



***NORMA TÉCNICA DE
SEGURIDAD
Y CALIDAD DE SERVICIO***

Abril-Junio 2025

Santiago de Chile

ÍNDICE

| | | |
|-------------------|--|-----------|
| CAPÍTULO 1 | : TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES..... | 6 |
| TÍTULO 1-1 | OBJETIVO Y ALCANCE..... | 7 |
| TÍTULO 1-2 | ABREVIATURAS Y DEFINICIONES..... | 9 |
| CAPÍTULO 2 | : FUNCIONES, ATRIBUCIONES Y OBLIGACIONES | 28 |
| TÍTULO 2-1 | OBJETIVO Y ALCANCE..... | 29 |
| TÍTULO 2-2 | DE LAS FUNCIONES DE OPERACIÓN DEL COORDINADOR | 30 |
| TÍTULO 2-3 | DE LAS FUNCIONES DE PEAJE DEL COORDINADOR | 32 |
| TÍTULO 2-4 | DE LAS FUNCIONES DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DEL COORDINADOR..... | 33 |
| TÍTULO 2-5 | DE LOS COORDINADOS | 34 |
| TÍTULO 2-6 | DE LAS FUNCIONES DE DESPACHO Y CONTROL DEL COORDINADOR..... | 35 |
| CAPÍTULO 3 | : EXIGENCIAS MÍNIMAS PARA DISEÑO DE INSTALACIONES..... | 36 |
| TÍTULO 3-1 | OBJETIVO Y ALCANCE..... | 37 |
| TÍTULO 3-2 | EXIGENCIAS GENERALES | 38 |
| TÍTULO 3-3 | INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA..... | 40 |
| TÍTULO 3-4 | INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN | 55 |
| TÍTULO 3-5 | INSTALACIONES DE CLIENTES | 56 |
| TÍTULO 3-6 | REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA LA INTERCONEXIÓN Y MODIFICACIÓN DE INSTALACIONES | 58 |
| TÍTULO 3-7 | REQUISITOS SÍSMICOS PARA INSTALACIONES ELECTRICAS DE ALTA TENSIÓN..... | 59 |
| TÍTULO 3-8 | EXIGENCIAS MÍNIMAS DE INSTALACIONES BASADAS EN CONVERTIDORES QUE SE CONECTEN AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL..... | 60 |
| CAPÍTULO 4 | : EXIGENCIAS MÍNIMAS PARA SISTEMAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN | 61 |
| TÍTULO 4-1 | OBJETIVO Y ALCANCE..... | 62 |
| TÍTULO 4-2 | SISTEMA DE INFORMACION EN TIEMPO REAL | 64 |
| TÍTULO 4-3 | COMUNICACIONES DE VOZ OPERATIVAS | 68 |
| TÍTULO 4-4 | SISTEMA DE MONITOREO..... | 70 |
| TÍTULO 4-5 | SISTEMA DE MEDIDAS DE TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS | 71 |
| CAPÍTULO 5 | : EXIGENCIAS PARA ESTÁNDARES DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO .. | 74 |
| TÍTULO 5-1 | OBJETIVO Y ALCANCE..... | 75 |
| TÍTULO 5-2 | EXIGENCIAS GENERALES | 76 |
| TÍTULO 5-3 | ESTÁNDARES PARA INSTALACIONES DE CLIENTES | 78 |
| TÍTULO 5-4 | ESTÁNDARES DE INSTALACIONES DEL SEN PARA ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA | 81 |
| TÍTULO 5-5 | LÍMITES DE TRANSMISIÓN EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA | 84 |

| | |
|--|-------------------|
| <u>TÍTULO 5-6 ESTÁNDARES DE RECUPERACIÓN DINÁMICA EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA</u> | <u>86</u> |
| <u>TÍTULO 5-7 MÁRGENES DE ESTABILIDAD Y SEGURIDAD EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA</u> | <u>91</u> |
| <u>TÍTULO 5-8 ESTÁNDARES EN INSTALACIONES DEL SEN PARA ESTADO DE EMERGENCIA</u> | <u>94</u> |
| <u>TÍTULO 5-9 LÍMITES DE TRANSMISIÓN EN ESTADO DE EMERGENCIA</u> | <u>96</u> |
| <u>TÍTULO 5-10 ESTÁNDARES DE RECUPERACIÓN DINÁMICA EN ESTADO DE EMERGENCIA</u> | <u>97</u> |
| <u>TÍTULO 5-11 MÁRGENES DE ESTABILIDAD Y SEGURIDAD EN ESTADO DE EMERGENCIA</u> | <u>98</u> |
| <u>TÍTULO 5-12 ESTÁNDARES DE CALIDAD DEL SUMINISTRO EN INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN</u> | <u>99</u> |
| <u>TÍTULO 5-13 EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DEL CONTROL DE FRECUENCIA Y CONTROL DE TENSIÓN</u> | <u>103</u> |
| <u>TÍTULO 5-14 ESTÁNDARES DE CALIDAD DE PRODUCTO ELÉCTRICO</u> | <u>105</u> |
| <u>TÍTULO 5-15 ESTÁNDARES DE ROBUSTEZ DEL SEN</u> | <u>111</u> |
| <u>CAPÍTULO 6 : ESTUDIOS PARA PROGRAMACIÓN DE LA SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO</u> | <u>114</u> |
| <u>TÍTULO 6-1 OBJETIVO Y ALCANCE</u> | <u>115</u> |
| <u>TÍTULO 6-2 INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES Y EQUIPAMIENTOS</u> | <u>116</u> |
| <u>TÍTULO 6-3 HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN</u> | <u>120</u> |
| <u>TÍTULO 6-4 ESTUDIO DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO</u> | <u>122</u> |
| <u>TÍTULO 6-5 ESTUDIO DE RESTRICCIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN</u> | <u>123</u> |
| <u>TÍTULO 6-6 ESTUDIO DE VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES</u> | <u>125</u> |
| <u>TÍTULO 6-7 ESTUDIO PARA ANÁLISIS DE FALLA</u> | <u>127</u> |
| <u>TÍTULO 6-8 ESTUDIO DE REQUERIMIENTO DE ROBUSTEZ</u> | <u>130</u> |
| <u>CAPÍTULO 7 : GESTIÓN DE LA SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO</u> | <u>131</u> |
| <u>TÍTULO 7-1 OBJETIVO Y ALCANCE</u> | <u>132</u> |
| <u>TÍTULO 7-2 JERARQUÍAS OPERATIVAS</u> | <u>133</u> |
| <u>TÍTULO 7-3 OPERACIÓN EN ISLA</u> | <u>134</u> |
| <u>TÍTULO 7-4 CONTROL DE TENSIÓN</u> | <u>135</u> |
| <u>TÍTULO 7-5 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO</u> | <u>141</u> |
| <u>CAPÍTULO 8 : HABILITACIÓN Y MONITOREO DE INSTALACIONES</u> | <u>145</u> |
| <u>TÍTULO 8-1 OBJETIVO Y ALCANCE</u> | <u>146</u> |
| <u>TÍTULO 8-2 HABILITACIÓN DE INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN</u> | <u>147</u> |
| <u>TÍTULO 8-3 HABILITACIÓN DE SISTEMAS DE CONTROL, SISTEMAS DE EXITACIÓN Y PSS</u> | <u>148</u> |
| <u>TÍTULO 8-4 AUDITORÍAS TÉCNICAS</u> | <u>151</u> |
| <u>TÍTULO 8-5 SUPERVISIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA</u> | <u>152</u> |
| <u>TÍTULO 8-6 SUPERVISIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN</u> | <u>153</u> |
| <u>TÍTULO 8-7 MONITOREO DE PROTECCIONES</u> | <u>155</u> |

