con las características técnicas indicadas en el presente capítulo.

Artículo 5-13 Estampa de tiempo

Toda la información requerida para el Sistema de Monitoreo, deberá estar en la estampa de tiempo indicada como Hora Oficial en la presente NT.

Artículo 5-14 Edad de los datos

Las variables que se integren a la base de datos, sean estas analógicas, estados o alarmas, 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 además ser enviados con la respectiva estampa de tiempo original de ocurrencia.

Artículo 5-15 Precisión y envío por excepción

Los equipos de medida deberán adquirir datos con una precisión Clase 2 ANSI, esto es, 2% de error, u otra clase de menor error.

El registro y envío de datos digitales o estados al Sistema de Monitoreo, deberá realizarse también por excepción, es decir, toda vez que cambie su estado.

Artículo 5-16 Exigencias para variables analógicas

La banda muerta para la adquisición de aquellos datos analógicos cuya información sea enviada por excepción, no podrá exceder en porcentaje, a la mitad de su clase de precisión, aplicado sobre el valor mayor de la variable medida.

Si la variable medida oscila entre 10 y 60 [ud], y la clase de precisión de la variable es 2%, entonces:

La banda muerta corresponde a la mitad de la clase de precisión, es decir al 1%, sobre el mayor valor de la variable. Como el mayor valor de la variable es de 60 [ud], entonces la banda muerta corresponde al 1% de 60 [ud], es decir 0,6 [ud].

Las medidas de las variables de frecuencia (en Hertz), deberán disponer de una banda muerta no mayor al 0,02%.

Los conversores analógicos-digitales de los equipos de adquisición de datos deberán medir con una resolución mínima de 16 bits, incluido el signo, y deberán ser registradas e informadas con la misma resolución con que fueron medidas.

Artículo 5-17 Calidad de los datos

Los datos transmitidos deberán incluir información respecto al origen y condición de validez de la información enviada. Como mínimo los datos deberán incluir:

-
- a) Identificación de origen: dato de campo / ingreso manual.
 - b) Validez de información: dato "Válido" / dato "No Válido".
 - c) Validez de la estampa de tiempo para las variables digitales.

La marca de "Dato No Válido" es realizada por el emisor ante una falla en los equipos de adquisición de los datos o por una violación de los límites de razonabilidad.

Adicionalmente la marca de "Dato No Válido" puede ser generada ante una calda de los enlaces de comunicaciones o a nivel del protocolo de transmisión establecido con los CC.

Se considerará como criterio de razonabilidad, que un dato no es válido cuando es mayor que el doble del valor máximo de la variable.

Artículo 5-18 Especificaciones para variables de generación

Los aspectos específicos relacionados con las variables de instalaciones de generación que deberá proporcionar el propietario de la instalación al Sistema de Monitoreo son los que se indican a continuación:

- Tensión en bornes de la unidad generadora: Las variables analógicas correspondientes a la tensión fase-fase deberán ser medidas en bornes de la respectiva unidad generadora.
- Tensión en lado AT del transformador elevador asociado a una o más unidades de generación: Corresponde a las variables analógicas correspondientes a la tensión fase-fase del lado de AT de los transformadores elevadores asociados a una o más unidades de generación.
- Frecuencia en bornes de la unidad generadora: En el caso de las variables analógicas correspondientes a la frecuencia en bornes de cada unidad generadora, se podrá requerir el envío de las variables asociadas a unidades generadoras de manera agrupada como una unidad o central equivalente, en cuyo caso se deberá enviar la variable de frecuencia que corresponda al punto o barra donde se conecta la central equivalente.
- Potencia bruta generada: En el caso de las variables analógicas correspondientes a la potencia activa bruta y potencia reactiva bruta en bornes de la unidad generadora, se podrá requerir el envío de una variable para una unidad o para la central equivalente, en cuyo caso se deberá informar las variables de potencia activa y reactiva bruta generada que corresponda al punto o barra donde se conecta la central equivalente.

Artículo 5-19 Especificaciones para variables de transmisión

Los aspectos específicos relacionados con las variables de instalaciones de transmisión que deberán proporcionarse son los que se indican a continuación:

- Cambiadores de tap en transformadores: Las variables de estado o posición de cada cambiador de tap deben estar disponibles. El valor del cambiador de tap tendrá que indicar el

numeral correspondiente al valor entero del paso en que se encuentra. El valor del cambiador de tap debe estar acorde con el rango del cambiador de tap informado.

Sin perjuicio de lo anterior, deberá estar disponible la condición operativa de estado automático, o manual, de todo transformador con regulación bajo carga.

- Desconectores: Se deberá informar el estado de cada desconector.
- Esquemas de tele protección: Si fuera el caso, se deberá enviar el estado disponible/no disponible correspondiente a los esquemas de tele protección principal y de respaldo (si corresponde), incluida la disponibilidad del canal de comunicación en cada paño incluido en dicho esquema.
- Flujos de potencia por líneas de transmisión: Para todas las líneas de transmisión del SM, deberán estar disponibles las variables analógicas de las potencias activas y reactivas, en los extremos de cada uno de los circuitos de la línea, independiente de la dirección del flujo, más una indicación de la dirección del flujo.
- Flujos de potencia por equipos de transformación: Para todos los transformadores de poder, se deberán enviar las medidas analógicas de la potencia activa y reactiva en cada enrollado, más una indicación de la dirección del flujo.
- Tensiones en barras del SM: Se deberá enviar, la medida analógica de la tensión de toda barra o sección de barra.
- Frecuencia: Deberán estar disponibles las variables analógicas de frecuencia de las barras del SM que se determine, en particular aquellas que pudieran operar en algún momento de manera aislada, ya sea de manera programada o por efectos de la aplicación del Plan de Recuperación de Servicio.
- Estado local/remoto del telemando de instalaciones: Cuando se determine, deberán estar disponibles las variables que indiquen el estado local/remoto de los telemandos de las instalaciones. Por estado local/remoto, se entenderá lo siguiente:
 - Local: La instalación solo puede ser operada desde la misma subestación por el operador que ahí se encuentre.
 - Remoto: La instalación puede ser operada por el propietario desde un lugar distinto a la misma subestación.

Para aquellas subestaciones donde solo es posible que toda la subestación se encuentre en modo local o remoto, se aceptará una única variable de estado local/remoto para el conjunto de instalaciones que componen la subestación.

Para aquellas subestaciones donde pueden coexistir algunas instalaciones en modo local y el resto en modo remoto, deberá enviarse por separado el estado local/remoto de cada una de las instalaciones.

Artículo 5-20 Especificaciones para variables de Instalaciones de Clientes

Las variables de Instalaciones de Clientes, son las que se indican a continuación:

- Consumo Total: variable analógica de la potencia activa y reactiva de cada consumo, de tal forma de poder obtener y registrar su factor de potencia. Para aquellos Clientes que poseen consumos en distintos puntos del SM, se deberá disponer de las variables analógicas de la potencia activa y reactiva en cada punto de consumo.
- Tensión en barra: variable analógica de tensión fase-fase de todas las barras que se determinen.
- Estado de relés de subfrecuencia y/o subtensión: estado “habilitado / deshabilitado” de cada escalón de cada relé del Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC), por subfrecuencia y/o subtensión.

Asimismo, las medidas analógicas de las potencias activa y reactiva total asociadas a cada escalón del EDAC que se encuentre implementado.

También las variables de estado “abierto” y “cerrado” del interruptor asociado a cada escalón del EDAC.

Finalmente, para efectos de supervisar el cumplimiento de los porcentajes de desprendimiento de carga establecidos en el Estudio EDAC vigente, cada empresa propietaria de Instalaciones de Clientes deberá enviar el total de su demanda de potencia activa y reactiva por zona del SM.

Artículo 5-21 Nuevas instalaciones

Las nuevas instalaciones que se interconecten al SM y que de acuerdo con este título requieran enviar información, deberán tener implementado y operativo el envío de las variables, en forma previa a su puesta en servicio.

Título 5-5 Sistema de medidas de transferencias económicas

Artículo 5-22 Implementación del sistema

En todo SM en donde exista más de una empresa generadora, se deberá implementar un sistema de medidas para las transferencias económicas.

Artículo 5-23 Definición

El Sistema de Medidas de Transferencias Económicas es una herramienta de software que permite procesar las lecturas de energía y potencia, activa y reactiva, que registran los EM ubicados en las Instalaciones de Generación, de Almacenamiento de Energía y de Clientes.

El Comité determinará la manera en que se recolectarán las mediciones de transferencias, pudiendo ésta ser mediante el envío de correo con los datos registrados por los mismos u obtenidos por interrogación directa desde una plataforma central. En este último caso, el Sistemas de Medidas de

Transferencias Económicas deberá contar con un sistema de telecomunicaciones que permita la comunicación bidireccional entre la plataforma y los medidores.

Artículo 5-24 Exclusividad de los equipos de medida

Los Integrantes 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 el balance de transferencia de energía deben cumplir con lo indicado en el Artículo 5-25 .

Los errores máximos admisibles para los transformadores de medida deben ser de Clase 0,2% (IEC 61869-2 para transformadores de corriente e IEC 61869-3/5 para transformadores de potencial), 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%.

Adicionalmente los Integrantes deberán disponer del equipamiento y comunicaciones necesarias del sistema de medida, los cuales deben cumplir con las características de precisión y accesibilidad para la sincronización horaria, y otras características técnicas que establezca el Artículo 5-25 .

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

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 los Integrantes.

Artículo 5-25 Equipos de medida del sistema de transferencias económicas

Los EM que participan de las transferencias económicas determinadas por el Comité deben cumplir con las siguientes características:

- a) La fabricación debe cumplir con última revisión de la norma IEC 60687, ANSI 12.20, NCh 2542 o aquella que en su oportunidad reemplace a cualquiera de ellas.
- b) Medidor de 4 cuadrantes para energía activa y reactiva con corrientes y tensiones por fase.
- c) Los Equipos de Medida deberán ser del tipo estático normalizados como clase 0,2% (IEC 62053-22 y 62052-11) o aquella que en su oportunidad reemplace a cualquiera de ellas.
- d) Debe disponer de tres elementos y cuatro hilos, para conexión designada como Sistema de Medida de tres elementos.

-
- e) Debe registrar variables eléctricas en unidades de ingeniería. En caso de presentar los registros en pulsos, la constante configurada deberá ser 1, sin provocar la saturación del registro en el medidor.
 - f) Debe disponer de puertos de comunicaciones de datos para interrogación local y remota. Para el caso de interrogación remota, como mínimo debe disponer de una puerta de comunicaciones Ethernet, exclusiva o compartida con posibilidad de interrogación simultánea por medio de diferentes agentes, disponible para el Comité.
 - g) Si el transformador de corriente asociado dispone de varios núcleos, el Equipo de Medida debe estar conectado a un núcleo de clase de precisión 0,2 % (IEC 61869-2 para transformador de corriente e IEC 61869-3/5 para transformador de potencial).
 - h) Corriente de carga máxima secundaria de al menos 10 [A] para medidores de corriente nominal de 5 [A] y de al menos 2 [A] para medidores de corriente nominal de 1 [A].
 - i) Debe disponer de almacenamiento de información en periodos de integración de a lo menos 15 minutos.
 - j) Debe disponer de memoria masiva para el registro de al menos 12 canales, durante al menos 40 días para almacenamiento en periodos de integración 15 minutos.
 - k) Debe disponer de indicadores visuales de al menos energía acumulada y demanda máxima.
 - l) Debe permitir la sincronización horaria directamente por medio de un GPS u otro medio que permita asegurar dicha sincronización con la Hora Oficial definida en la presente NT.
 - m) Debe estar configurado en sus constantes de razón de transformación y de multiplicación de modo tal que los datos de la medida correspondan a la energía inyectada o retirada.
 - n) Debe tener la capacidad de conservar los datos históricos ante ajustes de sincronización u otros. Esto es, mantener los registros anteriores a la intervención, inalterados.
 - o) Debe disponer de programas que como mínimo permitan la lectura y configuración local y remota.
 - p) Debe disponer de capacidad de autonomía en su funcionamiento con vida útil de al menos 5 años, la cual sólo alimentará el reloj interno, y en forma independiente mantener su configuración y almacenamiento de datos durante al menos 40 días por medio de una memoria no volátil.
 - q) Debe disponer de capacidad para generar archivos de salida con formato exportable a planillas de cálculo de uso comercial.
 - r) Debe tener protocolo de lectura local y remota abierto.

Artículo 5-26 Sincronización horaria

Las medidas requeridas para las transferencias económicas deben contar con la debida sincronización horaria ya sea en forma local o vía remota mediante protocolo NTP o IRIG-B. La DP 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 5-27 Plataforma de recepción de medidas

Los Integrantes, a través del Comité, deberán acordar la elección de una plataforma de Recepción Medidas de Transferencias Económicas (PRMTE). La PRMTE corresponde al sistema o plataforma informática, con privilegios de sólo lectura, por medio de la cual se realizará la interrogación remota de los EM y recibirá toda la información proveniente de dichos equipos, en cumplimiento con lo establecido en la NT.

Artículo 5-28 De la comunicación entre la PRMTE y los Integrantes

La comunicación entre la PRMTE y los Integrantes se realizará por medio de acceso VPN a la red de equipos de medida del Integrante con ruta dirigida exclusivamente a los equipos de medida, resguardando la seguridad de la información de los Integrantes.

La disponibilidad y buen funcionamiento de los sistemas de comunicación utilizados para la interrogación remota efectuada por el Comité a través del PRMTE será de exclusiva responsabilidad de cada Integrante dueño del EM.

Artículo 5-29 Disponibilidad de información de los equipos de medida

Los Integrantes deberán garantizar una disponibilidad de información mayor o igual a 97%, medida en una ventana móvil de 12 meses, incluyendo en el cálculo la disponibilidad de los EM.

La Integridad del Dato representa la tasa de éxito en la completitud de la información diaria cada vez que el EM es interrogado.

La plataforma del Comité entregará esta información, relacionando la cantidad de datos recibidos en la plataforma informática y la cantidad de datos registrados en el EM en el periodo diario evaluado. Es así como en un periodo de 24 horas la plataforma informática deberá recibir 96 registros de energía horarios continuos. En caso de no recibirlos, o recibirlos en forma deficiente, se calificará el registro como “dato no integro”.

Al finalizar cada mes se calculará el Factor de Disponibilidad Mensual (FDM_j) para cada Integrante, como:

$$FDM_j(\%) = \frac{1}{N} \sum_i^N FDM_{ij}$$
$$FDM_j(\%) = \left(1 - \frac{EMNI_{ij}}{RM_{ij}} \right) * 100$$

Donde:

Este indicador tendrá una evaluación mensual al 2° día de cada mes. En relación al promedio móvil de 12 meses, éste será el promedio simple de los factores de disponibilidad obtenido mensualmente, entre el mes actual y los 11 meses anteriores.

Artículo 5-30 Acceso a los equipos de medida

Cada Integrante deberá dar acceso al Comité a los EM correspondientes y a cada uno de los puntos de medición requeridos, los que se considerarán como todos aquellos necesarios para individualizar las inyecciones y retiros de responsabilidad de cada una de las empresas que participen en las transferencias económicas, así como de los diferentes tramos del sistema de transmisión, todo esto mediante la plataforma informática que utilice el Comité.