| | | |
|-------------------|---|------------|
| CAPÍTULO 9 | : DISPOSICIONES TRANSITORIAS | 156 |
| CAPÍTULO 1 | : TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES | 4 |
| TÍTULO 1-1 | OBJETIVO Y ALCANCE | 5 |
| TÍTULO 1-2 | ABREVIATURAS Y DEFINICIONES | 7 |
| CAPÍTULO 2 | : FUNCIONES, ATRIBUCIONES Y OBLIGACIONES | 23 |
| TÍTULO 2-1 | OBJETIVO Y ALCANCE | 24 |
| TÍTULO 2-2 | DE LAS FUNCIONES DE OPERACIÓN DEL COORDINADOR | 25 |
| TÍTULO 2-3 | DE LAS FUNCIONES DE PEAJE DEL COORDINADOR | 27 |
| TÍTULO 2-4 | DE LAS FUNCIONES DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DEL COORDINADOR | 28 |
| TÍTULO 2-5 | DE LOS COORDINADOS | 29 |
| TÍTULO 2-6 | DE LAS FUNCIONES DE DESPACHO Y CONTROL DEL COORDINADOR | 30 |
| CAPÍTULO 3 | : EXIGENCIAS MÍNIMAS PARA DISEÑO DE INSTALACIONES | 31 |
| TÍTULO 3-1 | OBJETIVO Y ALCANCE | 32 |
| TÍTULO 3-2 | EXIGENCIAS GENERALES | 33 |
| TÍTULO 3-3 | INSTALACIONES DE GENERACIÓN | 35 |
| TÍTULO 3-4 | INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN | 46 |
| TÍTULO 3-5 | INSTALACIONES DE CLIENTES | 47 |
| TÍTULO 3-6 | REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA LA INTERCONEXIÓN Y MODIFICACIÓN DE INSTALACIONES | 49 |
| TÍTULO 3-7 | REQUISITOS SÍSMICOS PARA INSTALACIONES ELECTRICAS DE ALTA TENSIÓN | 50 |
| CAPÍTULO 4 | : EXIGENCIAS MÍNIMAS PARA SISTEMAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN | 51 |
| TÍTULO 4-1 | OBJETIVO Y ALCANCE | 52 |
| TÍTULO 4-2 | SISTEMA DE INFORMACION EN TIEMPO REAL | 54 |
| TÍTULO 4-3 | COMUNICACIONES DE VOZ OPERATIVAS | 58 |
| TÍTULO 4-4 | SISTEMA DE MONITOREO | 60 |
| TÍTULO 4-5 | SISTEMA DE MEDIDAS DE TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS | 61 |
| CAPÍTULO 5 | : EXIGENCIAS PARA ESTÁNDARES DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO | 64 |
| TÍTULO 5-1 | OBJETIVO Y ALCANCE | 65 |
| TÍTULO 5-2 | EXIGENCIAS GENERALES | 66 |
| TÍTULO 5-3 | ESTÁNDARES PARA INSTALACIONES DE CLIENTES | 68 |
| TÍTULO 5-4 | ESTÁNDARES DE INSTALACIONES DEL SEN PARA ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA | 71 |
| TÍTULO 5-5 | LÍMITES DE TRANSMISIÓN EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA | 74 |
| TÍTULO 5-6 | ESTÁNDARES DE RECUPERACIÓN DINÁMICA EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA | 76 |
| TÍTULO 5-7 | MÁRGENES DE ESTABILIDAD Y SEGURIDAD EN ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA | 80 |

| | |
|--|------------|
| TÍTULO 5-8—ESTÁNDARES EN INSTALACIONES DEL SEN PARA ESTADO DE EMERGENCIA..... | 83 |
| TÍTULO 5-9—LÍMITES DE TRANSMISIÓN EN ESTADO DE EMERGENCIA..... | 85 |
| TÍTULO 5-10—ESTÁNDARES DE RECUPERACIÓN DINÁMICA EN ESTADO DE EMERGENCIA..... | 86 |
| TÍTULO 5-11—MÁRGENES DE ESTABILIDAD Y SEGURIDAD EN ESTADO DE EMERGENCIA..... | 87 |
| TÍTULO 5-12—ESTÁNDARES DE CALIDAD DEL SUMINISTRO EN INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN..... | 88 |
| TÍTULO 5-13—EVALUACIÓN DE DESEMPEÑO DEL CONTROL DE FRECUENCIA Y CONTROL DE TENSIÓN..... | 92 |
| TÍTULO 5-14—ESTÁNDARES DE CALIDAD DE PRODUCTO ELÉCTRICO..... | 94 |
| CAPÍTULO 6 — : ESTUDIOS PARA PROGRAMACIÓN DE LA SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO | 100 |
| TÍTULO 6-1—OBJETIVO Y ALCANCE..... | 101 |
| TÍTULO 6-2—INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES Y EQUIPAMIENTOS..... | 102 |
| TÍTULO 6-3—HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN..... | 106 |
| TÍTULO 6-4—ESTUDIO DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO..... | 108 |
| TÍTULO 6-5—ESTUDIO DE RESTRICCIONES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN..... | 109 |
| TÍTULO 6-6—ESTUDIO DE VERIFICACIÓN DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES..... | 111 |
| TÍTULO 6-7—ESTUDIO PARA ANÁLISIS DE FALLA..... | 113 |
| CAPÍTULO 7 — : GESTIÓN DE LA SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO | 116 |
| TÍTULO 7-1—OBJETIVO Y ALCANCE..... | 117 |
| TÍTULO 7-2—JERARQUÍAS OPERATIVAS..... | 118 |
| TÍTULO 7-3—PRONÓSTICOS..... | 119 |
| TÍTULO 7-4—OPERACIÓN EN ISLA..... | 120 |
| TÍTULO 7-5—CONTROL DE TENSIÓN..... | 121 |
| TÍTULO 7-6—PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO..... | 127 |
| CAPÍTULO 8 — : HABILITACIÓN Y MONITOREO DE INSTALACIONES | 131 |
| TÍTULO 8-1—OBJETIVO Y ALCANCE..... | 132 |
| TÍTULO 8-2—HABILITACIÓN DE INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN..... | 133 |
| TÍTULO 8-3—HABILITACIÓN DE SISTEMAS DE CONTROL, SISTEMAS DE EXITACIÓN Y PSS..... | 134 |
| TÍTULO 8-4—AUDITORÍAS TÉCNICAS..... | 137 |
| TÍTULO 8-5—SUPERVISIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA..... | 138 |
| TÍTULO 8-6—SUPERVISIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN..... | 139 |
| TÍTULO 8-7—MONITOREO DE PROTECCIONES..... | 141 |
| CAPÍTULO 9 — : DISPOSICIONES TRANSITORIAS | 142 |

CAPÍTULO 1: TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES

TÍTULO 1-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 1-1

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

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

Artículo 1-2

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

La presente Norma Técnica contempla los siguientes contenidos:

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

Artículo 1-3

Las disposiciones transitorias contenidas en el Capítulo 9 establecen las condiciones de aplicación y plazos particulares para aquellas exigencias incorporadas en la presente Norma Técnica que requieran ser implementadas gradualmente.

Artículo 1-4

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

Se entenderá por Coordinados a aquellos agentes que se indican en la definición contenida en el artículo 72°-2 de la Ley y el Artículo 1-7 número 33.