En el caso de interrupción en la lectura remota de los EM, el envío de la información deberá ser a las 12 horas del día siguiente de ocurrida la operación, en los formatos requeridos por el Comité.

Artículo 5-31 Ubicación de los equipos de medida

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

Capítulo 6. EXIGENCIAS DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

Título 6-1 Objetivo y alcances

Artículo 6-1 Alcances de las exigencias

El alcance del presente capítulo es:

- a) Establecer los requisitos técnicos e informativos para realizar la gestión de la SyCS.
- b) Definir los mecanismos generales para Control de Frecuencia y Control de Tensión para distintas condiciones de operación.
- c) Definir las exigencias para la programación del perfil de tensiones y el despacho de potencia reactiva.
- d) Establecer estándares de SyCS que permitan calificar los estados de operación del SM y discriminar los estados aceptables de aquéllos que no lo son, a partir de la definición de un conjunto de indicadores característicos de la operación del SM.
- e) Establecer las exigencias mediante las cuales se definen las capacidades y condiciones de operación de las instalaciones del SM.
- f) Definir las especificaciones y requerimientos de los Estudios que se deben realizar para la determinación de los límites y márgenes operacionales.
- g) Establecer estándares de Calidad del Producto para la operación de SM.

Para efectos de este capítulo, la Operadora Principal hará los Estudios en los SM que exista solo una empresa de generación, mientras que el Coordinador hará los Estudios en los SM con más de una empresa generadora.

Título 6-2 Exigencias generales

Artículo 6-2 Procedimiento de participación del CPF y PRS

La Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, deberá indicar la descripción mínima de los ensayos o pruebas necesarias para seleccionar las instalaciones que participen del Control de Frecuencia, Control de Tensión y PRS.

Artículo 6-3 Determinación de los límites y márgenes de operación

Los límites y márgenes de operación de SyCS 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 SM, conforme a los estándares de SyCS que se exigen en la presente NT.

Artículo 6-4 Diseño de márgenes y reservas

El diseño del SM deberá ser tal que permita conservar los márgenes y reservas operacionales necesarias para garantizar que, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SM y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas.

Artículo 6-5 Criterio N-1

Se determinará mediante una evaluación técnica y económica si se requiere la aplicación del Criterio N-1 en determinadas Instalaciones de Transmisión y la operación de los EDAC y/o el EDAG. En este caso, se deberá verificar que la Contingencia Simple produzca la activación de los EDAC y/o EDAG, tal que se asegure que dicha activación sea óptima para el SM en su conjunto.

Artículo 6-6 Reservas y respaldos en subestaciones

En el caso de subestaciones eléctricas pertenecientes al SM, se deberán poseer reservas y/o respaldos, energizados o desenergizados, tal que su disponibilidad asegure el cumplimiento de lo indicado en el Artículo 6-3 y en el Artículo 6-4, justificándose la desconexión automática y/o manual de carga cuando ésta sea la solución óptima en términos técnicos y económicos, siempre y cuando dichas reservas y/o respaldos estén operativas antes de 96 horas después que sean requeridas.

Artículo 6-7 Consideraciones para la reserva

Las unidades generadoras y sistemas de almacenamiento de energía que operen en sincronismo con el SM, deberán tener la capacidad de control que asegure la disponibilidad para el SM de una Reserva Primaria mínima definida en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas. Dicha reserva deberá ser asumida en la proporción que determine el Coordinador o la Operadora Principal.

Artículo 6-8 Absorción/inyección de potencia

Las unidades generadoras sincrónicas y parques eólicos y fotovoltaicos, lo mismo que los sistemas de almacenamiento de energía, que operen interconectados al SM deberán disponer de la capacidad de absorber o entregar potencia reactiva, conforme se indica en el Título 3-2.

Artículo 6-9 Habilitación CPF

Las unidades generadoras y sistemas de almacenamiento de energía interconectadas al SM y que dispongan del equipamiento para el Control Primario de Frecuencia, deberán habilitar esta funcionalidad según lo determine la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso.

Artículo 6-10 Comprobación protecciones

La Operadora Principal y los Integrantes, deberán comprobar el estado de conservación y mantenimiento de las protecciones eléctricas del SM y verificar que sus ajustes y parámetros corresponden a los valores resultantes del Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones.

Título 6-3 Estándares para Instalaciones de Clientes

Artículo 6-11 Encargado coordinación implementación EDAC

La Operadora Principal coordinará la implementación del EDAC por subfrecuencia en las Instalaciones de Clientes y también verificará su actuación.

Artículo 6-12 Responsables instalación de EDAC

Los propietarios de Instalaciones de Clientes serán responsables de administrar e instalar, según corresponda, los equipamientos necesarios para cumplir con los porcentajes de participación en el EDAC por subfrecuencia que defina la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, en base a criterios técnicos y económicos para cumplir con las exigencias de la presente NT. Los costos que se generen en la implementación del EDAC serán de responsabilidad del propietario de Instalaciones de Clientes.

Artículo 6-13 Porcentaje de afectación de demanda por EDAC

El porcentaje de demanda a afectar ante cada contingencia deberá ser determinado por la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, en base a una evaluación técnica y económica, conforme a lo exigido en los Estudios del Capítulo 7 para la determinación de los límites mínimos de SyCS. Dicho porcentaje podrá ser modificado por la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, justificando los motivos para la modificación.

Artículo 6-14 Implementación de EDAC en Instalaciones de Clientes

Las Instalaciones de Clientes implementarán su aporte al EDAC por subfrecuencia a través de la incorporación de equipamientos que deben medir la frecuencia absoluta en forma local y enviar, la señal de apertura a los interruptores o reconectores que desconectan los consumos y cargas que participan del EDAC por subfrecuencia.

Artículo 6-15 Consideraciones para instalación de EDACs

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 250 [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 la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, 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, se podrá solicitar la instalación de equipamientos que, además de medir la frecuencia, midan su tasa de variación en las mismas condiciones indicadas en a), cuando así lo establezca el estudio del Título 7-8.

Artículo 6-16 Factor de potencia para Instalaciones de Clientes

Las Instalaciones de Clientes conectados en el sistema de transmisión, 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 a las Instalaciones de Generación, Almacenamiento de Energía y/o Transmisión, un factor de potencia medido en intervalos de 60 minutos, en cualquier condición de carga, comprendido entre 0,93 inductivo y 0,98 capacitivo. Lo anterior, sin perjuicio de lo dispuesto en el Artículo 3-23 .

En el caso de existir más de una instalación de conexión de un mismo Cliente en el mismo Punto de Conexión, 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 6-4 Tensión y frecuencia para Estado Normal y de Alerta

Artículo 6-17 Márgenes de tensión para Estado Normal

El SM deberá operar en Estado Normal con todos los elementos e instalaciones disponibles, y adecuados márgenes y reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras y de almacenamiento de energía, para controlar que la magnitud de la tensión en régimen permanente en las barras del SM, esté comprendida entre 0,94 y 1,06 por unidad.

Artículo 6-18 Márgenes de tensión para Estado de Alerta

En Estado de Alerta, la Operadora Principal o los Integrantes, según sea el caso, deberá controlar que la magnitud de la tensión en régimen permanente en las barras del SM esté comprendida entre 0,92 y 1,08 por unidad.

Artículo 6-19 Diagrama PQ, control de tensión en Estado Normal

En Estado Normal, el control de las tensiones del SM dentro de la banda de regulación permitida deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva de las unidades generadoras y de almacenamiento de energía dentro del Diagrama PQ, y con las reservas necesarias de potencia reactiva de acuerdo a lo especificado en el Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva.

En el caso de parques eólicos y fotovoltaicos, este control deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva del Punto de Conexión dentro del Diagrama PQ definido en el Artículo 3-5 , y con las reservas necesarias de potencia reactiva de acuerdo al referido Estudio.

Artículo 6-20 Aporte máximo de reactivos

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

Título 6-5 Límites de transmisión en Estado Normal y de Alerta

Artículo 6-21 Capacidad de transmisión en Estado Normal o de Alerta

Cada propietario de una instalación del SM, determinará la capacidad de transmisión en régimen permanente de cada elemento serie del SM a partir del Límite Térmico o máxima corriente admisible, según corresponda, el Límite por Regulación de Tensión y el Límite por Contingencias y lo ingresará en el Sistema de Información del Coordinador.

Los Elementos Serie se operarán manteniendo la corriente transportada en un valor equivalente inferior o igual al 100% de la capacidad de transmisión en régimen permanente, tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta. Los equipos transformadores podrán operarse por sobre dicho límite, siempre y cuando dicha sobrecarga sea factible y sus efectos pueden ser controlados por su propietario.

Título 6-6 Recuperación dinámica en Estado Normal y de Alerta

Artículo 6-22 Consideraciones de operación con sobrecarga

En Estado Normal o Estado de Alerta, y en condiciones inmediatamente posteriores a una Contingencia Simple, el personal a cargo de las instalaciones podrá operar los Elementos Serie de Instalaciones de Transmisión manteniendo la corriente transportada en un valor inferior al límite de sobrecarga admisible de corta duración definido.

Para la definición del anterior límite, se deberá considerar como condición inicial de operación previa a la Contingencia Simple, aquella condición de operación que produzca la sobrecarga más severa.

Se entenderá por corta duración al periodo de duración no superior a 15 minutos, periodo durante el cual la Operadora Principal, 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 capacidad de operación permanente.

Artículo 6-23 Estabilidad transitoria tras contingencia simple

En Estado Normal frente a la ocurrencia de una Contingencia Simple, el SM deberá mantenerse transitoriamente estable y con una adecuada recuperación dinámica de las variables eléctricas, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo o disgregación en Islas Eléctricas. En SM con generación eólica, no se deberán producir pérdidas de sincronismo ante eventos de Contingencia Simple que comprendan la desconexión de una o más instalaciones eólicas por actuación de sus protecciones.

Artículo 6-24 Severidades de las contingencias simples

En Estado de Alerta, las Contingencias Simples de severidad creciente que deberán ser consideradas y superadas, alcanzando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares definidos en el Artículo 6-18 , serán las siguientes:

- a) Severidad 1,
- b) Severidad 2,
- c) Severidad 3, y
- d) Severidad 4.

Artículo 6-25 Operación de EDAC

En el caso que una Contingencia Simple que dé lugar a una condición de subfrecuencia causada por una desconexión de unidades generadoras, sistemas de almacenamiento de energía o por la pérdida de un Elemento Serie, el descenso transitorio de la frecuencia se controlará prioritariamente con la

regulación de velocidad de las unidades y en la medida que sea necesario, con la actuación del EDAC por subfrecuencia.

Artículo 6-26 Operación de EDAG

En el caso que una Contingencia Simple dé lugar a una condición de sobrefrecuencia, causada por una desconexión de demanda o por la pérdida de un Elemento Serie, el incremento transitorio de la frecuencia se controlará prioritariamente con la regulación de velocidad de las unidades, y en la medida que sea necesario, con la actuación del EDAG.

Artículo 6-27 Máximas variaciones de frecuencia permitidas

En el caso que una Contingencia dé lugar a una variación de la frecuencia, la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, deberá verificar mediante simulaciones previas, que las variaciones de frecuencia fuera de la banda de operación en régimen permanente definida en el Artículo 9-5 , no excedan los tiempos máximos de funcionamiento en cada nivel de frecuencia exigibles al conjunto de unidades generadoras que están conectados al SM, indicadas en el Artículo 3-6 .

Artículo 6-28 Amortiguación positiva post contingencia

Luego de ocurrida una Contingencia Simple, el SM deberá presentar una amortiguación positiva de todas las oscilaciones electromecánicas.

Artículo 6-29 Consideraciones para los tiempos de actuación de las protecciones

Con el fin de garantizar la recuperación del SM frente a las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 6-24 , los tiempos de actuación de las protecciones principales deberán asegurar el efectivo despeje de las fallas de acuerdo al Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones.

Artículo 6-30 Exigencias para los tiempos de actuación de las protecciones

La compatibilidad entre los tiempos de actuación de los mecanismos de reconexión automática, con los requerimientos de estabilidad transitoria del SM y los tiempos mínimos necesarios para asegurar la extinción de la corriente de arco secundario, deberá ser verificada mediante análisis, que formarán parte del Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones, que estarán destinados a definir los parámetros, certificar el adecuado funcionamiento de la instalación y su equipamiento, y determinar la probabilidad de éxito en la reconexión de la línea.

Artículo 6-31 Parámetros para la reconexión instalaciones

La Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, deberá desarrollar un análisis para definir los parámetros mínimos de la reconexión sea esta monopolar o tripolar, considerando las

contingencias y severidad especificadas en el Artículo 6-24 , de manera de cumplir con las exigencias de la presente NT, asegurando la minimización del Costo de Operación más el Costo de Falla de Corta Duración. Los resultados obtenidos formarán parte del Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones.

Título 6-7 Estabilidad y seguridad en Estado Normal y de Alerta

Artículo 6-32 Capacidad de transmisión en régimen permanente

Para las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 6-24 , la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, definirá la Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente disponible para cada Elemento Serie de Instalaciones de Transmisión, para las configuraciones de demanda y generación más desfavorables del SM, tal que le asegure un margen adecuado para la estabilidad angular, estabilidad de frecuencia y estabilidad de tensión. La capacidad de transmisión de régimen permanente que asegure los márgenes antes establecidos será aquella definida en el Estudio de Restricciones en Instalaciones de transmisión establecidos en el Capítulo 7.

Artículo 6-33 Márgenes de reserva de potencia reactiva

En Estado Normal o Estado de Alerta, los márgenes de reserva de potencia reactiva y de estabilidad de frecuencia que el SM deberá mantener, serán los que se determinen de acuerdo a los Estudios de Control de Tensión y de Control de Frecuencia.

Artículo 6-34 Aplicación de márgenes de reserva de potencia reactiva

Para la configuración de demanda y generación más desfavorable en Estado Normal o Estado de Alerta, considerando las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 6-24 , el SM deberá conservar los márgenes de seguridad necesarios para garantizar que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple en un Elemento Serie de Instalaciones de Transmisión, los efectos de su desconexión no se propaguen en forma descontrolada a los restantes elementos.

Lo anterior se aplicará en el contexto de lo dispuesto por el Artículo 6-5 de la presente NT.

Título 6-8 Estándares de tensión para Estado de Emergencia

Artículo 6-35 Márgenes de tensión para estado de emergencia

El SM deberá operar en Estado de Emergencia, con uno o más elementos de Instalaciones de Transmisión y compensación de potencia reactiva indisponibles, para lo cual la Operadora Principal,

deberá controlar que la magnitud de la tensión en régimen permanente, en las barras del SM, esté comprendida entre 0,90 y 1,10 por unidad.

Artículo 6-36 Diagrama PQ para el control de tensión en estado de emergencia

El control de las tensiones del SM dentro de la banda de variación permitida deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva de las unidades generadoras y de almacenamiento de energía dentro del Diagrama PQ, hasta un límite del 100% de la capacidad máxima en forma permanente. Este límite deberá mantenerse tanto en la región de sobreexcitación como de subexcitación para cumplir con los niveles de tensión especificados.

Título 6-9 Límites de transmisión en Estado de Emergencia

Artículo 6-37 Límite de capacidad de transmisión en estado de emergencia

Para el SM operando en Estado de Emergencia y ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, el personal encargado del despacho coordinará la operación del SM considerando como Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente aquellos valores correspondientes al Límite Térmico de cada Elemento Serie de Instalaciones de Transmisión.

Artículo 6-38 Márgenes de frecuencia para estado de emergencia

El personal encargado del despacho deberá adoptar todas las medidas posibles para que la frecuencia permanezca constante, aceptándose en régimen permanente variaciones de $\pm 3,0\%$, esto es, un valor mínimo de 48,5 [Hz] y un valor máximo de 51,5 [Hz].

Título 6-10 Estándares de recuperación en Estado de Emergencia

Artículo 6-39 Medidas de operación en estado de emergencia

En Estado de Emergencia, el SM 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 6-11 Márgenes en Estado de Emergencia

Artículo 6-40 Márgenes de estabilidad y seguridad en estado de emergencia

Para cualquier configuración de demanda y generación del SM operando en Estado de Emergencia, la máxima transferencia de potencia por las líneas del sistema de transmisión del SM 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.

Título 6-12 Calidad de Suministro en el SM

Artículo 6-41 Límites de los Índices

Con el fin de determinar los índices de continuidad esperados señalados en la presente NT, el plan de expansión del Estudio de Valorización y Expansión de cada SM, deberá considerar los indicadores de indisponibilidad que a continuación se indican:

- a) Horas de salida al año por concepto de Indisponibilidad Programada:
 - i. 20 horas cada 100 [km], para líneas de Instalaciones de Transmisión, con un mínimo de 2 horas.
 - ii. 15 horas, para transformadores, equipos de conexión y equipos estáticos de compensación.
- b) Horas de salida al año por concepto de Indisponibilidad Forzada:
 - i. 10 horas cada 100 [km], para líneas de Instalaciones de Transmisión, con un mínimo de 2 horas.
 - ii. 15 horas, para transformadores, equipos de conexión y equipos estáticos de compensación.
- c) Frecuencia de salidas al año por concepto de Indisponibilidad Programada:
 - i. 2 veces cada 100 [km], para líneas de Instalaciones de Transmisión, con un mínimo de 1 vez.
 - ii. 1 vez, para transformadores, equipos de conexión y equipos estáticos de compensación.
- d) Frecuencia de salidas al año por concepto de Indisponibilidad Forzada:
 - i. 2 veces cada 100 [km], para líneas de Instalaciones de Transmisión, con un mínimo de 2 veces.
 - ii. 2 veces, para transformadores, equipos de conexión y equipos estáticos de compensación.

Para las tasas de Indisponibilidad Programada y Forzada de cada unidad generadora, se considerarán aquellas establecidas en el Informe Técnico Definitivo del último Estudio de Valorización y Expansión de cada SM vigente. En caso de que entrase una unidad generadora no considerada en el informe señalado anteriormente, se podrán homologar las tasas con unidades existentes en el mismo u otro SM.

Artículo 6-42 Determinación de los índices de indisponibilidad

Los índices de indisponibilidad programada y forzada se calcularán para cada año “i” como un promedio móvil de los últimos cinco años, como:

$$\begin{aligned} \text{HPRog}_i &= \frac{1}{5} \sum_{j=i-4}^i \text{hprog}_j \\ \text{hprog}_j &= \sum_{k=1}^n \left(1 - \frac{P(D)_k}{P_k^{\max}} \right) h(L)_k \\ \text{HFORg}_i &= \frac{1}{5} \sum_{j=i-4}^i (\text{hforg}_j) \\ \text{hforg}_j &= \sum_{k=1}^n \left(1 - \frac{P(D)_k}{P_k^{\max}} \right) h(L)_k \\ \text{FFORg}_i &= \frac{1}{5} \sum_{j=i-4}^i (\text{fforg}_j) \end{aligned}$$

Donde:

- HPRog_i : horas de desconexión promedio anual de la unidad o del parque generador, por concepto de indisponibilidad programada.
- hprog_j : número de horas equivalentes en el año “j” de indisponibilidad programada.
- HFORg_i : horas de desconexión promedio anual de la unidad o del parque generador, por concepto de indisponibilidad forzada.
- hforg_j : Número de horas equivalentes en el año “j” de indisponibilidad forzada.
- FFORg_i : frecuencia promedio anual de desconexiones forzadas de la unidad o del parque generador.
- fforg_j : frecuencia de desconexiones forzadas de la unidad o del parque generador, que se produjeron durante el año “j”.
- $P(D)_k$: es la potencia disponible de la unidad o parque generador durante el evento de indisponibilidad “k”.
- $h(L)_k$: es la duración de la limitación de potencia $P(D)_k$ durante el evento “k”.
- P_k^{\max} : es la potencia máxima que estaba vigente al presentarse el evento “k”.
- n : es el número de eventos de indisponibilidad ocurridos durante el año “j”.

Artículo 6-43 Determinación de los índices de continuidad de suministro

Las interrupciones que afecten a las Instalaciones de Generación, Almacenamiento de Energía y/o de Transmisión, y que tengan su origen en dichas instalaciones, deberán ser medidas por los índices de continuidad FMIK y TTIK.

Se considerará instalación afectada a toda aquella cuya salida de servicio produzca la interrupción del flujo de potencia establecido a través de ésta.

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

Donde,

$kWfs_i$: Potencia activa interrumpida en el Punto de Control, expresada 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.

n : Número de interrupciones en el periodo.

Artículo 6-44 Índice de Energía no Suministrada

Para conocer la profundidad de las interrupciones se utilizará la Energía No Suministrada (ENS), la que se calcula de acuerdo a lo indicado a continuación.

$$ENS = \sum_{i=1}^n kWfs_i \cdot Tfs_i$$

Artículo 6-45 Estadística de los índices

La Operadora Principal, será la encargada de calcular los índices del Artículo 6-42 , Artículo 6-43 y Artículo 6-44 y mantener un registro con detalle mensual en su página web.

Además, deberá enviar semestralmente la estadística señalada al Coordinador para que éste la publique en su Sistema de Información.

Título 6-13 Control de frecuencia y de tensión

Artículo 6-46 Valor estadístico de la tensión

El valor estadístico de la tensión medido en los puntos de conexión de Instalaciones de Generación, Almacenamiento de Energía o Transmisión con las Instalaciones de Clientes deberá permanecer dentro de la banda de tolerancia establecida en los valores definidos en el Artículo 6-17 , durante el 95% del tiempo de cualquier periodo de control o de medición semanal, excluyendo periodos con interrupciones de suministro.

Artículo 6-47 Periodos de evaluación para la tensión

La evaluación de desempeño del Control de Tensión del SM será efectuada en periodos mensuales denominados Periodos de Evaluación. Para tal efecto, la Operadora Principal, administrará y procesará la información de los datos y medición de la tensión en los puntos de conexión de Instalaciones de Generación, Almacenamiento de Energía o Transmisión con las Instalaciones de Clientes.

Artículo 6-48 Condiciones para la medición de tensión

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 6-49 Valor estadístico de la frecuencia

El valor estadístico de la frecuencia deberá permanecer dentro de la banda de tolerancia establecida en los valores definidos en el Artículo 9-5 , durante el 95% del tiempo de cualquier periodo de control o de medición semanal, excluyendo periodos con interrupciones de suministro.

Artículo 6-50 Condiciones para la medición de frecuencia

Para efectos de los cálculos estadísticos que se deberán realizar mensualmente conforme lo establece el presente título, la Operadora Principal, deberá ingresar anualmente los índices al Sistema de Información del Coordinador.

Título 6-14 Estándares de calidad del producto eléctrico

Artículo 6-51 Requerimientos de producto eléctrico en Instalaciones de Clientes

Los propietarios de las Instalaciones de 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 periodo 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, cumplan 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
	$H < 11$	$11 \leq H < 17$	$17 \leq H < 23$	$23 \leq H < 35$	$35 \leq H$	
$\leq 20^*$	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 conexión.
- I_L : Máxima corriente de carga de frecuencia fundamental que fluye desde el Punto de Conexión hacia la carga.
- TDD_1 : Distorsión de Demanda Total de Corriente. Se expresa como sigue:

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

Donde:

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

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

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.

b) Severidad de parpadeo

Las instalaciones deberán ser operadas de modo de cumplir con los límites de 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 periodo de 10 minutos y de acuerdo a la siguiente expresión:

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

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}, P₁, P₃, P₁₀ y P₅₀ 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 periodo 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.

Los nudos de medición serán aquellos en los cuales se registren problemas de calidad de producto y serán establecidos por la Operadora Principal, o por cualquier otro usuario del SM.

El índice de severidad de parpadeo o "flicker", será evaluado estadísticamente en intervalos consecutivos de diez minutos, durante un periodo 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.

El índice de severidad de "flicker", evaluado estadísticamente en intervalos consecutivos de dos horas durante un periodo de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, no deberá exceder de 0,8.

c) 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.

d) Armónicas de tensión

En todo sistema eléctrico, en condiciones normales de operación, se deberá cumplir para un periodo 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	$0,2 + 1,3 \times 25/H$	$0,2 + 0,5 \times 25/H$						

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 periodo 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%.

Artículo 6-52 Requerimientos de producto eléctrico para transmisión

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 519-2014 y que se indican a continuación.

En todo sistema eléctrico, en condiciones normales de operación, se deberá cumplir para un periodo 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 periodo 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 periodo 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:

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

Donde:

- TDD_I : Índice de distorsión armónica total de la tensión.
- V_k : Componente armónica de tensión de orden k.

- V_1 : Componente fundamental de la tensión.

Artículo 6-53 Requerimientos de producto eléctrico para generación

Las Instalaciones de Generación y las instalaciones de Almacenamiento de Energía 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 6-52 .

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 SM, según los estándares indicados en el Artículo 6-51 para el nivel de tensión que corresponda.

Capítulo 7. ESTUDIOS DE LA SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

Título 7-1 Objetivo y alcances

Artículo 7-1 Objetivo

Este capítulo establecerá los requerimientos de los Estudios que deberá llevar a cabo el Coordinador o la Operadora Principal, según sea el caso, para realizar la programación del Control de Tensión, el Control de Frecuencia y el PRS, para el conjunto de instalaciones del SM, así como establecer los requerimientos de información para poder ejercer la coordinación de la operación.

Los estudios se realizarán una vez cada dos años a menos que se produzcan modificaciones en el SM que obliguen a realizarlos con una periodicidad distinta. Será responsabilidad del Coordinador o de la Operadora Principal, según corresponda, definir si la modificación es relevante o no.

Artículo 7-2 Alcance de los estudios de seguridad y calidad de servicio

El alcance del presente capítulo comprende:

- a) La definición del contenido de la Información Técnica del SM 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 la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso.
- c) Los requisitos y condiciones que deben reunir los Estudios que deberá efectuar la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, para la programación de la SyCS, según corresponda.

-
- d) Las responsabilidades de la Operadora Principal o los Integrantes, según sea el caso, y de los propietarios de Instalaciones de Clientes en relación con el análisis de las fallas y perturbaciones que ocurren en el SM.

Título 7-2 Información técnica de Instalaciones

Artículo 7-3 Organización de la información técnica

Los Integrantes, deberán mantener actualizada la Información Técnica del SM en el Sistema de Información del Coordinador para los estudios que se deban realizar.

Artículo 7-4 Modificaciones a la información técnica

Cada Integrante deberá cumplir con las exigencias que el Sistema de Información del Coordinador disponga ante una modificación de la información existente.

Artículo 7-5 Tipos de información técnica a considerar

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

- a) Datos técnicos de unidades generadoras y de sistemas de almacenamiento de energía, 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.
- b) Parámetros de operación de unidades generadoras y de sistemas de almacenamiento de energía, esto es, parámetros requeridos para la programación del arranque o detención de unidades generadoras y/o restricciones operativas de las unidades.
- c) Datos de las Instalaciones de Transmisión, 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 conexión; demanda de energía y potencia, activa y reactiva, tanto consumida como proyectada; composición de las cargas; curvas características de la demanda; según corresponda.

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

Título 7-3 Herramientas de simulación

Artículo 7-6 Requerimientos de las herramientas de simulación

Las herramientas de simulación que emplee el Coordinador o la Operadora Principal, según sea el caso, en los estudios para la programación de la SyCS, 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 y armónicos.

Artículo 7-7 Representación de la respuesta transitoria y dinámica

Las herramientas de simulación deberán ser capaces de representar en forma adecuada la respuesta transitoria y dinámica del SM, 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, de sistemas de almacenamiento de energía y de las instalaciones de Transmisión, así como de las protecciones eléctricas, relés de protección especiales, fuentes de inyección de armónicas y variación dinámica de la demanda con la tensión y la frecuencia. En este último caso 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.

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 almacenamiento de energía
- c) Sistemas de excitación y Controladores de Tensión.
- d) Limitadores de los sistemas de excitación.
- e) Equipos PSS.
- f) Máquinas motrices y Controladores de Carga/Velocidad.
- g) Protecciones de sobrefrecuencia y subfrecuencia de unidades generadoras.
- h) EDAC y EDAG.
- i) Compensadores de potencia reactiva controlables.
- j) Dispositivos de control del ST basados en tecnología FACTS, Equipos de Compensación de Energía Activa y Reactiva, entre otras.

Artículo 7-8 Requerimientos con respecto al estudio de protecciones

Para el desarrollo del Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones indicado en el Título 7-5 del presente capítulo, 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 7-4 Estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión

Artículo 7-9 Estudio de restricciones en instalaciones de transmisión

El Estudio de Restricciones en instalaciones de Transmisión 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 7-10 Responsables del estudio

La Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, deberá adoptar restricciones en las instalaciones de transmisión como medida de control preventivo para garantizar la SyCS ante diferentes estados del SM, para el conjunto de Contingencias Simples definidas en el Artículo 6-24 , a partir del Estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión que se realice.

Artículo 7-11 Requisitos del estudio

El Estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión deberá cumplir al menos con los siguientes requisitos mínimos:

- a) Para las Instalaciones de Transmisión y Generación, al menos se deberán considerar las ampliaciones y/o expansiones contenidas en el decreto tarifario vigente.
- b) Para la operación del SM, la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, 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.
- c) Para las contingencias, como mínimo se considerarán las establecidas en el Artículo 6-25 .
- d) Se deberán considerar las cargas de los Grandes Clientes.

Artículo 7-12 Condiciones operativas para realizar el estudio

En el Estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión, éstas corresponderán a la máxima potencia que se puede transmitir por las instalaciones que la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, identifiquen 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) Los sistemas de almacenamiento de energía permanecen en servicio, pudiendo alcanzar una condición de operación estable con posterioridad a la falla, verificando la condición de estabilidad transitoria.
- c) El Control de Tensión durante y después del periodo transitorio asociado a la falla es adecuado y no hay riesgo de colapso de tensión, verificando la condición de estabilidad de tensión.
- d) No hay riesgo de inestabilidad de frecuencia, fundamentalmente en aquellas situaciones en que se activa la operación de los EDAC o EDAG.
- e) El cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en la presente NT, en lo referente recuperación dinámica de variables eléctricas.

Para lo anterior, deberán considerarse márgenes adecuados para la estabilidad angular, estabilidad de frecuencia y estabilidad de tensión que sean necesarios.