Artículo 1-5

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

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

TÍTULO 1-2 ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

Artículo 1-6

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

- 1. AfC : Área de Frecuencia Coherente.
- 2. AtC : Área de Tensión Coherente.
- 1-3. AGC : Control Automático de Generación.
- 2-4. ASCE : American Society of Civil Engineers.
- 3-5. ASTM/ANSI : American Society of Testing Materials / American National Standards Institute.
- 4-6. CC : Centro de Control de un Coordinado.
- 5-7. CDC : Centro de Despacho y Control del Coordinador.
- 6-8. CF : Control de Frecuencia
- 9. CPF : Control Primario de Frecuencia.
- 7-10. CRCA : Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento.
- 8-11. CRF : Control Rápido de Frecuencia.
- 9-12. CSF : Control Secundario de Frecuencia.
- 10-13. CT : Control de Tensión.
- 11-14. Comisión : Comisión Nacional de Energía.
- 12-15. DIN/VDE : Deutsches Institut für Normung / Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik.
- 13-16. DMC : Desconexión Manual de Carga.
- 14-17. EDAG : Esquema de Desconexión Automática de Generación.
- 15-18. EDAC : Esquema de Desconexión Automática de Carga.
- 16-19. ERAG : Esquema de Reducción Automática de Generación.
- 17-20. ENS : Energía No Suministrada.
- 18-21. FECF : Factor de Eficiencia del Control de Frecuencia.
- 19. FMIK : Frecuencia Media de Interrupciones de Suministro.
- 22. IBR : Instalación(es) Basada(s) en Convertidores, del inglés *Inverter Based Resources*.
- 23. IDD : Índice de desempeño dinámico.
- 20-24. IEC : International Electrotechnical Commission.
- 21-25. IEEE : Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- 22-26. ISO : International Organization for Standardization.
- 23-27. ITU : International Telecommunication Union.
- 24-28. NT : Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
- 25-29. NT SSCC : Norma Técnica de Servicios Complementarios.

| | | |
|-------------------|------------------|---|
| 26-30. | PDC | : Plan de Defensa contra Contingencias. |
| 27-31. | PMGD | : Pequeño Medio de Generación Distribuida. |
| 28-32. | PRS | : Plan de Recuperación de Servicio. |
| 29-33. | PSS | : Equipo estabilizador de oscilaciones de potencia aplicado en unidades generadoras <u>sincrónicas</u> . |
| 30-34. | RA | : Relación de atenuación de las oscilaciones de potencia. |
| 31-35. | Resolución SSCC | : Resolución exenta de la Comisión que define los servicios complementarios y sus categorías, a que hace referencia el artículo 72°-7 inciso segundo de la Ley. |
| 36. | <u>RoCoF</u> | : <u>Tasa de Cambio de Frecuencia, del inglés <i>Rate of Change of Frequency</i>.</u> |
| 32-37. | <u>SAE</u> | : <u>Sistema de Almacenamiento de Energía.</u> |
| 38. | SC | : Servicio Complementario. |
| 39. | <u>SCL</u> | : <u>Nivel de Cortocircuito, del inglés <i>Short Circuit Level</i>.</u> |
| 33-40. | <u>SCR</u> | : <u>Relación de Cortocircuito, del inglés <i>Short Circuit Ratio</i>.</u> |
| 34-41. | SEN | : Sistema Eléctrico Nacional. |
| 35-42. | SI | : Sistema Interconectado. |
| 36-43. | SITR | : Sistema de Información en Tiempo Real. |
| 37-44. | SSCC | : Servicios Complementarios. |
| 38-45. | SSEE | : Subestaciones Eléctricas. |
| 39-46. | ST | : Sistema de Transmisión. |
| 40-47. | STD | : Sistema de Transmisión Dedicado. |
| 41-48. | STN | : Sistema de Transmisión Nacional. |
| 42-49. | STZ | : Sistema de Transmisión Zonal. |
| 43-50. | STPD | : Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo. |
| 44-51. | Superintendencia | : Superintendencia de Electricidad y Combustibles. |
| 45-52. | SVC | : Equipo de compensación estática de potencia reactiva. |
| 46-53. | SyCS | : Seguridad y Calidad de Servicio. |
| 47-54. | TDF | : Tiempo de Despeje de Falla. |
| 48-55. | TTIK | : Tiempo Total de Interrupciones de Suministro. |

Artículo 1-7

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

1. Aislamiento Rápido: Definición contenida en la Resolución SSCC, de conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley.

— **Anexos Técnicos:** Conjunto de disposiciones normativas que forman parte integrante de la NT, que establecen requerimientos de detalle, criterios, metodologías, y los mecanismos de trabajo necesarios para dar cumplimiento a las exigencias de la presente NT.

4.2.

2.3. Apagón Parcial: Desmembramiento de un SI a consecuencia de una perturbación que conduce a una pérdida mayor al 10% y menor al 70% de la demanda del SI que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación.

4. Apagón Total: Desmembramiento incontrolado de un SI a consecuencia de una perturbación que conduce a una pérdida mayor o igual a un 70% de la demanda del SI que se abastecía al momento de ocurrir la perturbación.

5. Área de Frecuencia Coherente: Subsistema del SI compuesto por un conjunto de barras, localizadas dentro de un área geográfica continua, cuya frecuencia presentan un comportamiento dinámico similar frente a perturbaciones.

3.6. Área de Tensión Coherente: Subsistema del SI compuesto por un conjunto de barras, localizadas dentro de un área geográfica continua, cuya tensión presenta un comportamiento dinámico similar frente a perturbaciones.

~~**4. Anexos Técnicos:** Conjunto de disposiciones normativas que forman parte integrante de la NT, que establecen requerimientos de detalle, criterios, metodologías, y los mecanismos de trabajo necesarios para dar cumplimiento a las exigencias de la presente NT.~~

5.7. Armónicas de Corriente: Componentes sinusoidales presentes en la forma de onda de la corriente de un Elemento Serie de un SI, cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de 50 [Hz], caracterizados por su respectiva amplitud y fase.

6.8. Armónicas de Tensión: Componentes sinusoidales presentes en la forma de onda de la tensión de una barra del ST, cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de 50 [Hz], caracterizados por su respectiva amplitud y fase.

7.9. Auditor Técnico: Persona natural o jurídica distinta a la propietaria u operadora de la instalación a auditar, y externo al Coordinador, calificada por éste para la ejecución de una Auditoría Técnica.

8.10. Auditoría Técnica: Auditoría de las instalaciones, equipamientos e información de los Coordinados que el Coordinador puede realizar en los términos establecidos en el TÍTULO 8-3.

9.11. Barras de Consumo: Corresponden a barras de tensión menor o igual a 23 [kV] del lado secundario de transformadores de poder conectados al ST y cuya tensión primaria es superior a 23 [kV].

Por tanto, son Barras de Consumo:

- a) las barras de media tensión de Subestaciones Primarias de Distribución; y
- b) las barras de tensión menor o igual a 23 [kV] que alimentan consumos de Clientes Libres, ya sea directamente o a través de alimentadores de uso exclusivo.

10.12. Calidad de Servicio: Atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la Calidad del Producto, la Calidad del Suministro y la Calidad del Servicio Comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes.

11.13. Calidad del Producto: Componente de la Calidad de Servicio que permite calificar el producto entregado por los distintos agentes del SI y que se caracteriza, entre otros, por la magnitud, la frecuencia fundamental y la contaminación de la onda de tensión instantánea.

12.14. Calidad del Suministro: Componente de la Calidad de Servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del SI y que se caracteriza, entre otros,

por la frecuencia de ocurrencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro.

13-15. Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente: Máxima capacidad que puede ser transmitida por cada Elemento Serie del ST considerada para la operación tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta, determinada según lo indica el Artículo 5-26.

16. 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.

14. Central(es) IBR: Corresponde a una unidad generadora o la componente de generación de una Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento cuya interfaz con el sistema eléctrico se realiza mediante electrónica de potencia.

17.

18. Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento: Central de generación renovable que utiliza recursos primarios variables, compuesta por una componente de generación y una componente de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico. La componente de generación corresponde al equipamiento tecnológico para transformar energía primaria en energía eléctrica, en tanto la componente de almacenamiento es aquel equipamiento capaz de transformar la energía eléctrica retirada desde el sistema eléctrico o producida por la componente de generación, en otro tipo de energía y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla al sistema eléctrico.