Artículo 7-13 Límite por estabilidad transitoria

Para las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 6-24 , la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, 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 120º eléctricos medidos respecto del eje inercial del SM, y siempre que se verifique el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica definidos en el Título 6-6.

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 7-14 Consideraciones para determinar el límite de estabilidad transitoria

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

- a) 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 (Pinic) se deberá cumplir que en Estado Normal todas las tensiones del SM se encuentren dentro de la bandas aceptables para dicho estado (Artículo 6-17), y que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple que eleve la transmisión por el elemento en análisis al valor (Ppostc), todas las tensiones del SM se mantengan dentro de la banda establecida para el Estado de Alerta (Artículo 6-18).
- b) La Contingencia Simple a considerar será la desconexión intempestiva de un circuito de línea o transformación, de una unidad generadora o de almacenamiento de energía (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 de la regulación de tensión en las distintas barras del SM.

- c) 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 postcontingencia 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 o de almacenamiento de energía 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 o sistemas de almacenamiento de energía 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.
- d) El estudio deberá considerar el Diagrama PQ de los generadores y de los sistemas de almacenamiento de energía y los márgenes de reserva de potencia reactiva que se emplea en Estado Normal.
- e) 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. El incremento de carga resultante no puede exceder el máximo aporte que puede provenir desde las unidades generadoras con aporte 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.
- f) 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 la Operadora Principal o el Coordinador según sea el caso, mediante estudios específicos, pero deberá estar comprendido en el rango 0,90 a 0,80.
- g) 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.
- h) 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 Plim determinada en el presente artículo.

Artículo 7-15 Consideraciones adicionales para el límite de estabilidad transitoria

Para la configuración de demanda y generación más desfavorable, considerando las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 6-24 , 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 Título 6-6.

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, que eviten el colapso por inestabilidad de frecuencia.

Este margen será determinado en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas establecidos en el Capítulo 7.

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.

Artículo 7-16 Informe del estudio de restricciones en instalaciones de transmisión

La Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, deberá elaborar un informe técnico que documente los resultados del Estudio de Restricciones en Instalaciones de Transmisión, 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 SM.
- b) Descripción de la metodología utilizada en el desarrollo del estudio.
- c) Información Técnica del SM 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 7-5 Estudio de verificación de coordinación de protecciones

Artículo 7-17 Estudio

El Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones deberá verificar la adecuada coordinación de las protecciones de las instalaciones existentes, 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 interesados.

Además, deberá definir:

- a) Los tiempos máximos de operación de protecciones del SM que permitan garantizar la estabilidad del mismo frente a la ocurrencia de contingencias y
- b) El paso de coordinación mínimo requerido para respaldos remotos con el fin de garantizar el despeje selectivo de una falla cuando el sistema de protecciones principal no opere en forma debida.

Artículo 7-18 Estudio de verificación de coordinación de las protecciones

El Estudio de Verificación de Coordinación de las Protecciones que debe realizar la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, cuya periodicidad será cada cuatro (4) años y que podrá ser revisado y ajustado en periodos menores si se producen incorporaciones o modificaciones importantes en el SM 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, sistemas de almacenamiento de energía, 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 Integrantes o a la Operadora Principal, según sea el caso, de contar con sus propios estudios de coordinación de protecciones y que éstas operen en forma correcta.

Artículo 7-19 Requisitos del estudio

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

- a) Para la representación del SM, se deberá utilizar el detalle de las Instalaciones de Transmisión y aquellas barras de menor tensión asociados a las unidades generadoras, sistemas de almacenamiento de energía, con sus circuitos equivalentes a secuencia positiva, negativa y cero.
- b) Para la operación del SM, se definirán 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 que pueden afectar significativamente a los valores de la impedancia aparente medidas por los relés de distancia para un cortocircuito aplicado en diferentes puntos del SM. 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 SM.

Artículo 7-20 Informe del estudio

La Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, 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 7-6 Control de tensión y requerimientos de potencia reactiva

Artículo 7-21 Estudio de control de tensión y requerimientos de potencia reactiva

El Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva determinará el perfil óptimo de tensiones y los requerimientos de potencia reactiva para el SM, con resolución cuatrimestral para un horizonte de operación de 48 meses. Los requerimientos y asignación de reservas de potencia reactiva se efectuarán para las condiciones de operación más desfavorables previstas para cada mes.

Artículo 7-22 Responsables y consideraciones del estudio

El Estudio de Control de Tensión y Requerimientos de Potencia Reactiva que debe realizar la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en la presente NT, 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 en el SM.
- 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 7-23 Requisitos

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 periodo de 48 meses y un registro de las variaciones intempestivas de demanda que sea representativo de cada escenario.
- b) Para las Instalaciones de Transmisión, al menos se deberán considerar las ampliaciones y/o expansiones contenidas en el plan de expansión.
- c) Para la operación del SM, la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, 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 de mayor severidad según lo establecido en el Artículo 6-25 .
- e) Se deberán considerar las cargas de los Grandes Clientes.

Artículo 7-24 Condiciones operativas

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 SM.
- b) Para el SM en Estado Normal, deberán mantenerse las tensiones dentro de los límites establecidos en el Artículo 6-17 , con las unidades generadoras sincrónicas y sistemas de almacenamiento de energía operando dentro de su Diagrama PQ, 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 el Artículo 6-18 , con las unidades generadoras y sistemas de almacenamiento de energía operando dentro del 100% de la capacidad definida en su Diagrama PQ 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 SM 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.

Artículo 7-25 Informe del estudio

La Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, 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 7-7 Control de frecuencia y determinación de reservas

Artículo 7-26 Estudio de control de frecuencia y determinación de reservas

El Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas determinará nivel de reserva requerido para el CPF con el SM 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 7-27 Responsables de estudio

La Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, deberá realizar el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas para un horizonte de operación de 48 meses, con resolución anual. Este estudio se revisará y ajustará a la finalización de ese periodo, o antes de su finalización, en caso de que se produzcan incorporaciones de unidades generadoras o de sistemas de almacenamiento de energía de tamaño relevante o importantes modificaciones en el SM, que puedan afectar los planes y programas del Control de Frecuencia.

Artículo 7-28 Estudio de control de frecuencia y determinación de reservas

El Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas que debe realizar la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, tiene por objeto efectuar una verificación del cumplimiento de los estándares SyCS establecidos en la presente NT, 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 y sistemas de almacenamiento de energía 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 7-29 Condiciones operativas

La Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, 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 SM 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 de sistemas de almacenamiento de energía y las variaciones intempestivas de demanda con los datos obtenidos de los registros existentes que posea la Operadora Principal, según sea el caso, en tanto estos sean representativos de las perturbaciones a simular.

Artículo 7-30 Metodología

La Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, 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 y sistemas de almacenamiento de energía participantes del CPF, incluyendo al menos las siguientes consideraciones:

- a) Uso de un modelo probabilístico que simule la falla de las instalaciones del SM y las variaciones intempestivas de la demanda, que esté respaldado por los registros obtenidos por la Operadora Principal, según sea el caso. Luego, en función de la disponibilidad de las unidades generadoras y de los sistemas de almacenamiento de energía y para un nivel de reserva dado, se calculará la ENS de corta duración causada por fallas aleatorias en dichas unidades.
- 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 7-31 Estudio de control de frecuencia y determinación de reservas

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

-
- a) Para la demanda, se utilizará una previsión de demanda para un periodo de 48 meses 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 una proyección de la generación para 48 meses.
 - d) Las tasas de indisponibilidad forzada y programada de las unidades generadoras serán las que se encuentren vigentes.
 - e) Las tasas de indisponibilidad forzada y programada para las Instalaciones de Transmisión serán las que se vayan acumulando mediante el control estadístico que deberá desarrollar la Operadora Principal, según el Título 6-12.
 - f) Los costos variables de operación de centrales generadoras, la previsión de la producción de las centrales hidroeléctricas, así como las restricciones técnicas de las unidades generadoras y las instalaciones de Transmisión, serán definidos por la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso.
 - g) El Costo de Falla de Corta Duración correspondiente al costo unitario de la ENS de corta duración que 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 de EDAC.
 - i) Se deberá considerar el Plan de Obras del Estudio de Tarificación de cada SM.
 - j) Se deberán considerar las cargas de los Grandes Clientes.

Artículo 7-32 Determinación del CSF

La reserva para el CSF será establecida por la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, en función del mayor error estadístico en la previsión de la demanda y de las contingencias más probables.

Título 7-8 Estudio de EDAC

Artículo 7-33 Responsables del estudio

La Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, realizará el Estudio de EDAC, para revisar y adecuar los EDAC vigentes. El estudio se realizará para un horizonte de 48 meses, y se revisará y ajustará a la finalización de ese periodo, o antes de su finalización, si se producen incorporaciones o modificaciones importantes en el SM que puedan afectar el correcto funcionamiento de cada EDAC.

Artículo 7-34 Estudio de EDAC

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 periodo de 48 meses.
- b) Para las Instalaciones de Transmisión, al menos se deberán considerar las ampliaciones y/o expansiones contenidas en un Plan de Obras.
- c) Para la operación del SM, la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, 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 6-18 de las presente NT, así como otras que, a juicio de la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, 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) Se deberán considerar las cargas de los Grandes Clientes.

Artículo 7-35 Consideraciones para el estudio de EDAC

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

- a) El EDAC por subfrecuencia tendrá un mínimo de 4 etapas. La cantidad de etapas de este esquema será determinada por la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, 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.
El EDAC por subfrecuencia se activará a partir del valor absoluto de la frecuencia. No obstante lo anterior, la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, 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.
- b) Se podrá 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.

Título 7-9 Plan de Recuperación de Servicio

Artículo 7-36 Estudio de plan de recuperación de servicio

El Estudio de Plan de Recuperación de Servicio (PRS) es aquel 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 y sistemas de almacenamiento de energía disponibles, continuando con la reconstrucción de la estructura topológica de cada isla hasta su posterior vinculación con el resto del SM, 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 7-37 Responsables del estudio de PRS

Las estrategias de recuperación para cada isla serán elaboradas por la Operadora Principal, quien será la encargada de evaluar y dar aprobación al PRS previo a su entrada en vigencia.

Artículo 7-38 Consideraciones del estudio de PRS

En el Estudio para el PRS deberá al menos:

- a) Minimizar el tiempo total de recuperación de servicio.
- b) Obtener y analizar las características de las instalaciones de Partida Autónoma existentes en el SM.
- c) Establecer los requerimientos y exigencias de unidades generadoras y sistemas de almacenamiento de energía con capacidad de Partida Autónoma ante la condición de no disponer de energía del SM, de manera que cada Isla Eléctrica cuente con sus propias instalaciones de Partida Autónoma.
- d) Efectuar recomendaciones y exigencias respecto a la cantidad y localización de unidades generadoras y sistemas de almacenamiento de energía con capacidad de Partida Autónoma en el SM.
- e) Analizar los procedimientos y medios disponibles para identificar la condición operacional de las diversas instalaciones del SM 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 SM 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.

Artículo 7-39 Estrategia del PRS

Las estrategias de recuperación que sean evaluadas en el marco del Estudio para el PRS por la Operadora Principal, deberán contener al menos:

- a) La identificación de los Integrantes que intervienen en el proceso de recuperación.

- b) La definición de las responsabilidades y funciones de cada uno de los generadores de la Operadora Principal y/o de los Integrantes, según sea el caso, 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 de la Operadora Principal, y las instrucciones a los Integrantes.
- e) La delegación de funciones de la Operadora Principal, a centros de control de los Integrantes para la iniciación del PRS, de existir otros centros de control.
- f) Las funciones que deberá ejercer de la Operadora Principal para la conducción del PRS.
- g) Las funciones que deberán ejercer los centros de control de la Operadora Principal o de los Integrantes durante el desarrollo del PRS.

Los requerimientos de comunicaciones operativas entre la Operadora Principal y su(s) centro(s) de control o entre el Operadora Principal y el resto de los centros de control del sistema, según sea el caso.

Artículo 7-40 Orden de prioridades del PRS

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 la Operadora Principal y su(s) centro(s) de control o entre la Operadora Principal y el resto de los centros de control del sistema, que intervienen en el proceso de recuperación, según sea el caso.

Artículo 7-41 Acciones de control del integrante principal

El Estudio para el PRS, identificará las acciones que deberá desarrollar el centro de control principal 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 centros de control de las unidades generadoras.

Artículo 7-42 Recuperación de Instalaciones de Clientes

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 centros de control 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.

Capítulo 8. PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN EN SISTEMAS MEDIANOS

Título 8-1 Programación de la Operación

Artículo 8-1 Consideraciones generales

La programación de la operación será realizada por el Coordinador en aquellos sistemas con más de una empresa generadora, de acuerdo a lo indicado en el artículo 72°-1 de la Ley y la normativa vigente. Los Integrantes deberán sujetarse a la coordinación del sistema que efectúe el Coordinador y a los requisitos de información en tiempo y forma que le sea solicitada.

Artículo 8-2 Definición de programación de la operación

La Programación de la Operación es el proceso que tiene por objetivo planificar y optimizar eficientemente el uso de los recursos, garantizando la operación más económica del sistema, preservando la seguridad y calidad del servicio.

La Programación de la operación tendrá una resolución al menos horaria de los niveles de generación de cada una de las unidades generadoras del SM, el nivel de aporte de energía y potencia de los sistemas de almacenamiento y el nivel del uso eficiente del equipamiento para la prestación de servicios, con el objeto de obtener una programación segura y económica del sistema.

El Coordinador cada día hábil realizará la programación de la operación, la cual será comunicada a los Integrantes y publicada en el Sistema de Información del Coordinador.

La programación de la operación tendrá vigencia desde las 00:00 horas hasta las 23:59 horas del día hábil siguiente al que se realiza. El Coordinador deberá desarrollar la programación de la operación con un horizonte de programación, tal que, permita obtener los resultados esperados para al menos el periodo de vigencia.

Artículo 8-3 Resultados

El proceso de programación de la operación deberá entregar al menos los siguientes resultados:

- a) Niveles de generación de cada una de las unidades generadoras con una resolución al menos horaria.
- b) Retiros e inyecciones de energía de los Sistemas de Almacenamiento.
- c) Niveles de reserva por unidad generadora y verificación del requerimiento de reserva sistémico.
- d) Listado de prioridad de colocación de las unidades generadoras en el horizonte y resolución que corresponda.
- e) Listado de trabajos y mantenimientos programados.

-
- f) Otros que el Coordinador considere necesarios para preservar los objetivos de la programación de la operación.

Artículo 8-4 Información de los Integrantes

Para la programación de la operación, los Integrantes deberán informar al Coordinador, de acuerdo a la forma y formato que éste disponga al efecto, la siguiente información:

- a) Características y parámetros técnicos de las instalaciones del SM.
- b) Limitaciones o restricciones operativas de las instalaciones del SM con sus respectivas fechas de normalización.
- c) Disponibilidad y costos de combustibles o insumos primarios para la generación eléctrica. El costo de combustible se informará como el valor puesto en cada central y deberá ser acreditado adjuntando copia del documento emitido por el proveedor, especificando, al menos, el costo neto y la cantidad puesta en la central.
- d) Costos variables combustibles y no combustibles de las distintas unidades generadoras.
- e) Consumos específicos de combustibles para las distintas unidades generadoras.
- f) Costos y tiempos de partida y detención de las unidades.
- g) Tiempo requerido para el proceso de partida, tiempo requerido para el proceso de detención y tiempo mínimo de operación antes de poder detenerse, una vez concluido un proceso de partida.
- h) Pronóstico de la generación de centrales eólicas, solares, hidráulicas de pasada u otras ERNC, con resolución al menos horaria.
- i) Mantenimientos y otros trabajos programados.