15-19. Cliente: A los efectos de la presente NT, se entenderá por Cliente a:

- a) una Empresa de Distribución;
- b) usuario sometido a regulación de precios de acuerdo a lo establecido en el artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos., en adelante, Cliente Regulado; o
- c) un usuario final no sometido a regulación de precios, en adelante, Cliente Libre, cuyas Barras de Consumo son abastecidas directamente desde el ST.

16-20. Confiabilidad: Calidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la Suficiencia, la Seguridad y la Calidad de Servicio.

17-21. Contaminación de la red: Distorsión de la forma de onda de las tensiones y corrientes de un sistema eléctrico por la presencia de componentes armónicas o por fluctuaciones de tensión de corta duración.

18-22. Contingencia Crítica: Falla o desconexión intempestiva de una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias, debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Parcial

19-23. Contingencia Extrema: Falla de baja probabilidad de ocurrencia que afecta una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias, debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Total.

Se entiende que la contingencia no puede ser controlada cuando ésta se propaga a las restantes instalaciones del SI, produciéndose la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.

A los efectos de la presente NT, son fallas de baja probabilidad de ocurrencia:

- a) las fallas o desconexiones intempestivas de transformadores de poder o secciones de barras (severidades 8 y 9);
- b) la falla que provoca apertura simultánea de ambos circuitos de una línea de doble circuito (severidad 6); o
- c) la falla de un Elemento Serie seguida de la operación errónea del Sistema de Protecciones en un extremo, debiendo operar las Protecciones de Respaldo Local o Remoto (severidad 7).

20-24. Contingencia Simple: Falla o desconexión intempestiva de un elemento del SI, pudiendo ser este último una unidad generadora, un Elemento Serie del ST, una Barra de Consumo, o Elemento Paralelo del ST, entre otros y que puede ser controlada con los Recursos Generales de Control de Contingencias.

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

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

21-25. Control de Frecuencia: Definición contenida en la Resolución SSCC, de conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley.

22-26. Control de Tensión: Definición contenida en la Resolución SSCC, de conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley.

23-27. Control Primario de Frecuencia: Definición contenida en la Resolución SSCC, de conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley.

24-28. Control Rápido de Frecuencia: Definición contenida en la Resolución SSCC, de conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley.

25-29. Control Secundario de Frecuencia: Definición contenida en la Resolución SSCC, de conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley.

26-30. Controlador de Frecuencia/Potencia: En el caso de un ~~parque eólico, fotovoltaico, o Equipo de Compensación de Energía Activa~~BR, corresponde al dispositivo que permite variar la generación de la instalación en función de la frecuencia en su Punto de Conexión al ST, detectando las desviaciones de frecuencia con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el sistema de control de la potencia generada.

27-31. Controlador de Tensión: En el caso de una unidad generadora sincrónica, es el dispositivo que permite el control de la tensión en los terminales de la unidad o en un nudo remoto, detectando las desviaciones de la tensión con respecto a un valor de referencia y actuando sobre el control de la excitatriz para modificar la corriente del campo rotatorio.

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

28-32. Controlador de Carga/Velocidad: En el caso de una unidad generadora sincrónica es el dispositivo que permite el control de la potencia mecánica y/o velocidad de la unidad detectando desviaciones de la frecuencia y potencia eléctricas con respecto a valores de referencia, actuando directamente sobre el sistema de mando de la máquina motriz. Para una repartición estable de la potencia de unidades que operan en sincronismo, los controladores de carga/velocidad tienen una característica tal que la potencia aumenta cuando disminuye la frecuencia.

29-33. Coordinado: A efectos de la aplicación de la NT, se entenderá por Coordinado a todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere o explote a cualquier título instalaciones que se encuentren interconectadas, sean éstas:

- a) centrales generadoras,
- b) sistemas de transporte,
- c) instalaciones para la prestación de SSCC,
- d) Sistemas de Almacenamiento de Energía,
- e) instalaciones de dDistribución,
- f) instalaciones de cClientes Libres.

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

30-34. Coordinador: Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional al que se refiere el Título VI BIS de la Ley.

31-35. Costo de Falla de Corta Duración: Costo en el que, en promedio, incurren los consumidores finales al verse interrumpido su abastecimiento eléctrico en forma súbita y sin previo aviso. Dicho costo varía según el tipo de cliente o consumidor afectado, la duración de la interrupción del suministro y la profundidad de la interrupción. Se determina a partir del costo unitario de la ENS de corta duración, expresado en [US\$/kWh], y el monto de ENS.

32-36. Criterio N-1: Criterio de seguridad utilizado en la planificación del desarrollo y operación de un SI que garantiza que, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del SI provocando la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.

33-37. Desconexión Manual de Carga: Definición contenida en la Resolución SSCC, de conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley.

34-38. Desenganche: Acción automática de apertura de un interruptor por actuación de sus protecciones eléctricas asociadas.

35-39. Diagrama PQ: En el caso de una unidad generadora sincrónica, es el diagrama en el que se representa en un plano P - Q la zona de operación admisible de la unidad para el rango permitido de tensiones en bornes, y considerando las restricciones de potencia motriz.

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

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

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

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

$$\delta_{eje} = \frac{\sum_{i=1}^N \delta_i H_i S_{Nom_i}}{\sum_{i=1}^N H_i S_{No_i}}$$

$i = 1, N$

37.41. Elemento Paralelo: Instalaciones del ST que contribuyen a mantener la operación del sistema dentro de los estándares de la NT, tales como condensadores o reactores shunt, dispositivos FACTS, equipos BESS, entre otros.

38.42. Elemento Serie: Instalaciones del ST por los cuales fluyen las corrientes destinadas a abastecer la demanda global de un SI, tales como líneas de transmisión, transformadores de potencia, secciones de barras, condensadores o reactores serie.

39.43. Empresa Distribuidora: Empresa distribuidora concesionaria de servicio público de distribución o todo aquel que preste el servicio de distribución, ya sea en calidad de propietario, arrendatario, usufructuario o que opere, a cualquier título, instalaciones de distribución de energía eléctrica.

40.44. Empresa Generadora: cualquier empresa propietaria, arrendataria, usufructuaria o quien explote, a cualquier título, medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico.

41.45. Enlace HVDC: Sistema de transmisión en corriente continua de alto voltaje con uno o más polos, que consta de dos o más estaciones terminales convertidoras, cada una compuesta por todas las instalaciones necesarias para transportar energía eléctrica entre las barras de corriente alterna de los respectivos terminales, incluyendo todos los equipos necesarios para cumplir los estándares de SyCS.

42.46. Enmallamiento: Topología de un SI en la cual existe más de un camino alternativo para el flujo de potencia entre dos nudos del SI, constituidos por un conjunto distinto de nudos y Elementos Serie del ST, estableciéndose un esquema de operación en anillo.

43.47. Entrada en Operación: Se entenderá como tal la operación de una instalación respecto de la cual el Coordinador haya declarado el término efectivo del Período de Puesta en Servicio, en los términos que señala el artículo 72°-17 de la Ley y el artículo 28 del Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI".

~~**44. Equipo de Compensación de Energía Activa:** Equipo capaz de inyectar potencia activa a la red en forma rápida y sostenerla durante un tiempo prefijado, dentro de todos los rangos aceptables de frecuencia y tensión de un SI, ante variaciones de la frecuencia.~~

45.48. Equipo de Compensación de Energía Reactiva: Equipo capaz de inyectar o absorber potencia reactiva hacia o desde la red en forma rápida y sostenerla en forma permanente, dentro de todos los rangos aceptables de frecuencia y tensión de un SI, ante variaciones de la tensión.

46.49. Esquema de Desconexión Automática de Carga: Definición contenida en la Resolución SSCC, de conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley.

47-50. Esquema de Desconexión/Reducción Automática de Generación: Definición contenida en la Resolución SSCC, de conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley.

48-51. Esquemas de Protección: Corresponden a un conjunto de relés de protección que pueden o no incluir la función de teleprotección. Adicionalmente, incluyen funciones de registros oscilográficos y de eventos.

49-52. Estado de Alerta: Estado que se alcanza luego de una o más contingencias, encontrándose el SI previamente en Estado Normal, en el cual:

- a) no existe Energía No Suministrada;
- b) el SI puede superar sin pérdida de sincronismo una nueva contingencia simple de severidad 2;
- c) el SI se encuentra operando en forma estable sin estar disgregado en islas;
- d) y adicionalmente se cumple al menos una de las dos condiciones siguientes:
 - i. Existen barras del SI cuyas tensiones se encuentran fuera de los rangos de Estado Normal, pero no se encuentran fuera de los rangos de Estado de Alerta.
 - ii. Se ha perdido reserva en giro de modo que frente a cambios en la demanda, la frecuencia del SI excursiona fuera de los rangos de Estado Normal, pero no fuera de los rangos de Estado de Alerta.

50-53. Estado de Emergencia: Estado que se alcanza luego de una o más contingencias encontrándose el SI previamente en Estado Normal o en Estado de Alerta y en el cual se presentan alguna de las siguientes condiciones:

- a) El SI se encuentra disgregado en Islas o existe Energía No Suministrada.
- b) Existen barras del SI cuyas tensiones se encuentran fuera de los rangos de Estado Normal y Alerta.
- c) Se ha perdido la reserva en giro de modo que frente a cambios en la demanda la frecuencia del sistema excursiona fuera de los rangos de Estado Normal y Alerta, con riesgo de que el SI o algunas islas pierdan sincronismo.

51-54. Estado de Recuperación: Estado que alcanza el SI cuando se produce algún Apagón Total o Apagón Parcial, en el cual se inician las acciones para la reconexión de las instalaciones y la normalización del abastecimiento de la demanda.

52-55. Estado Normal: Estado del SI en que se satisfacen simultáneamente las siguientes condiciones:

- a) No existe Energía No Suministrada.
- b) Las tensiones en todas las barras del SI se encuentran dentro de los rangos definidos para Estado Normal.
- c) La frecuencia se encuentra dentro del rango definido para Estado Normal.
- d) Las reservas de potencia en giro y de capacidad de transmisión y aporte de reactivos están dentro de los valores programados.
- e) El SI puede superar sin pérdida de sincronismo una de las contingencias establecidas en el Artículo 5-31.

53-56. Estatismo Ppermanente: Incremento porcentual de la frecuencia del sistema eléctrico que llevaría a una unidad generadora sincrónica operando a potencia nominal, a quedar en vacío, para un ajuste fijo de la consigna de velocidad en su Controlador de Carga/Velocidad; o incremento porcentual de la frecuencia del sistema eléctrico que llevaría a una IBR parque eólico o fotovoltaico operando a potencia nominal, a quedar en

vacío, para un ajuste fijo de la consigna de frecuencia en su Controlador de Frecuencia/Potencia.

54-57. Estudios del Coordinador: Estudios en los cuales se analizan y definen medidas operativas específicas para dar cumplimiento a las exigencias establecidas en la presente NT, los cuales son desarrollados por el Coordinador y deben publicarse en el sitio [WWW](#) del mismo. En los estudios pueden participar los Coordinados con observaciones y comentarios, de acuerdo a los términos y condiciones que el Coordinador establezca.

58. Fluctuaciones de tensión: Variaciones cíclicas o aleatorias de la tensión con periodos o intervalos del orden de los segundos y minutos que afectan la operación de algunos dispositivos de consumo.

55. Funciones de Despacho y Control: Función del Coordinador asociada a la supervisión y coordinación de la operación en Tiempo Real de un SI en su conjunto y de cada una de las instalaciones sujetas a coordinación.

59.

60. Hora Oficial: Base de tiempo establecida por un reloj patrón u otra referencia definida por el Coordinador, utilizada para el registro de tiempo en el SITR, registros de eventos, medidores, etc. A efectos de la presente NT, se entiende por Hora Oficial la referencia horaria basada en la hora UTC-0 (UTC: Universal Time Coordinated, hora universal) durante todo el año sin hacer modificaciones de hora de invierno y de verano.

56. Instalación Basada en Convertidores: Instalación cuya interfaz con el sistema eléctrico se realiza mediante electrónica de potencia, sin componentes rotatorios que operen en sincronismo con la frecuencia del referido sistema. Estas instalaciones incluyen unidades generadoras, convertidores de corriente continua, Sistemas de Almacenamiento de Energía, equipos de compensación reactiva dinámica, entre otras.

61.

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

57-63. Interacciones de Control: Oscilaciones no deseadas que pueden surgir cuando múltiples IBR operan en paralelo en un sistema eléctrico y pueden originar acoplamiento entre sus sistemas de control.

58-64. Instalaciones Declaradas en construcción: Aquellas instalaciones del SI que hayan sido declaradas como tal por parte de la Comisión en los términos señalados en el artículo 72°-17 de la Ley y la normativa vigente.

59-65. Instalaciones de Clientes: corresponden a:

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

60-66. Instalaciones de Conexión de Clientes: Instalaciones a través de las cuales se establece la conexión de las Instalaciones de Clientes al Punto de Control del Cliente.

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

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

62-67. Instrucciones de Coordinación de la Operación: Corresponden a:

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

63-68. Isla Eléctrica: Subsistema conformado por aquellas instalaciones del SI cuyo suministro puede continuar operando aislado del resto del sistema ante la ocurrencia de una contingencia, ya sea causado por la propia contingencia o inducido por medio de la actuación de un esquema automático de control.

64-69. Límite por Contingencias: Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie en Estado Normal de operación del SI, de modo que, en el evento de ocurrir una Contingencia Simple, se satisfaga el Criterio N-1.

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

- a) el Límite por Sobrecargas de Corta Duración (Artículo 5-30).
- b) y el Límite por Estabilidad Transitoria (Artículo 5-42).
- c) y el Límite por Regulación y Estabilidad de Tensión (Artículo 5-44).

65-70. Límite por Regulación y Estabilidad de Tensión: Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie en Estado Normal tal que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple ella no provoque descensos de la tensión fuera de los rangos permitidos y mantenga un margen adecuado de seguridad respecto del punto de colapso de tensión, ya sea en las barras extremas del propio elemento o en otras barras del SI, haciendo uso de los recursos disponibles de control de tensión y conservando las reservas necesarias de potencia reactiva (Artículo 5-44).

71. Límite Térmico: Máxima corriente que puede circular por un Elemento Serie, determinada por la carga admisible, en función de la máxima temperatura de diseño operativo, definido para régimen permanente y en determinadas condiciones del ambiente y de tensión.

72. Modo de Operación Representativo: Configuración de despacho que agrupa un conjunto de condiciones de operación similares del sistema eléctrico, considerando las unidades de generación o Sistemas de Almacenamiento de Energía que se encuentran en operación.

66-73. Nivel de Cortocircuito: Potencia aparente trifásica disponible en una barra frente a la ocurrencia de una falla trifásica simétrica. Se expresa en MVA y se calcula como $SCL = \sqrt{3}U_{nom}I_{cc}$. Donde U_{nom} es la tensión nominal de la barra (kV) e I_{cc} la corriente de cortocircuito trifásica inicial simétrica (kA).

67-74. Operación Interconectada de centrales generadoras: Se entiende que una central generadora constituida por unidades sincrónicas, ~~o un~~ o una Central IBR ~~parque eólico o fotovoltaico~~, o un enlace HVDC, opera interconectado si se mantienen en condiciones normales inyectando o absorbiendo potencia activa ~~y/o~~ reactiva al ST en su Punto de Conexión al SI.

68-75. Paño: También denominado Bahía, corresponde a un conjunto de equipamientos que permite conectar un Elemento Serie o Paralelo al ST, compuesto, en general, por

interruptor, desconectadores, transformadores de medida, pararrayos, trampas de onda, condensadores de acoplamiento, entre otros.