Con todo, el Coordinador podrá solicitar información adicional para cumplir con los objetivos de la programación de la operación, tales como, datos estadísticos u otros antecedentes relevantes.

Artículo 8-5 Información de Empresa Distribuidora y de los Grandes Clientes

Para la programación de la operación, la Empresa Distribuidora deberá informar al Coordinador la proyección horaria de la demanda de acuerdo a la forma y formato que el Coordinador disponga.

Para efectos de que la Empresa Distribuidora pueda cumplir con lo indicado en el presente artículo, los Grandes Clientes deberán entregarle cada día hábil, una proyección de sus consumos para los próximos siete días con una resolución al menos horaria.

Artículo 8-6 Requisitos

La programación de la operación deberá cumplir con los requerimientos de reserva en giro necesarios para un adecuado control primario de frecuencia y control secundario de frecuencia en el sistema, de acuerdo a los niveles mínimos de reserva definidos para cumplir con los estándares establecidos en la

presente NT. Además, debe cumplir con los requerimientos para el Control de Tensión y Reserva de Potencia Reactiva definidos en la presente NT.

El Coordinador deberá verificar que existe cumplimiento de las restricciones establecidas en la resolución de la programación de la operación, tales como: reserva, control de tensión, mínimos técnicos, tiempos de operación y potencia máxima.

Artículo 8-7 Proceso de la Programación de la Operación

El Coordinador deberá contar con la información requerida para la programación de la operación. Para estos efectos, los Integrantes y la Empresa Distribuidora, deberán enviar al Coordinador la información indicada en el Artículo 8-4 y en el Artículo 8-5 según corresponda, conforme a los plazos descritos a continuación.

1. La información descrita en los literales a), e), f) y g) del Artículo 8-4 , se comunicará durante el periodo de implementación del proceso de programación de la operación al que se refiere el presente Capítulo. Los Integrantes podrán solicitar al Coordinador actualizar dicha información, para lo cual deberán proporcionar al Coordinador los antecedentes técnicos que respalden y justifiquen el cambio. En caso de ser necesario el Coordinador podrá solicitar mayores antecedentes. Para aquellas nuevas instalaciones que se conecten al SM, dichos antecedentes deberán ser informados con la debida anticipación a su interconexión, tal que, puedan ser considerados en la programación de la operación.
2. La información descrita en el literal i) del Artículo 8-4 , se informará conforme a lo establecido en el Título 8-2 o el Título 8-3 según corresponda.
3. La información descrita en los literales b), c) y d) del Artículo 8-4 , se informará cada día hábil antes de las 12:00 horas para el horizonte de vigencia de la programación.
4. La información descrita en el literal h) del Artículo 8-4 y en el Artículo 8-5 , se informará cada día hábil antes de las 12:00 horas para los próximos 7 días.

Antes de las 16:00 horas, el Coordinador comunicará y publicará la programación de la operación, la cual tendrá vigencia a partir de las 00:00 horas del día siguiente.

Artículo 8-8 Actualización previa a su entrada en vigencia

Sin perjuicio de lo indicado en el artículo anterior, en caso de que ocurra algún evento que invalide la versión final de la programación de la operación, previo a su entrada en vigencia, el Coordinador deberá enviar una nueva versión de la programación de la operación con una anticipación mínima de dos horas antes de su entrada en vigencia.

Artículo 8-9 Operación del SM

Sin perjuicio de lo indicado, en caso de que ocurra algún evento que invalide la programación de la operación, de acuerdo a lo indicado por el Coordinador y durante el periodo de vigencia, la Operadora

Principal deberá operar el sistema a mínimo costo, manteniendo los criterios de seguridad y calidad de servicios especificados en la presente NT.

En el caso indicado, la Operadora Principal deberá enviar un informe al Coordinador y a los Integrantes, con copia a la Superintendencia, que justifique el incumplimiento de la programación de la operación.

Título 8-2 Programa de mantenimiento mayor

Artículo 8-10 Definición

El programa de mantenimiento mayor (PMM) es el plan que incorpora trabajos de mantenimiento preventivo que requieren el retiro de servicio de una instalación sujeta a la programación de la operación por parte del Coordinador.

Se calificará como mantenimiento preventivo mayor a aquellos trabajos de carácter exclusivamente preventivo que requieran el retiro total de servicio de una instalación sujeta a la programación de la operación del Coordinador, por un periodo superior a 24 horas continuas. Adicionalmente, podrán considerarse como mantenimiento preventivo mayor los trabajos de mantenimiento de carácter correctivo, que puedan ser programables, y que el Coordinador determine convenientes para el SM.

Artículo 8-11 Obligaciones del Coordinador

El Coordinador deberá efectuar la programación de los mantenimientos, verificando que, el calendario de mantenimientos preserve la seguridad y calidad de servicio, minimice los costos de operación del SM y sea factible para los prestadores de servicio de mantenimiento.

Artículo 8-12 Obligaciones de los Integrantes

Con el objeto de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo anterior, los Integrantes deberán entregar al Coordinador, al menos, los siguientes antecedentes:

- a) Toda aquella información necesaria para que el Coordinador pueda evaluar el impacto en el sistema eléctrico de los trabajos de mantenimiento mayor de las instalaciones sujetas a coordinación.
- b) Información sobre eventuales actualizaciones de los trabajos ya planificados en el PMM vigente.
- c) Información respecto de modificaciones en la duración y en las fechas de inicio y/o término de trabajos.
- d) Información sobre el programa de mantenimiento solicitado para la instalación, describiendo en detalle las intervenciones que realizará y respectivas justificaciones en función del régimen de operación ejecutado y las recomendaciones del fabricante.

-
- e) Información sobre la factibilidad de modificar el mantenimiento solicitado o planificado conforme lo requiera el Coordinador.

Artículo 8-13 Plazo de actualización del PMM

Considerando la información entregada por los Integrantes, cada seis meses, el Coordinador elaborará un PMM del conjunto de instalaciones sujetas a coordinación, para un horizonte de análisis de, al menos, 12 meses.

Artículo 8-14 Información necesaria para el PMM

Los Integrantes deberán comunicar al Coordinador, antes del 1° de noviembre y 1° de mayo de cada año, el programa de mantenimiento mayor de sus instalaciones para, al menos, los 12 meses siguientes. Dicho programa deberá contener, al menos, la siguiente información:

- a) Identificación de la instalación afectada.
- b) Fecha de inicio del trabajo.
- c) Fecha de término del trabajo.
- d) Periodos alternativos en los cuales podría realizarse el trabajo de mantenimiento. En caso de no ser posible programar el trabajo en una fecha alternativa, se deberá declarar que dicho trabajo no es reprogramable y entregar los antecedentes que justifiquen dicha situación.
- e) Descripción de las tareas de mantenimiento.
- f) Programa general de pruebas a realizarse durante el periodo de mantenimiento mayor.
- g) Indicar si la solicitud corresponde a un nuevo trabajo o si actualiza alguno existente.
- h) En caso de solicitar modificaciones a trabajos de mantenimiento mayor ya planificados, deberán indicarse las razones que justifican dicha modificación.
- i) Información adicional necesaria para evaluar las ventajas o desventajas de realizar el mantenimiento en diferentes fechas.
- j) Indicar el tipo de mantenimiento a realizar de acuerdo a la propuesta del fabricante de la instalación.
- k) Indicar las horas de operación u horas de operación equivalentes que justifican el mantenimiento informado, junto con el rango de flexibilidad para realizar dicho mantenimiento sin comprometer la operación segura de la unidad.

Artículo 8-15 Resultados del PMM

El Programa de Mantenimiento Mayor presentará, al menos, los siguientes contenidos:

- a) Resultados de los análisis realizados por el Coordinador que sustentan el PMM.
- b) Fecha y duración de la programación de los Mantenimientos Mayores de las instalaciones para el periodo de al menos 12 meses.

Artículo 8-16 Consideraciones para realizar el PMM

El Coordinador deberá realizar un análisis del impacto que producirán los trabajos de Mantenimiento Mayor solicitados por los integrantes, asegurándose primero de preservar la seguridad y suficiencia del sistema eléctrico.

En función de las conclusiones de dicho análisis, el Coordinador resolverá respecto de la conveniencia de planificar cada trabajo de Mantenimiento Mayor en la fecha propuesta por la empresa, o en alguna fecha alternativa que proponga la misma empresa generadora al Coordinador.

Para estos análisis, el Coordinador evaluará las condiciones esperadas de operación del sistema eléctrico. Entre las variables a analizar se deben considerar, a lo menos, las siguientes:

- a) Previsión de demanda para el periodo de estudio.
- b) Programa de Mantenimiento Mayor vigente.
- c) Indisponibilidades de unidades generadoras y del sistema de transmisión.
- d) Fechas de entrada y salida de unidades de generación y del sistema de transmisión.
- e) Precios y disponibilidad esperada de los combustibles.
- f) Condición hidrológica.
- g) Horas de operación u horas de operación equivalentes acumuladas a la fecha para las instalaciones cuyos mantenimientos se analizan en la programación en curso.

Artículo 8-17 Publicación y observaciones al PMM

Una vez analizadas las solicitudes de Mantenimiento Mayor, a más tardar el 25 de noviembre y 25 de mayo de cada año, o el día hábil siguiente, según corresponda, el Coordinador publicará el PMM en su Sistema de Información para observaciones de las empresas.

Las empresas tendrán un plazo de 15 días contados desde la publicación del PMM para realizar observaciones.

El Coordinador acogerá o rechazará fundadamente las observaciones de las empresas y publicará el PMM definitivo antes del 23 de diciembre y 23 de junio de cada año, según corresponda.

Artículo 8-18 Actualización anticipada del PMM

Sin perjuicio de lo establecido, el PMM podrá ser actualizado fundadamente por el Coordinador con una frecuencia mayor a la prevista, atendiendo a las modificaciones en las condiciones de operación del sistema o si existieran cambios relevantes en las solicitudes de las empresas generadoras.

Cada nueva versión del PMM reemplazará al programa vigente una vez que este haya sido publicado en el Sistema de Información.

Artículo 8-19 Modificaciones al PMM

Los Integrantes que requieran hacer modificaciones al PMM de sus instalaciones, deberán solicitarlo por escrito al Coordinador por el medio que éste disponga con una anticipación mínima de 15 días a la fecha de inicio prevista en el programa vigente, para la realización del trabajo que se desea modificar.

Para cada solicitud de modificación al PMM, el Integrante deberá adjuntar la información indicada y las razones fundadas que dieron lugar a dicha solicitud.

Sin perjuicio de lo anterior y conforme a las condiciones de seguridad del sistema, el Coordinador podrá aprobar un trabajo de mantenimiento mayor cuya solicitud no cumpla con los plazos antes indicados.

En caso de aprobar una solicitud de modificación, en un plazo de 15 días, el Coordinador deberá actualizar y comunicará el PMM vigente, considerando la solicitud realizada y los ajustes de fechas que estime pertinentes.

En el caso que la solicitud de modificación propuesta no resulte consistente con los objetivos establecidos en la presente norma técnica, el Coordinador podrá rechazar fundadamente dicha solicitud. Dicho lo anterior, se reprogramará el periodo de mantenimiento para lo cual el Coordinador comunicará a la empresa fechas alternativas.

Artículo 8-20 Realización de las actividades de mantenimiento

Sin perjuicio de lo indicado en el PMM, los Integrantes deberán solicitar la salida de servicio de sus instalaciones en la forma y plazos establecidos en el proceso de coordinación de los trabajos programados al que se refiere el Título 8-3.

Artículo 8-21 Mantenimiento de nuevas instalaciones

Las empresas que exploten instalaciones que se interconectarán al SM, deberán informar al Coordinador 15 días previo a su interconexión, su PMM para las instalaciones a interconectar considerando el mismo horizonte del programa en curso.

El Coordinador tendrá un plazo de 15 días para analizar la incorporación de la nueva información al PMM.

Título 8-3 Coordinación de los trabajos programados

Artículo 8-22 Funciones de los Integrantes

Cada Integrante deberá solicitar al Coordinador la aprobación de aquellos trabajos sobre sus instalaciones en el SM que afecten su disponibilidad, su operación, o que pongan en riesgo la

seguridad de las mismas u otras instalaciones del SM. Lo anterior se realizará mediante una solicitud de trabajo, la cual puede corresponder a:

- a) Solicitud de Precaución, en adelante SP;
- b) Solicitud de Desconexión, en adelante SD; o,
- c) Solicitud de Conexión, en adelante SC.

Asimismo, el Integrante propietario o representante de la instalación involucrada en el trabajo, deberá obtener la conformidad de los propietarios o representantes de otras instalaciones que puedan ser afectadas por los trabajos o maniobras asociados a sus solicitudes. La empresa solicitante deberá comunicar esta conformidad al Coordinador en la solicitud respectiva.

Artículo 8-23 Funciones de la empresa solicitante

La empresa solicitante deberá ingresar en cada solicitud de trabajo, la siguiente información:

- a) Tipo de la Solicitud, es decir, SP, SD o SC.
- b) Nombre de la empresa solicitante.
- c) Central, línea de transmisión o subestación, donde se encuentra la instalación a intervenir.
- d) Periodo en el que se realizará el trabajo.
- e) Instalación a intervenir.
- f) Descripción del trabajo a realizar.
- g) Nivel de riesgo que tiene el trabajo sobre la instalación a intervenir, el cual debe ser calificado por la empresa solicitante como alto o bajo. Se considera riesgo alto cuando existe alta probabilidad que, como consecuencia de los trabajos asociados a la solicitud, se produzca una falla sobre el equipo intervenido, de lo contrario se considera riesgo bajo.
- h) Informar si el trabajo corresponde a una prueba o no.
- i) Especificar si la naturaleza del trabajo implica suspensión temporal de suministro a la Empresa de Distribuidora.
- j) Especificar las condiciones requeridas, las que deberán ser acordadas con el Coordinador cuando esta última así lo plantee como consecuencia de sus análisis.
- k) Comentarios adicionales, deben ser ingresados en el ítem observaciones, incluyendo la indicación de coordinación acordada entre empresas.

Artículo 8-24 Funciones del Coordinador

Con el objeto de programar y coordinar las solicitudes de trabajos programados en cualquier instalación del sistema eléctrico, el Coordinador deberá:

- a) Definir los formatos de entrega de información por parte de las empresas solicitantes.
- b) Mantener un listado de las instalaciones sujetas a coordinación del Operadora Principal, el cual periódicamente será actualizado y publicado en su sitio web.

-
- c) Verificar los antecedentes recibidos, los cuales deben corresponder a la naturaleza de los trabajos, y verificar que las condiciones requeridas de las diferentes solicitudes no sean incompatibles entre ellas.
 - d) Analizar los trabajos solicitados, con el fin de programar aquellos en que las condiciones del sistema permiten realizar y establecer, en los casos que amerite, las condiciones operacionales que se deben aplicar para la ejecución de algún trabajo en particular.
 - e) Verificar que la empresa solicitante ha informado y coordinado debidamente a los Integrantes involucrados en los trabajos, previendo las eventuales interrupciones o restricciones de suministro a Clientes.
 - f) Poner a disposición de los Integrantes, las solicitudes de trabajos programados, especificando la resolución sobre el trabajo solicitado.
 - g) Incluir en la Programación de la Operación, según corresponda, las eventuales restricciones que imponen los trabajos asociados a los trabajos programados.