69-76. Partida Autónoma: Definición contenida en la Resolución SSCC, de conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley.

70-77. Paso de Coordinación: Intervalo de tiempo mínimo entre el tiempo de operación de la más rápida de las protecciones que detectan en respaldo una falla en una instalación y el TDF del sistema de protecciones propio de dicha instalación, requerido para garantizar el despeje selectivo de la falla cuando el sistema de protecciones de la instalación afectada opera normalmente.

71-78. Plan de Defensa Contra Contingencias: Definición contenida en la Resolución SSCC, de conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley.

72-79. Plan de Defensa Contra Contingencias Críticas: Definición contenida en la Resolución SSCC, de conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley.

73-80. Plan de Defensa Contra Contingencias Extremas: Definición contenida en la Resolución SSCC, de conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley.

74-81. Plan de Recuperación de Servicio: Definición contenida en la Resolución SSCC, de conformidad a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley.

75-82. Protección de Respaldo Local: Esquemas de protecciones que incluyen los esquemas de respaldo de interruptor asociados a la misma instalación protegida (50BF) y esquemas de protecciones de otras instalaciones de la misma subestación, que detectan la falla, y emiten, con un Paso de Coordinación adecuado, órdenes de desenganche a todos los interruptores de los paños ubicados en la misma subestación a través de los cuales se mantiene alimentada la falla, en el evento que el sistema de protecciones propio de la instalación fallada no cumpla normalmente su función en el tiempo preestablecido.

76-83. Protección de Respaldo Remoto: Esquemas de protecciones ubicados en las subestaciones vecinas a la instalación afectada por una falla, que detectan la misma y emiten órdenes de desenganche para interrumpir las contribuciones de corriente a la falla, con un Paso de Coordinación adecuado, en el evento que el sistema de protecciones de la instalación fallada no cumpla normalmente su función en el tiempo preestablecido.

77-84. Puesta en Servicio: Se entenderá por Puesta en Servicio al período que se inicia una vez materializada la interconexión y energización de una instalación y hasta el término de las respectivas pruebas y demás requerimientos establecidos en el Anexo Técnico "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI" y demás que correspondan de acuerdo a la presente NT.

78-85. Punto de Conexión: Barra, o punto de arranque en una línea de transmisión, en el cual se interconectan instalaciones explotadas por distintos Coordinados o instalaciones que, pudiendo ser explotadas por el mismo Coordinado, correspondan a diferentes categorías según la definición del punto ~~33~~²⁹.

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

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

79-86. Punto de Control: Son las barras en las que se efectúa el control de la Calidad del Suministro, del Producto y del factor de potencia del Cliente, las que pueden o no coincidir con Puntos de Conexión entre Coordinados de distinta categoría, definidas como sigue:

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

80-87. Recursos Adicionales de Control de Contingencias: Son recursos adicionales a los Recursos Generales de Control de Contingencias, que son definidos en el Plan de Defensa Contra Contingencias, y que se requieren para controlar una Contingencia Crítica o Extrema sin que ésta se propague a las restantes instalaciones del SI, con el fin de evitar el Apagón Parcial o Total.

81-88. Recursos Generales de Control de Contingencias: Corresponden a:

- a) L a inercia propia de las máquinas rotatorias o inercia sintética, incluyendo volantes.
- b) Reservas de control de frecuencia.
- c) L a reserva de potencia reactiva y el control de tensión.
- d) L os estabilizadores de sistemas de potencia.
- e) EDAC, el EDAG, el ERAG.
- f) y Y, en general, los sistemas que en función de la evolución de variables de control del sistema actúan sobre la generación, la carga o la topología del sistema.

89. Red dDébil: Es aquel subsistema del SI que presenta una alta sensibilidad ante perturbaciones donde una pequeña variación en los flujos de potencia activa o reactiva provoca cambios significativos en la tensión o frecuencia del sistema eléctrico, lo que podría implicar el no cumplimiento de los estándares de Seguridad y Calidad de Servicio. Esta condición está asociada a una baja Robustez.

90. Red fFuerte: Es aquel subsistema del SI que presenta una baja sensibilidad ante perturbaciones donde una variación en los flujos de potencia activa o reactiva producen cambios menores en la tensión y frecuencia del sistema. Esta condición está asociada a una mayor Robustez.

91. Régimen Ppermanente: Estado operativo del SI en el que todas las variables eléctricas, tales como tensiones, corrientes, flujos de potencia activa, flujos de potencia reactiva y frecuencia, permanecen constantes o dentro de rangos acotados durante un determinado período de tiempo. En este estado, el SI mantiene un equilibrio entre generación y demanda, operando de tal modo que cumple con los requisitos técnicos de seguridad y calidad de servicio establecidos en la presente NT.

92. Régimen Ttransitorio: Estado operativo del SI que ocurre inmediatamente después de una perturbación o cambio significativo en las condiciones de operación, tales como la apertura o cierre de líneas de transmisión, variaciones abruptas de la demanda, fallas o cambios en la generación. Este régimen se caracteriza por la presencia de oscilaciones o variaciones significativas en las variables eléctricas del SI. El régimen transitorio se mantiene hasta que el sistema alcanza un nuevo punto de equilibrio y entra en régimen permanente.

82-93. Relación de Cortocircuito: Relación entre la potencia de cortocircuito trifásico en el Punto de Conexión al SI de una instalación y la potencia aparente nominal de dicha instalación. Se calcula como $SCR = \frac{S_{cc}}{S_n}$, donde S_{cc} es la potencia de cortocircuito trifásico

en el Punto de Conexión al SI, en MVA, sin considerar el aporte de la instalación a conectar y S_n la potencia aparente nominal de la instalación a conectar, en MVA.

- 83-94. Relé de Protección:** Dispositivo físico, o elemento funcional de éste, encargado de detectar un determinado tipo de falla o condición anormal en una instalación eléctrica mediante el análisis y procesamiento de variables medidas en ella y con la capacidad de decidir un cambio de estado en su salida según un criterio pre-establecido.
- 95. Reserva en Giro:** Margen entre la potencia de despacho y la potencia máxima que el conjunto de instalaciones puede aportar y sostener ante un aumento brusco de la demanda o reducción brusca de la generación.
- 84-96. Reserva para Control de Frecuencia:** Margen de potencia activa de las instalaciones para realizar Control de Frecuencia.
- 85-97. Reserva Primaria:** Reserva para el CPF.
- 86-98. Reserva Secundaria:** Reserva para el CSF.
- 99. Robustez:** Capacidad de un sistema eléctrico de mantener un comportamiento estable frente a pequeñas perturbaciones, así como de resistir contingencias severas manteniendo un comportamiento estable y sin comprometer la operación segura. La robustez abarca aspectos relacionados con la estabilidad transitoria de ángulo de las máquinas sincrónicas, estabilidad de frecuencia o tensión, así como otros fenómenos asociados a los sistemas de control de las IBR. La robustez se asocia a características estructurales y operacionales como niveles adecuados de inercia, capacidad de regulación, niveles de cortocircuito, reservas operativas, control de tensión y coordinación de protecciones, entre otros.
- 100. Robustez de Frecuencia:** Capacidad de un sistema eléctrico para mantener y controlar la frecuencia, en cualquier punto de este, dentro de márgenes aceptables y recuperar su valor nominal tras perturbaciones que generen desequilibrios entre generación y demanda. La robustez de frecuencia depende de la inercia del sistema, la magnitud y velocidad de despliegue de las reservas de potencia activa, así como de las características de los reguladores de velocidad de las unidades generadoras sincrónicas y del Controlador de Frecuencia/Potencia implementado en los IBR.
- 101. Robustez de Tensión o Fortaleza:** Capacidad de un sistema eléctrico para mantener y controlar la forma de onda de la tensión, en cualquier punto del sistema eléctrico, dentro de márgenes aceptables y recuperar dichos niveles tras perturbaciones que afecten los flujos de potencia activa o reactiva. La robustez de tensión depende de factores, tales como el Enmallamiento, la disponibilidad y velocidad de respuesta de los recursos de control de tensión, los niveles de cortocircuito del sistema eléctrico y las características de los controladores de tensión de las unidades generadoras sincrónicas e IBR.
- 87-102. Seguridad de Servicio:** Capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos, utilización de reservas y, en general, de los SSCC.
- 88-103. Servicios Complementarios:** Prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 72°-1 de la Ley. Son servicios complementarios al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.
- 89-104. Severidad 1:** Desconexión intempestiva de un condensador serie.
- 90-105. Severidad 2:** Cortocircuito monofásico sin impedancia de falla en un circuito de líneas de transmisión de doble circuito o en una línea de simple circuito, con o sin

Enmallamiento, seguido de la apertura en tiempo normal de la fase fallada por acción de su Sistema de Protecciones y posterior reconexión monofásica exitosa; o, falla de un polo de un enlace HVDC con re-encendido exitoso.