Artículo 8-25 Sistema de Ingreso y Administración de Solicitudes

El Coordinador deberá administrar en el sitio web un sistema computacional habilitado para el ingreso, programación e información de las solicitudes de trabajos programados. Este sistema será de uso obligatorio para todas las empresas solicitantes al emitir solicitudes de trabajos.

Artículo 8-26 Programación de Trabajos

Las solicitudes de trabajo deberán ser ingresadas hasta las 12:00 horas del penúltimo día hábil anterior a su ejecución.

El Coordinador podrá efectuar observaciones o solicitar antecedentes adicionales sobre cualquiera de las SP, SD o SC recibidas.

La empresa solicitante que reciba observaciones, podrá completar o aclarar la información requerida antes de las 10:00 horas del día hábil anterior al inicio de los trabajos.

En caso que el Coordinador no reciba los antecedentes en el plazo especificado, la solicitud no será programada y se informará a la empresa solicitante como “No Procesar”.

Capítulo 9. OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS MEDIANOS

Título 9-1 De la operación de los Sistemas Medianos

Artículo 9-1 Definición

La operación del sistema eléctrico es la gestión en tiempo real de las instalaciones, aplicando los principios de coordinación con el fin de preservar la seguridad del servicio y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema.

Las funciones que se desarrollan en la operación del sistema eléctrico son las siguientes:

- a) Aplicación de los programas previstos para la operación diaria. Estos son el despacho de generación y la dirección de los trabajos programados.
- b) Supervisar y controlar el comportamiento de las variables eléctricas.
- c) Corregir los desvíos que existan con respecto a la programación de la operación.
- d) Atención de fallas en el sistema eléctrico.
- e) Coordinar desconexiones de carga.
- f) Aplicación de los Planes de Recuperación de Servicio (PRS).

Es también una función de la operación del sistema eléctrico el análisis ex post para circunstancias y eventos relevantes. Lo anterior, para explicar tanto la ocurrencia de fallas importantes, como para entregar antecedentes que alimenten el proceso de mejora continua de las prácticas de operación.

Artículo 9-2 Principios de operación

El SM deberá operar con márgenes de seguridad y restricciones acordes a las características técnicas particulares de dicho sistema. La operación deberá garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones y preservar los niveles de seguridad del SM.

Artículo 9-3 Estados de operación

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

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

Artículo 9-4 Márgenes y reservas para la operación

La operación del SM deberá ser tal que permita conservar los márgenes y reservas operacionales necesarias para garantizar que, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SM y puedan provocar la salida incontrolada de las mismas.

Artículo 9-5 Márgenes de frecuencia para la operación del SM

La frecuencia nominal de cada SM es 50 [Hz], ante lo cual se deberán adoptar todas las medidas posibles para que ésta permanezca constante, aceptándose en condiciones de operación normal y régimen permanente variaciones de $\pm 1,0\%$, esto es, un valor mínimo de 49,50 [Hz] y un valor máximo de 50,50 [Hz].

Artículo 9-6 Medidas operativas para controlar tensión

En Estado Normal o Estado de Alerta, para mantener las tensiones permanentemente dentro de la banda de variación permitida en el presente Título 6-4, la Operadora Principal o los Integrantes, según sea el caso, deberá tomar medidas para las siguiente situaciones:

- a) Conexión o desconexión de bancos de condensadores shunt.
- b) Conexión o desconexión de reactores shunt.
- c) Operación de compensadores estáticos de potencia reactiva.
- d) Operación de cambiadores de taps bajo carga de transformadores.
- e) Operación de centrales generadoras con capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva.
- f) Operación de sistemas de almacenamiento de energía con capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva.

Artículo 9-7 Recuperación dinámica post contingencia

En Estado Normal o Estado de Alerta, y en condiciones inmediatamente posteriores a una Contingencia Simple, la Operadora Principal, operará el sistema utilizando los recursos y márgenes establecidos en el Título 6-6 y en el Título 6-7, con la finalidad de evitar una pérdida de estabilidad del sistema y/o dejar demanda no suministrada.

Artículo 9-8 Medidas operativas para controlar tensión en estado de emergencia

Para mantener las tensiones dentro de la banda de variación permitida en el Título 6-8, la Operadora Principal o los Integrantes, según sea el caso, deberán tomar medidas para la:

- a) Conexión o desconexión de bancos de condensadores shunt.
- b) Conexión o desconexión de reactores shunt.
- c) Operación de compensadores estáticos de potencia reactiva.
- d) Operación de cambiadores de taps bajo carga de transformadores.

- e) Operación de centrales generadoras con capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva, que estén en giro o en reserva fría.
- f) Operación de sistemas de almacenamiento de energía con capacidad de inyectar o absorber potencia reactiva.
- g) Conexión o desconexión de líneas de transmisión.
- h) Desconexión de consumos.

Artículo 9-9 Recuperación dinámica en estado de emergencia

En Estado de Emergencia, y en condiciones inmediatamente posteriores a una Contingencia Simple, la Operadora Principal, operará el sistema utilizando los recursos y márgenes establecidos en el Título 6-10 y en el Título 6-11, con la finalidad de evitar una pérdida de estabilidad del sistema y/o dejar demanda no suministrada.

Artículo 9-10 Cambio de demanda de Grandes Clientes

En la operación diaria del SM, los Grandes Clientes deberán informar a la Operadora Principal, si su consumo se desviará de lo informado para la programación de la operación, con una antelación mínima de dos horas.

Título 9-2 Centros de Control

Artículo 9-11 Definición

Un Centro de Control es una unidad especializada desde donde se supervisa, controla y opera en forma remota un conjunto de instalaciones eléctricas. En cada SM deberá existir, al menos, un Centro de Control.

Artículo 9-12 Funciones

Los CC de la Operadora Principal o los Integrantes, según sea el caso, deberán operar las instalaciones que les corresponda, de modo que el Control de Frecuencia, Control de Tensión y PRS se realicen conforme al orden de jerarquías establecido en el presente Capítulo.

Los CC deberán tener un respaldo de alimentación con una autonomía mínima de 8 horas para evitar que se interrumpa su comunicación como consecuencia de una interrupción de suministro eléctrico.

Artículo 9-13 Responsabilidades

Cada CC ejecutará las maniobras a su cargo y responsabilidad con el objeto de cumplir con la programación de la operación y los Estudios descritos en el Capítulo 7, respetando las disposiciones de

la presente NT. Adicionalmente, en los SM en que exista más de una empresa generadora, los CC deberán cumplir con las pautas generales establecidas por el CC de mayor nivel jerárquico de acuerdo al Artículo 9-14 .

Título 9-3 Jerarquías operativas con más de una empresa generadora

Artículo 9-14 Orden de jerarquías en operación

El orden de jerarquías en la operación será el siguiente:

- a) El CC del Operadora Principal.
- b) Los CC de instalaciones de generación de otros Integrantes.
- c) Los CC de transporte de otros Integrantes.
- d) Los CC de las Instalaciones de Clientes.

Artículo 9-15 Condiciones para modificar jerarquías

El orden jerárquico establecido en el artículo precedente podrá ser alterado por el CC de la Operadora Principal durante el periodo de evolución del SM 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.

Artículo 9-16 Diferencias entre operación real y programada

La Operadora Principal deberá elaborar y enviar un informe semanal al Coordinador, que contenga la información de la operación real del periodo inmediatamente anterior. El informe deberá justificar diferencias entre la operación real y la programada.

Título 9-4 Gestión del Control de Frecuencia y de Tensión

Artículo 9-17 Condiciones de participación

En el Control de Frecuencia y en el Control de Tensión participarán aquellas unidades generadoras y sistemas de almacenamiento de energía que hayan cumplido lo establecido en el Artículo 6-2 y conforme a las exigencias que se determinen mediante los Estudios establecidos en el Capítulo 7.

Artículo 9-18 Deberes de las unidades que participen del control de frecuencia

Todas las unidades generadoras y sistemas de almacenamiento de energía que participen del Control de Frecuencia 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 SM. Adicionalmente, deberán aportar, 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 7.

Artículo 9-19 Orden jerárquico de recursos para el control de tensión

Los recursos disponibles para el Control de Tensión, tanto en la etapa de programación del perfil de tensiones y el despacho de potencia reactiva, como durante la operación real, serán todos los que cumplan con lo señalado en el Artículo 6-2 .

El orden jerárquico de prioridades de uso de los recursos enunciados será el que establezca la Operadora Principal o el Coordinador, según corresponda.

Artículo 9-20 Aplicación del control de frecuencia y tensión

El personal encargado del despacho deberá instruir y aplicar los criterios definidos para la supervisión y coordinación del Control de Frecuencia y del Control de Tensión establecida en el presente capítulo.

En Estado de Alerta, el personal que opera las instalaciones deberá ejercer acciones de coordinación extraordinarias sobre las instalaciones para corregir desviaciones de las variables del SM respecto de los valores límites establecidos en el presente capítulo y de las previsiones analizadas en la programación de la operación.

En Estado de Emergencia, el personal que opera las instalaciones deberá ejercer las acciones de coordinación necesarias para restaurar la tensión a los valores límites establecidos en el presente capítulo. Estas acciones de coordinación tendrán diferente carácter y podrán comprender medidas extremas, tales como, modificaciones del despacho de generación, desconexión de Instalaciones de Transmisión, y desconexión de Instalaciones de Clientes.

Artículo 9-21 Programación del perfil de tensiones

La Operadora Principal o el Coordinador, será la encargada de realizar la programación del perfil de tensiones y el despacho de potencia reactiva para los periodos de programación de la operación. Para lo anterior la Operadora Principal o el Coordinador, según sea el caso, utilizará los Estudios establecidos en el Capítulo 7.

Artículo 9-22 Notificación de modificaciones en la información técnica

Cualquier modificación que pudiera producirse en la Información Técnica respecto de su validez o vigencia de Instalaciones de Clientes, deberá ser reingresada al Sistema de Información del Coordinador por el propietario de Instalaciones.

Título 9-5 Comunicaciones de voz operativas

Artículo 9-23 Características

Las comunicaciones a través del canal de voz serán consideradas oficiales, por lo que las indicaciones, decisiones y órdenes comunicadas serán obligatorias para los propietarios de Instalaciones de Generación, de Almacenamiento de Energía, de Transmisión y de Clientes y deberán ser grabadas.

Artículo 9-24 Archivos

Los Integrantes y la Operadora Principal tendrán la responsabilidad de conservar el archivo de las comunicaciones del canal de voz por un periodo mínimo de 3 meses. Este archivo deberá estar disponible para su consulta.

Título 9-6 Gestión de la seguridad y calidad del servicio

Artículo 9-25 Responsables

La Operadora Principal, medirá las variables que permiten evaluar y comprobar el adecuado desempeño del Control de Frecuencia, del Control de Tensión, del PRS, de equipamientos del EDAC de las Instalaciones de Clientes y equipamientos de EDAG en Instalaciones de Generación.

La Operadora Principal deberá controlar y verificar permanentemente la efectiva participación de las Instalaciones de Generación y de Almacenamiento de Energía en el Control de Frecuencia, a través de los recursos de medición, registro y señales básicas que establece la presente NT. Será responsabilidad de la Operadora Principal, determinar las variables que resulten pertinentes para cumplir con las exigencias establecidas.

Título 9-7 Coordinación de la Operación de Tiempo Real

Artículo 9-26 Obligaciones

Los propietarios de Instalaciones de Generación, Almacenamiento de Energía, Transmisión y de Clientes estarán sujetos al cumplimiento de las siguientes obligaciones:

-
- a) Deberán realizar la conexión entre sus equipamientos para efectuar las mediciones e intercambio de información de la operación del SM.
 - b) Serán responsable de la disponibilidad, operación y mantenimiento de sus equipos y conexiones destinadas a las comunicaciones.

La Operadora Principal, estará sujeta al cumplimiento de las siguientes obligaciones:

- a) Realizará el procesamiento de los datos que reciba y deba transmitir.
- b) Deberá permitir el acceso, vía publicación en su sitio web, a informes relativos a la programación y operación del SM, a la Superintendencia y la Comisión, tanto en condiciones normales de operación como de emergencia.

Título 9-8 Atención y registro de fallas

Artículo 9-27 Aviso de fallas que afecten el suministro

Toda vez que ocurra una falla en unidades de Instalaciones de Generación, de Almacenamiento de Energía, subestaciones, líneas de transmisión u otros equipos, que afecte la continuidad de suministro a Clientes, excluyendo instalaciones de distribución, el personal que opera dichas instalaciones deberá dar inmediato aviso e informar del evento al encargado de operación de la Operadora Principal.

Artículo 9-28 Información a registrar

Para efectos del cumplimiento de lo establecido en el artículo precedente, cada empresa deberá tener un registro del evento, señalando como mínimo la siguiente información:

- a) Detalle de las instalaciones afectadas.
- b) Fecha y hora de inicio de la falla.
- c) Tiempo estimado de duración de la falla.
- d) Causa presunta de la falla.
- e) Alarmas, señalizaciones y protecciones operadas.
- f) Consumos afectados por la falla.
- g) Equipos indisponibles por efecto de la falla.
- h) Acciones inmediatas llevadas a cabo por el personal a cargo de las instalaciones para la normalización del suministro.

Artículo 9-29 Elaboración de un informe de falla

A más tardar 2 días después de ocurrida la falla, cada empresa coordinará con el personal a cargo de las instalaciones afectadas por la falla la elaboración de un Informe de Falla en el cual se detallarán los hechos sucedidos, las actuaciones de protecciones que hubieren tenido lugar durante la contingencia,

los consumos interrumpidos y las maniobras de reposición ejecutadas. Este documento contendrá además la cronología de eventos, las señalizaciones de las protecciones que hubieren actuado, indicando claramente cuáles emitieron disparo 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 la hora de reposición de la demanda, ya sea parcial o total, según corresponda.

En los sistemas en que exista más de una empresa generadora, cada una de ellas deberá enviar oportunamente la información a la Operadora Principal, quién a más tardar en 5 días después de ocurrida la falla, deberá emitir un Informe de Falla.

Artículo 9-30 Condiciones de envío del informe de falla

En los casos en que los efectos de la falla se propaguen a Instalaciones de Clientes, éstos podrán enviar el correspondiente Informe de Falla a la Operadora Principal.

Título 9-9 Estudio de análisis de falla

Artículo 9-31 Estudio de análisis de falla

Los Estudios de Análisis de Fallas que debe realizar la Operadora Principal, tiene por objeto analizar aquellas contingencias que se presenten y 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.

La Operadora Principal, en base a la información recibida en los Informes de Falla y cualquier otro antecedentes o documentación sobre el incidente que se disponga en los Sistemas de Comunicación y Monitoreo, o en los sistemas de monitoreo y control, deberá elaborar un Estudio de Análisis de Falla, el que deberá ser enviado a la Superintendencia antes de 15 días hábiles desde ocurrido el evento. El Estudio de 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.

Artículo 9-32 Acciones correctivas necesarias y su implementación

Si del Estudio de Análisis Falla efectuado por la Operadora Principal, se concluye que existió mal funcionamiento de algún elemento de maniobra, protección o control, la Operadora Principal, deberá informar a la Superintendencia acerca de las acciones correctivas que se deben adoptar, junto con el Estudio de Análisis de Falla.

Título 9-10 Plan de Recuperación de Servicio

Artículo 9-33 Responsables

Las bases sobre las que se sustenta el PRS están constituidas por los resultados de los estudios establecidos en el Capítulo 7, 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 9-34 Condiciones para la aplicación

El personal a cargo de la operación de las instalaciones deberá confirmar la existencia de un Apagón Total o Apagón Parcial, a partir de la información del estado operativo de las instalaciones del SM que se le informe o esté disponible el Sistema de Comunicación y Monitoreo. El personal a cargo de la coordinación de la operación de las instalaciones, deberá instruir a los encargados de operar las instalaciones que estén dentro de las zonas afectadas, la aplicación del PRS.

Artículo 9-35 Modificación del PRS

En caso de que la Operadora Principal o los Integrantes, según sea el caso, detecten un desempeño incorrecto o deficiente del PRS, se deberán determinar las causas de dicha deficiencia y corregir dicho desempeño, el que deberá ser informado a la Operadora Principal, para que ésta revise el PRS vigente.

Título 9-11 Medidas de transferencias económicas

Artículo 9-36 Interrogación de los equipos de medida

Los Integrantes serán los responsables del correcto funcionamiento de los enlaces de comunicaciones entre los sistemas de interrogación remota y de todo el equipamiento de medida que corresponda a las mediciones que debe entregar para las transferencias económicas. Sin perjuicio de las

responsabilidades señaladas, los Integrantes podrán asignar la administración de los enlaces de comunicaciones y del equipamiento de medida con algún tercero, lo cual deberán informar previamente al Comité.

El acceso directo a las medidas del medidor de los Integrantes, 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.

Artículo 9-37 Configuración de los equipos de medida

La configuración de los Equipos de Medida debe cumplir con los siguientes puntos:

- a) Las dimensiones de las variables medidas y calculadas son las siguientes:
 - i. Energía Activa kWh (kilowatt-hora).
 - ii. Energía Reactiva kVARh (kiloVAr-hora).
 - iii. Tensión por fase V (Volts).
 - iv. Corriente por fase A (Amperes).
 - v. Tensión Promedio por fase V (Volts).
 - vi. Corriente Promedio A (Amperes)
- b) La data debe presentarse en periodos de integración de 15 minutos.
- c) La data de los primeros 15 minutos luego de la medianoche debe corresponder al registro del periodo 00:15.
- d) La cantidad de periodos de data debe ser igual a la cantidad de periodos correspondientes al tiempo transcurrido.
- e) Flujo de las Energías: En los canales directos (delivered) se debe registrar los retiros, y en los canales reversos (received) se debe registrar las inyecciones.

Artículo 9-38 Información a entregar respecto a los equipos de medida

Los Integrantes deberán entregar, como mínimo, la siguiente información técnica de los EM:

- a) Punto de Medida asociado.
- b) Certificado de Fabricante del EM.
- c) Certificado de Exactitud del EM.
- d) Constante de lectura (transformación asociada a los EM).
- e) IP asociada al medidor que permita el acceso al equipo.
- f) Unilineal indicando la ubicación física del medidor.
- g) Coordenadas geo-referenciales (datum WGS84).

Dicha información deberá ser entregada al Comité, cada vez que se instale, reemplace o modifique un EM, a objeto de realizar las modificaciones necesarias para no afectar los respectivos procesos de transferencias económicas.

Adicionalmente, cada Comité definirá el detalle de la información complementaria que requiere, indicando antecedentes, formato, periodicidad, metodología de envío y revisión.

Artículo 9-39 Cálculo de las transferencias económicas

Con frecuencia mensual el Comité deberá determinar un balance de las transferencias económica que dé origen a los pagos entre los Integrantes.

Capítulo 10. INFORMACIÓN TÉCNICA

Título 10-1 Objetivo y alcances

Artículo 10-1 Información técnica del SM

El objetivo del presente capítulo es especificar la Información Técnica del SM que los propietarios de instalaciones de un SM deberán ingresar al Sistema de Información del Coordinador.

Sin perjuicio de la información requerida en los siguientes artículos, el Coordinador, en el ejercicio del cumplimiento de sus funciones, podrá solicitar información adicional a los propietarios de instalaciones.

Artículo 10-2 Responsables de verificar la información técnica

Será responsabilidad de cada propietario, asegurar la calidad de la información publicada, por lo que, en caso de existir dudas sobre la información entregada por los Integrantes, ésta deberá ser informada a la Superintendencia.

Título 10-2 Líneas de transmisión

Artículo 10-3 Información técnica de líneas de transmisión

Los propietarios de líneas de transmisión deberán entregar la siguiente información:

- a) Tensión nominal [kV].
- b) Longitud [km].
- c) Resistencia de secuencia positiva [Ω /km].
- d) Reactancia de secuencia positiva [Ω /km].
- e) Susceptancia de secuencia positiva [$10^{-6}/\Omega$ -km].
- f) Resistencia de secuencia cero [Ω /km].
- g) Reactancia de secuencia cero [Ω /km].
- h) Susceptancia de secuencia cero [$10^{-6}/\Omega$ -km].
- i) Límite térmico permanente [A].
- j) Límite térmico transitorio [A].
- k) Potencia nominal reactor de línea en terminal inicial [MVar].
- l) Reactancia de neutro del reactor de línea en terminal inicial [Ω].
- m) Potencia nominal reactor de línea en terminal final [MVar].
- n) Reactancia de neutro del reactor de línea en terminal final [Ω].
- o) Sección del conductor [mm²].

- p) Tipo de conductor (ACSR, ACAR, entre otros).
- q) Número de circuitos.
- r) Número de conductores por fase.
- s) Sección del cable de guardia [mm²].
- t) Material del cable de guardia.
- u) Resistividad del terreno [Ω -m].
- v) Material y tipo de torre más representativa del tramo o tramos de línea incluyendo la distribución geométrica de sus conductores.
- w) Característica de la aislación más representativa.
- x) Cantidad de estructuras de suspensión, remate y anclaje.
- y) Fecha de interconexión.
- z) Fecha prevista de salida de servicio activo.
- aa) Sistemas de protección, según Artículo 10-10 de la presente NT.
- bb) Perfil longitudinal con ubicación de las estructuras.
- cc) Planos de diseño de la familia de estructuras con sus respectivos cuadros de cargas.

Para los literales i) y j) del presente artículo, el Límite Térmico de las líneas de transmisión informado por los Integrantes deberá considerar las características del conductor, la cantidad de conductores por fase, la temperatura que ocasiona la flecha máxima del conductor, la velocidad del viento considerada, el efecto de la radiación solar y otros factores limitantes, así como la capacidad de sobrecarga admisible en función del tiempo, considerando a lo menos las condiciones meteorológicas y/o condiciones iniciales de operación. Los valores informados deberán estar debidamente justificados en un informe especial para tal efecto.

Adicionalmente, se deberán especificar otros factores limitantes, tales como transformadores de corriente y bobinas de onda portadora.

Para los literales k) y m) del presente artículo, se deberá especificar si dichos equipos son o no desconectables.

Título 10-3 Equipos de transformación

Artículo 10-4 Información técnica de equipos de transmisión

Los propietarios de los equipos de transformación deberán entregar la siguiente información:

- a) Capacidades nominales en [MVA], para las distintas etapas de refrigeración que posea el transformador.
- b) Impedancia de secuencia positiva, indicando base o referencia de cálculo.
- c) Impedancia de secuencia cero, indicando base o referencia de cálculo.
- d) Relación de Transformación y tensiones nominales.
- e) Grupo de conexión.

- f) Pérdidas en vacío.
- g) Pérdidas a plena carga.
- h) Método de conexión a tierra del neutro (sólidamente conectado a tierra, vía impedancia u otro método).
- i) Tipo de cambiador de tap (en vacío o en carga), cantidad de pasos y rango de regulación.
- j) Máxima sobrecarga admisible y curva de sobrecarga sin pérdida de vida útil, parametrizada en función de niveles de carga previa y temperatura ambiente.
- k) Sistemas de protección, según el Artículo 10-10 de la presente NT.
- l) Fecha de interconexión.

Título 10-4 Interruptores de maniobra

Artículo 10-5 Información técnica de interruptores de maniobra

Los propietarios de los interruptores de maniobra deberán entregar la siguiente información:

- a) Tensión nominal.
- b) Corriente nominal.
- c) Capacidad de ruptura, simétrica y asimétrica.
- d) Capacidad de cierre en cortocircuito.
- e) Ciclo de operación nominal.
- f) Tiempo de operación.
- g) Tipo de medio aislante (aceite, neumático, SF6, vacío, entre otros).
- h) Modo de accionamiento (monopolar o tripolar).
- i) Especificación de la norma de fabricación.
- j) Sistemas de protección, según el Artículo 10-10 de la presente NT.
- k) Fecha de interconexión.

Título 10-5 Subestaciones

Artículo 10-6 Información técnica de las subestaciones

Para las subestaciones, la información deberá ser entregada según barras por nivel de tensión y su respectiva capacidad térmica, en función de la temperatura ambiente y temperatura conductor (Tabla de Relación Corriente - Temperatura).

- a) Equipos de transformación.
- b) Interruptores por paño.
- c) Seccionadores y acopladores.
- d) Conexiones de puesta a tierra.
- e) Equipos de medición.

- f) Equipos de sincronización.
- g) Equipos de comunicaciones.
- h) Sistemas de protección, según el Artículo 10-10 de la presente NT.
- i) Transformadores de medida (corriente y tensión).
- j) Pararrayos.
- k) Diagrama unilineal de la subestación, señalando la capacidad nominal de todos los equipos primarios.
- l) Plano de planta y elevación de la subestación.
- m) Plano de la malla de tierra, aérea y subterránea.
- n) Diagramas unilineales de los servicios auxiliares de CA y CC.

Título 10-6 Dispositivos de reconexión de líneas de transmisión

Artículo 10-7 Información técnica de dispositivos de reconexión

Los propietarios de dispositivos de reconexión de líneas deberán entregar la siguiente información:

- a) Tipo de dispositivo.
- b) Tipo de operación (monopolar, tripolar, instantáneo, sincroverificado).
- c) Tiempo de reconexión.
- d) Número de intentos de reconexión.
- e) Tiempos de reposición.

Título 10-7 Equipos de compensación de potencia reactiva

Artículo 10-8 Información técnica de equipos de compensación

Los propietarios de los equipos de compensación de potencia reactiva deberán entregar la siguiente información:

- a) Tipo de equipo.
- b) Capacidad nominal total y de cada una de las etapas en [MVar].
- c) Tensión nominal [kV].
- d) Rango de operación.
- e) Características del control automático.
- f) Puntos de Conexión.
- g) Sistemas de protección, según el Artículo 10-10 de la presente NT.
- h) Fecha de interconexión.

Título 10-8 Otros equipos de control del sistema de transmisión

Artículo 10-9 Información técnica de equipos de control

Los propietarios de los equipos de control deberán entregar la siguiente información:

- a) Tipo de equipo.
- b) Características técnicas.
- c) Esquema de funcionamiento y modo de operación.
- d) Capacidad nominal.
- e) Rango de operación.
- f) Características del control principal.
- g) Señales de control suplementaria.
- h) Punto de Conexión.
- i) Sistemas de protección, según el Artículo 10-10 de la presente NT.
- j) Fecha de interconexión.

Título 10-9 Sistemas de protección

Artículo 10-10 Información técnica de sistemas de protección

Los propietarios de sistemas de protección de sus instalaciones en operación o en proceso de puesta en servicio deberán entregar la siguiente información:

- a) Tipo de relé de protección o el tipo de función en caso de ser relés multifunción.
- b) Características de operación.
- c) Rangos de operación.
- d) Ubicación en el sistema, mediante diagrama unilineal funcional con puntos de medida y vías de desenganche.
- e) Ajustes.
- f) Procedimiento de lectura e interpretación del significado de cada alarma o indicación o registro oscilográfico.

Esta información deberá ser organizada para el conjunto de las instalaciones del SM, considerando una estructuración:

- a) Por central o subestación.
- b) Por nivel de tensión de la barra.
- c) Por paño.

Cada modificación a estos valores que se realice en terreno deberá ser informado por el Integrante en un plazo máximo de 5 días desde la fecha de su concreción. Asimismo, las coordinaciones serán informadas a la Superintendencia, si ella lo solicita, en la forma y oportunidad que ésta determine.

Título 10-10 Unidades generadoras

Artículo 10-11 Información técnica general de unidades generadoras

Los propietarios de unidades generadoras deberán entregar la siguiente información:

- a) Identificación de las centrales de su propiedad, indicando para cada una el nombre, tipo, características generales y comuna y región de emplazamiento. Adicionalmente, tratándose de centrales hidroeléctricas, deberán informar la o las comunas en que se emplazan la bocatoma, la sala de máquina, la represa y el embalse.
- a) Cantidad de unidades generadoras.
- b) Puntos de Conexión al SM a través de los cuales inyecta energía.
- c) Para cada unidad generadora:
 - i. Potencia máxima Bruta [MW], para cada tipo de combustible con el que pueda operar.
 - ii. Consumos propios como porcentaje de la Potencia máxima Bruta.
 - iii. Capacidad máxima, potencia neta efectiva [MW].
 - iv. Potencia mínima técnica [MW], para cada tipo de combustible con el que pueda operar.
 - v. Tensión nominal.
 - vi. Factor de potencia nominal.
 - vii. Método de conexión del neutro a tierra.
 - viii. Fecha de interconexión.

Artículo 10-12 Información específica de unidades generadoras

Los propietarios de unidades generadoras deberán entregar la siguiente información:

- a) Reactancia sincrónica de eje directo, X_d .
- b) Reactancia sincrónica de eje en cuadratura, X_q .
- c) Reactancia de secuencia cero, x_0 .
- d) Resistencia de secuencia cero, r_0 .
- e) Reactancia de secuencia negativa, x_2 .
- f) Resistencia de secuencia negativa, r_2 .
- g) Reactancia subtransitoria saturada, x''_{dsat} .
- h) Resistencia del estator.
- i) Constante de tiempo transitoria de cortocircuito eje directo, T'_d .
- j) Constante de tiempo transitoria de cortocircuito eje en cuadratura, T'_q .
- k) Constante de tiempo subtransitoria de cortocircuito eje directo, T''_d .

- l) Constante de tiempo subtransitoria de cortocircuito eje en cuadratura, $T''q$.
- m) Reactancia transitoria de eje directo, $X'd$.
- n) Reactancia transitoria de eje en cuadratura, $X'q$.
- o) Reactancia subtransitoria de eje directo, $X''d$.
- p) Reactancia subtransitoria de eje en cuadratura, $X''q$.
- q) Reactancia de saturación de Potier, X_p .

Adicionalmente, se deberá entregar:

- a) Curva de magnetización de la unidad generadora a circuito abierto para las siguientes condiciones:
 - i. 120% de la tensión nominal.
 - ii. 110% de la tensión nominal.
- b) Sistemas de protección, según el Artículo 10-10 de la presente NT.