94-106. Severidad 3: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en una línea de simple circuito sin Enmallamiento, seguido de la desconexión de la línea en tiempo normal por acción de su Sistema de Protecciones.

107. Severidad 4: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en un circuito de líneas de doble circuito, o en una línea de simple circuito con Enmallamiento, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de su Sistema de Protecciones; o, falla permanente de un polo de un enlace HVDC de más de un polo.

92-108. Severidad 4a: Cortocircuito trifásico a tierra con impedancia de falla pequeña, ocurrido en un circuito de líneas de doble circuito o en una línea de simple circuito con Enmallamiento, seguido de la desconexión del circuito fallado en tiempo normal por acción de su sistema de protección. La impedancia de falla deberá ser tal que, la corriente cortocircuito sea elevada, aunque ligeramente inferior a la correspondiente a una falla con impedancia cero.

93-109. Severidad 5: Desconexión intempestiva de la unidad generadora sincrónica o Sistema de Almacenamiento de Energía (BR) de mayor tamaño. En el caso de centrales de ciclo combinado deberá considerarse la configuración turbina de gas – turbina de vapor para determinar si la contingencia simple pudiera afectar total o parcialmente a más de una unidad generadora; o, desconexión intempestiva de un Elemento Serie del ST que implique la salida de servicio de más de una unidad generadora; o, la desconexión intempestiva del mayor bloque de demanda en distintas zonas del SI que pueda presentarse como resultado de una Contingencia Simple en las Instalaciones de Clientes; o, una falla permanente en el polo de un enlace HVDC monopolar; o, en el caso de IBR, deberá considerarse la potencia despachada y configuración de conexión de la instalación para determinar si, en el marco de una Contingencia Simple, la desconexión puede afectar total o parcialmente a la instalación.-

94-110. Severidad 6: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en uno de los circuitos de líneas de doble circuito, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de su sistema de protecciones y la salida intempestiva simultánea del circuito sano en paralelo por actuación errónea de los Sistemas de Protecciones de este último; o falla permanente de todos los polos de un enlace HVDC de más de un polo.

95-111. Severidad 7: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en una línea de simple circuito con Enmallamiento o en uno de los circuitos de líneas de doble circuito, seguido de la falla en la operación de su Sistema de Protecciones en un extremo del circuito, lo que produce el despeje de la falla por acción normal de la Protección de Respaldo Local o Remoto.

96-112. Severidad 8: Desconexión intempestiva de un transformador de poder.

97-113. Severidad 9: Cortocircuito monofásico a tierra sin impedancia de falla de una sección de barra de una subestación, seguido de su desconexión en tiempo normal por acción de los Sistemas de Protecciones que cubren la barra.

98-114. Severidad del Parpadeo o "Flicker": Grado de intensidad de las variaciones de tensión en sistemas de corriente alterna.

99-115. Sistema de Almacenamiento de Energía: Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una

transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema.

400-116. Sistema de Distribución: Conjunto de instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 [kV], que se encuentran fuera de la Subestación Primaria de Distribución, destinadas a dar suministro a usuarios finales ubicados en zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a instalaciones de una concesionaria mediante líneas propias o de terceros.

404-117. Sistema Eléctrico Nacional: Sistema eléctrico interconectado cuya capacidad instalada de generación sea igual o superior a 200 megawatts.

402-118. Sistema Interconectado: conjunto de instalaciones de un sistema eléctrico incluyendo: las centrales eléctricas; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales; enlaces HVDC, equipos de compensación de energía activa, subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución, y Barras de Consumo de Clientes Libres abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión o a través de alimentadores de uso exclusivo; que operan interconectadas entre sí, con el objeto de generar, transportar y distribuir energía eléctrica en dicho sistema eléctrico.

403-119. Sistema de Protecciones Eléctricas: Conjunto de dispositivos y equipamiento necesarios para detectar y despejar una falla que ocurra en los equipos que protege, desconectándolos del SI en el menor tiempo posible, con el objeto de minimizar las perturbaciones en el sistema y evitar daños a los equipos, las personas o el SI.

El Sistema de Protecciones Eléctricas incluye los interruptores, los esquemas de protección, los transformadores de corriente y de potencial, las vías de teleprotección y demás equipamiento necesario para su funcionamiento.

404-120. Sistemas de Protección Multiárea: Conjunto de dispositivos, software y equipamiento necesarios para aplicar los recursos adicionales de control de contingencias, incluyendo los esquemas EDAC, EDAG, ERAG, o de apertura de Enmallamientos, activados por órdenes remotas de Desenganche Directo.

405-121. Sistema de Transmisión: Conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que no están destinadas a prestar el servicio público de distribución, cuya operación deberá coordinarse según lo dispone el artículo 72°-1 de esta ley.

406-122. Sistema de Transmisión Dedicado: Los sistemas de transmisión dedicados estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas radiales, que encontrándose interconectadas al Sistema Eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al SI.

407-123. Sistema de Transmisión Nacional: El sistema de transmisión nacional es aquel sistema que permite la conformación de un mercado eléctrico común, interconectando los demás segmentos de la transmisión, y estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de este mercado y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico, frente a diferentes escenarios de disponibilidad de las instalaciones de generación, incluyendo situaciones de contingencia y falla, considerando las exigencias de calidad y seguridad de servicio establecidas en la Ley, los reglamentos y las normas técnicas.

408-124. Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollo: Los sistemas de transmisión para polos de desarrollo estarán constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas, destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de

generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional.

Los polos de desarrollo serán determinados por el Ministerio de Energía en conformidad a lo dispuesto en el artículo 85° de la Ley.

~~409-125.~~ **Sistema de Transmisión Zonal:** Cada sistema de transmisión zonal estará constituido por las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación conectados directamente o a través de sistemas de transmisión dedicada a dichos sistemas de transmisión.

~~410-126.~~ **Subestación Eléctrica:** Instalación eléctrica del Sistema de Transmisión que forma parte de un sistema eléctrico, encargada de realizar transformación de tensión, frecuencia, o conexión de dos o más circuitos de líneas de transmisión.

~~127.~~ **Suficiencia:** Atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.

~~444-128.~~ **Tasa de Cambio de Frecuencia:** Relación de variación de la frecuencia del sistema eléctrico respecto al tiempo. Se expresa en Hertz por segundo [Hz/s].

~~412.~~ **Tensión de Servicio:** Nivel de tensión referencial para la operación de una barra del SI, determinado por el Coordinador en sustitución de la tensión nominal con el objeto de optimizar la utilización de los recursos de potencia reactiva o minimizar pérdidas de transmisión.

~~129.~~

~~413.~~ **Tiempo de Despeje de Falla:** Tiempo transcurrido desde el momento del inicio de la falla en una instalación, hasta la extinción de la misma por la actuación normal del sistema de protecciones propio de dicha instalación.