Artículo 10-13 Información técnica de unidades generadoras

Los propietarios de máquinas motrices de las unidades generadoras deberán entregar la siguiente información:

- a) Tipo de máquina (turbina hidráulica, turbina de vapor, turbina de gas, motor de combustión interna, entre otras) indicando, si corresponde, combustible primario utilizado y otros combustibles con los que pueda operar;
- b) Principales características técnicas (marca, fabricante, año de fabricación, potencia nominal, potencias máxima y mínima técnica, velocidad nominal en [rpm], sobrevelocidad máxima admisible, curvas características dadas por el fabricante); y
- c) Constante de inercia mecánica (H) del conjunto máquina motriz-generator (incluyendo compresor cuando corresponda), tiempo de lanzamiento (T_a [s]) y factor GD^2 [kgm²].

Para el caso de turbinas hidráulicas se deberá entregar:

- a) Constante de tiempo de arranque de la columna de agua (TW).

Para el caso de turbinas a vapor se deberá entregar:

- a) Diagrama de bloques de la turbina.
- b) Fracción de potencia desarrollada en cada etapa (HP, IP, LP).
- c) Constantes de tiempo del vapor en cada etapa (HP, IP, LP).
- d) Curvas características de la turbina.
- e) Gradiente máximo de toma de carga y de reducción de carga [MW/min].
- f) Restricciones para el funcionamiento en subfrecuencia.

Para el caso de turbinas a gas se deberá entregar:

- a) Diagrama de bloques de la turbina.

- b) Constantes de tiempo (dinámica de la turbina, combustor, compresor y gases de escape).
- c) Curvas características de la turbina.
- d) Tipos de combustible y consumos específicos.
- e) Restricciones para el funcionamiento en subfrecuencia.

Para el caso de turbinas eólicas se deberá entregar:

- a) Curva característica de la potencia de salida en función de la velocidad del viento.

Para el caso de parques fotovoltaicos se deberá entregar:

- a) Curva característica de la potencia de salida en función de la radiación solar.
- b) Curva característica I-V y P-V de cada inversor y la curva equivalente de todos los inversores del parque, para diferentes niveles de irradiación.

Artículo 10-14 Fuente primaria de energía de las unidades generadoras

Los propietarios de unidades generadoras deberán entregar la siguiente información sobre su fuente primaria de energía:

Para el caso de unidades hidroeléctricas:

- a) Principales características técnicas, incluyendo capacidades máximas, del sistema de aducción hidráulica (memoria descriptiva, diagrama con la vista en corte longitudinal y dimensiones físicas de canales de la tubería de aducción, conducción forzada, distribuidor y difusor);
- b) Esquema hidráulico de afluentes, canales o túneles de aducción, canales de riego, embalse y/o estanque de regulación;
- c) En el caso de existir canales de riego se deben indicar los compromisos de riego que afecten la producción, como también cualquier otro compromiso o restricción, ambiental u otra, que afecte la disponibilidad de agua de la unidad;
- d) Para el caso de canales y túneles de aducción se debe informar sobre las capacidades máximas expresadas en metros cúbicos por segundo [m³/s];
- e) En el caso de embalses se debe proporcionar la curva de embalse en volumen y energía en función de la cota expresada en metros sobre el nivel del mar [msnm];
- f) En el caso de estanques de regulación se debe indicar su volumen máximo y su equivalente en energía;
- g) Potencia Bruta en [MW] en función del caudal turbinado y, si corresponde, en función de la cota del embalse; y
- h) Estadísticas de caudales medidos en [m³/s] desde el año hidrológico 1960-61. Esta estadística deberá ser complementada al inicio de cada año con la estadística real registrada el año inmediatamente anterior.

Para el caso de unidades termoeléctricas con turbinas de vapor:

- a) Principales características técnicas de la caldera (marca, fabricante, año de fabricación, memoria descriptiva del proceso de producción de vapor, tipo de combustible, consumo específico);
- b) Modelo simplificado de la caldera, incluyendo la constante de tiempo de acumulación de vapor, parámetros asociados al proceso de recalentamiento de vapor, modelo y parámetros del sistema de control de aire y combustible, modelo y parámetros del regulador de presión con sus correspondientes ajustes;
- c) Estados de operación restringidos (entrada/salida de quemadores, apertura de válvulas parcializadoras, niveles de vibración inadmisibles, entre otras); y
- d) Toda otra restricción o compromiso, ambiental u otro, que afecte la producción de la unidad.

Para el caso de parques eólicos:

- a) Distribución de frecuencia para velocidad del viento;
- b) Potencia y energía generable; y
- c) Estadística de vientos medidos en el lugar de emplazamiento del parque eólico desde al menos los últimos 3 años anteriores a la puesta en servicio de las unidades. Esta estadística deberá ser complementada al inicio de cada año con la estadística real registrada el año inmediatamente anterior.

Para el caso de parques fotovoltaicos:

- a) Potencia y energía generable mensual con probabilidad de excedencia 20%, 50% y 80%, con distribución horaria.
- b) Estadística de radiación solar sobre un plano horizontal medida en el lugar de emplazamiento del parque fotovoltaico desde al menos los últimos 3 años anteriores a su puesta en servicio. Esta estadística deberá ser complementada al inicio de cada año con la estadística real registrada el año inmediatamente anterior.

Artículo 10-15 Controlador de carga/velocidad de las unidades generadoras

Los propietarios de Controlador de Carga/Velocidad de las unidades generadoras de los equipos de control deberán entregar la siguiente información:

- a) Principales características técnicas (marca, fabricante, año de fabricación, tipo de controlador: PI o PID, mecánico-hidráulico, electro-hidráulico, digital-electro-hidráulico, entre otros).
- b) Banda muerta ajustable (rango de ajuste, calibración actual).
- c) Estatismo permanente (rango de ajuste, valor actual).
- d) Compensaciones dinámicas (amortiguamientos del regulador).
- e) Diagramas funcionales del lazo de regulación de velocidad con sus respectivos parámetros (ganancias y constantes de tiempo con sus rangos de ajuste y valor actual; características de válvulas, límites, zonas muertas, entre otros).

-
- f) Para el caso de que la central cuente con un control centralizado de generación, el Integrante deberá proveer el diagrama funcional de la unidad de mando remoto que interactúa con las consignas individuales de carga de las unidades generadoras, informando sus respectivos parámetros.
 - g) Resultados de los ensayos del lazo de control automático de velocidad/carga de la unidad generadora, realizados a los efectos de identificar con precisión la respuesta dinámica de este sistema de control incluyendo automatismos asociados como el cierre rápido de válvulas (fastvalving) o reducción controlada de generación (RCG).
 - h) Tiempos de crecimiento (Tr) y establecimiento (Ts) medidos sobre la respuesta en potencia (Tr: tiempo que demora la señal en pasar del 10% al 90% del valor final; Ts: tiempo necesario para que la señal ingrese dentro de una banda de ± 10 alrededor del valor final deseado).

Para el caso de turbinas hidroeléctricas:

- a) Estatismo transitorio (rango de ajuste, calibración actual).
- b) Constante de Tiempo de Amortiguamiento Tdo Constantes Proporcional (KP), integral (KI) y derivativa (KD) del compensador dinámico directo.
- c) Características del limitador electrónico de carga.

Para el caso de turbinas a vapor:

- a) En caso que el Controlador de Carga/Velocidad tenga compensaciones dinámicas, proveer la función transferencia con todos sus parámetros.
- b) Variador de velocidad/consigna (indicar si el consignador de carga se basa en potenciómetro motorizado, consignador estático, entre otros).
- c) Gradiente de toma de carga [MW/min].
- d) Características del limitador de carga.

Para el caso de turbinas a gas:

- a) En caso de que el Controlador de Carga/Velocidad tenga compensaciones dinámicas, proveer la función transferencia con todos sus parámetros.
- b) Diagrama de bloques y parámetros del control de aceleración.
- c) Diagrama de bloques y parámetros del control de temperatura de gases de escape.
- d) Diagrama de bloques y parámetros del control del caudal de aire de entrada al compresor (IGV).
- e) Características del limitador electrónico de carga.

Para el caso de motores de combustión interna:

- a) Diagrama de bloques del controlador de velocidad/carga con sus correspondientes compensaciones dinámicas y filtros de supresión de frecuencias torsionales.
- b) Relación estática del motor y retardo TD asimilable al tiempo de reacción de la combustión en los cilindros.
- c) Dinámica del turbocargador, representada por la ganancia KTC y la constante de tiempo TC.

- d) Factor de reducción del torque mecánico del motor en función de la relación equivalente combustible/aire.

Para el caso de turbinas eólicas:

- a) Diagrama de bloques del Controlador de Carga/Velocidad, con sus correspondientes compensaciones dinámicas.

Para el caso de parques eólicos y fotovoltaicos:

- a) Características, rango de ajuste y diagrama de bloques del Controlador Frecuencia/Potencia, con sus correspondientes compensaciones dinámicas.
- b) Características, rango de ajuste y diagrama de bloques del Controlador de arranque y de subida de carga, con sus correspondientes compensaciones dinámicas.

Artículo 10-16 Controlador de tensión o potencia reactiva

Los propietarios de Controlador de Tensión o Controlador de Potencia Reactiva las unidades generadoras deberán entregar la siguiente información:

- a) Diagrama de bloques con sus correspondientes parámetros de control.
- b) Ganancia estática.
- c) Corrientes máximas y mínimas de excitación.
- d) Limitadores del sistema de excitación.
- e) Diagrama de bloques con los correspondientes parámetros de control del PSS.
- f) Tensiones Máxima y Mínima Admisible, Sistema de protecciones y ajustes, incluyendo:
 - i. Márgenes de subexcitación y sobreexcitación.
 - ii. Diagrama PQ de cada una de sus unidades generadoras. La información suministrada debe corresponder a los protocolos o ensayos de recepción de la unidad proporcionados por el fabricante, u obtenida por medio de ensayos realizados sobre la unidad generadora, o bien, de cualquier otra documentación del propietario que confirme que tal diagrama corresponde al diseño de la unidad generadora, y por ende está garantizado.
 - iii. Para el caso de parques eólicos o fotovoltaicos se informarán los datos del fabricante del equipamiento correspondientes a los protocolos o ensayos de recepción de las unidades generadoras o equipos accesorios u obtenidas por medio de ensayos realizados sobre las mismas, o bien, de cualquier otra documentación del propietario que confirme que la zona de operación del parque entregando o absorbiendo reactivos corresponde al diseño aprobado de éste.
 - iv. Zonas prohibidas de generación de potencia activa y reactiva.

Título 10-11 Equipos de almacenamiento de energía

Artículo 10-17 Información técnica de los equipos de almacenamiento de energía

Los propietarios de Equipos de Almacenamiento de Energía deberán entregar la siguiente información:

- a) Tipo de equipo.
- b) Capacidad nominal, en sus modos de carga y descarga en [kW].
- c) Capacidad de almacenamiento [kWh].
- d) Tensión nominal [kV].
- e) Rango de operación en función del tiempo (Potencia v/s Tiempo).
- f) Cartas de potencia nominal versus profundidad de descarga.
- g) Características del control automático.
- h) Protocolos de comunicación.
- i) Puntos de Conexión.
- j) Vida útil expresada en tiempo de operación y cantidad de operaciones de conexión y desconexión. Ésta puede ser expresada en ciclos de carga/descarga o ciclos completos si la tecnología lo utiliza como métrica.
- k) Sistemas de protección, según el Artículo 10-10 de la presente NT.
- l) Fecha de interconexión.
- m) Protecciones químicas, mecánicas, eléctricas, anti incendios y medioambientales.

Título 10-12 Instalaciones de Clientes

Artículo 10-18 Información técnica de las Instalaciones de Clientes

Los propietarios de Instalaciones de Clientes deberán entregar la siguiente información:

- a) Puntos de Control a través de los cuales físicamente retira su energía (no comercialmente).
- b) Capacidad de sus instalaciones para el Control de Tensión.
- c) Consumo de energía y potencia previstas para los siguientes 2 años calendario en periodos mensuales, bajo las siguientes hipótesis: más probable, alta y baja.
- d) Características de las curvas de carga típicas.
- e) Demanda en horas de máxima carga.
- f) Posibilidades de demanda flexible (interrumpible).
- g) Dependencia de la carga, en sus componentes activa y reactiva, con las variaciones de frecuencia y tensión.
- h) Características dinámicas de la carga en sus componentes activa y reactiva.
- i) Fecha de puesta en servicio de nuevas instalaciones o ampliaciones de las existentes.
- j) Sistemas de protección, según el Artículo 10-10 de la presente NT.
- k) Potencia conectada.

Capítulo 11. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 11-1 Implementación Capítulo 3

Cada Integrante deberá informar a la Superintendencia, al Coordinador y a la Comisión, a más tardar el 30 de abril de 2018, el estado de cumplimiento de las exigencias que establece el Capítulo 3 respecto de sus instalaciones, debiendo indicar el plazo en el cual ejecutará las adecuaciones pertinentes, presentando un plan de trabajo con una duración acorde a la magnitud de las adecuaciones a realizar, el cual no podrá superar 24 meses, contados desde la comunicación referida.

Respecto de aquellos proyectos de generación y transmisión cuya ejecución y construcción sea decretada en los respectivos planes de expansión a que dé origen el actual proceso de tarificación y expansión de los SM, correspondiente al periodo 2019 - 2022, y su entrada en operación sea anterior al 01 de enero del 2020, el plan de trabajo mencionado deberá ser presentado por el responsable con una anticipación de, al menos, dos meses respecto de la fecha de entrada en operación del proyecto.

Artículo 11-2 Evaluación de Grandes Clientes del SM

Para Clientes que cumplan con la definición de Gran Cliente, de acuerdo al Artículo 1-4 , el primer cálculo de su capacidad instalada se iniciará al momento de la publicación de la presente NT.

Artículo 11-3 Estudios eléctricos

Mientras los estudios establecidos en el Capítulo 7 no estén finalizados, las exigencias técnicas aplicables corresponderán a las que se encuentren actualmente vigentes. Esta consideración es válida para los estudios asociados al proceso de tarificación y expansión de los SM, correspondiente al periodo 2019 - 2022.

El Coordinador será el responsable de elaborar el plan de realización de los estudios, los que deberán estar finalizados, a más tardar, el 30 de junio del 2018.

Artículo 11-4 Sistema de Monitoreo

El sistema de monitoreo indicado en el Capítulo 5, deberá ser incorporado al Sistema de Medición, Monitoreo y Control de cada Empresa Distribuidora una vez que éste sea implementado de acuerdo a lo indicado en la NTD y sus anexos.

Artículo 11-5 Sistema de Medidas para Transferencias Económicas

Para efectos del actual proceso de tarificación y expansión de los SSMM correspondiente al periodo 2018-2021, no serán exigibles las obligaciones establecidas en el Título 5-5 en aquellos sistemas en



que existe más de una empresa generadora. En el desarrollo de dicho proceso se considerarán las características actuales de los sistemas de medida de tales sistemas.

Artículo 11-6 Sistema de Información del Coordinador

Mientras el Sistema de Información del Coordinador no esté implementado en su totalidad, los procesos contemplados en la presente NT deberán utilizar la información que los responsables de tales procesos dispongan.