~~130.~~

~~414-131.~~ **Tiempo máximo de establecimiento:** Tiempo que demora la señal de potencia entregada por la unidad generadora sincrónica en ingresar en una banda del $\pm 10\%$ del valor final del escalón aplicado en la consigna de velocidad o de carga del Controlador de Carga/Velocidad.

~~415-132.~~ **Tiempo Real:** Corresponde al instante en que ocurren los eventos en el SI, referidos a la hora oficial que defina el Coordinador, afectado por el error que introduce el periodo de actualización de la información en los sistemas de adquisición, supervisión y control del SI.

Artículo 1-8

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

Artículo 1-9

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

- Los **E**estudios señalados en la presente NT; y
- Los Anexos Técnicos establecidos en el TÍTULO 1-2 de la presente NT.

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

La presente NT contempla los siguientes Anexos Técnicos y Estudios:

Anexos Técnicos

- Desarrollo de Auditorías Técnicas.
- Informes de Falla de Coordinados.
- Cálculo del Nivel Máximo de Cortocircuito.
- Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento.
- Desempeño del Control de Frecuencia.
- Programación de la Operación, Perfil de Tensiones Admisible y Gestión de Potencia Reactiva.
- Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de datos al SITR.
- Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI.
- Sistema de Monitoreo.
- Informe de Calidad de Suministro y Calidad del Producto.
- Desconexión Manual de Carga.
- Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas.
- Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras.
- Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras.
- Determinación de Parámetros para los procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras.
- Programa de Mantenimiento Preventivo Mayor.
- Determinación de Consumos Específicos de Unidades Generadoras.
- Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión.
- Requisitos Sísmicos para Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión.
- Programa de Solicitudes de Trabajo de Curso Normal.
- Exigencias Mínimas de Instalaciones Basadas en Convertidores que se Conecten al Sistema Eléctrico Nacional.
- Metodología para Determinar Requerimientos de Robustez.

Estudios del Coordinador:

- Continuidad de Suministro.

- [Requerimientos de Robustez del SEN](#)
- Restricciones en el Sistema de Transmisión.
- Verificación de Coordinación de Protecciones.
- Análisis de Falla.
- Diseño, programa e implementación del Control Automático de Generación.
- Parámetros Mínimos de la Reconexión Monopolar y Tripolar.
- Tiempos de Reconexión Automática y Estabilidad Transitoria del SI.
- Capacidad de Transmisión de Condensadores Serie.
- Capacidad de Transmisión de Transformadores De Potencia.
- Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente.
- Límites Mínimos de SyCS.
- Tensiones de Servicio.
- Sintonización de Estabilizadores del Sistema de Potencia.

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

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

Artículo 1-10

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

Artículo 1-11

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

Artículo 1-12

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

Artículo 1-13

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

Artículo 1-14

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

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

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

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

CAPÍTULO 2: FUNCIONES, ATRIBUCIONES Y OBLIGACIONES

TÍTULO 2-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 2-1

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

Artículo 2-2

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

TÍTULO 2-2 DE LAS FUNCIONES DE OPERACIÓN DEL COORDINADOR

Artículo 2-3

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

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

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

Artículo 2-4

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

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

TÍTULO 2-3 DE LAS FUNCIONES DE PEAJE DEL COORDINADOR

Artículo 2-5

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

- a) Desarrollar los estudios establecidos en el Capítulo 6 relacionados con las funciones de peaje del Coordinador.
- b) Calcular los índices de Indisponibilidad Forzada y Programada de las instalaciones de generación y de transmisión a que se refiere el Artículo 5-53 y los índices de continuidad de suministro a Clientes a que se refiere al Artículo 5-57, sobre la base de los antecedentes e información que deben entregarle los Coordinados.
- c) Informar a la Superintendencia del incumplimiento de las Instrucciones de Coordinación de la Operación emanadas del Coordinador y relacionadas con las funciones de peaje, así como del incumplimiento de cualquier Coordinado de los requisitos que la presente NT les exige y que sean materia de supervisión y control por parte del Coordinador.
- d) Mantener actualizado el sitio web del Coordinador con toda la información pública que la presente NT le exige relativa a sus funciones de peaje.

Artículo 2-6

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

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

TÍTULO 2-4 DE LAS FUNCIONES DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO DEL COORDINADOR

Artículo 2-7

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

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

Artículo 2-8

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

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

TÍTULO 2-5 DE LOS COORDINADOS

Artículo 2-9

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

- a) Cumplir con las exigencias mínimas de diseño establecidas en la presente NT.
- b) Mantener adecuadas condiciones de seguridad en sus instalaciones de acuerdo a lo establecido en la presente NT.
- c) Operar sus instalaciones sin introducir variaciones inadmisibles en la frecuencia y tensión del SI, conforme lo establece la presente NT.
- d) Cumplir con las formalidades, plazos e Instrucciones de Coordinación de la Operación establecidas en la presente NT.
- e) Entregar al Coordinador los datos y antecedentes requeridos por ésta para mantener actualizada la Información Técnica del SI.
- f) Entregar al Coordinador, en los plazos establecidos en la presente NT, la información requerida para elaborar los Informes de Falla, con la información de eventos y perturbaciones debidamente protocolizada y cronológicamente sincronizada.
- g) Entregar al Coordinador toda la información que éste solicite para desarrollar los estudios establecidos en el Capítulo 6 de la presente NT.
- h) Realizar todas las acciones para permitir y facilitar las Auditorias Técnicas que sean efectuadas por el Coordinador.

Artículo 2-10

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

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

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

Artículo 2-11

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

En el cumplimiento de su cometido, el Coordinador:

- I. Impartirá a todos los Coordinados las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los programas definidos para la operación.
- II. Efectuará la supervisión y coordinación de la operación en Tiempo Real del SI.
- III. Efectuará en forma permanente el seguimiento y verificación del cumplimiento de los estándares asociados al Control de Tensión establecidos en el Capítulo 5.
- IV. Coordinará la desconexión de aquellas instalaciones que no estén cumpliendo con sus obligaciones, siempre y cuando esta situación ponga en riesgo la SyCS del SI.
- V. Coordinará la desconexión de generación o de consumo necesaria para preservar la SyCS del SI cuando éste se encuentre en un estado operativo distinto al Estado Normal.
- VI. Coordinará los PRS pudiendo delegar funciones en ciertos CC que para este efecto constituirán Centros de Operación para la Recuperación de Servicio (COR).

Artículo 2-12

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

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

CAPÍTULO 3: EXIGENCIAS MÍNIMAS PARA DISEÑO DE INSTALACIONES

TÍTULO 3-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 3-1

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

Artículo 3-2

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

TÍTULO 3-2 EXIGENCIAS GENERALES

Artículo 3-3

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

- a) El diseño, fabricación, ensayos e instalación se realizará de acuerdo con las normas nacionales aplicables. Cuando no existan normas nacionales específicas, se aplicarán normas o estándares internacionales emitidas por organismos tales como IEC; las Comisiones de Estudio del Sector de Normalización de las Telecomunicaciones de la ITU (ITU-T); ISO; (DIN/VDE); ASTM/ANSI; IEEE; ASCE; y **C**IGRE.
- b) Deberán permitir que el SI opere cumpliendo las exigencias establecidas en la normativa vigente.
- c) Deberán soportar, al menos, el máximo nivel de corriente de cortocircuito existente en los puntos de conexión al SEN. 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 NT.
- d) Deberán disponer de un nivel de aislación en los **P**untos de **e**Conexión debidamente coordinado con aquel de la instalación a la cual se conectan, verificado con un estudio de coordinación de aislación.
- e) En caso de que una instalación existente se traslade a otro lugar, se utilice de un modo diferente, se destine a otro fin o se modifique, se le aplicarán a la referida instalación las normas vigentes a la fecha de inicio del nuevo uso, modificación o ubicación. Sin perjuicio de lo anterior, en caso que las acciones anteriormente señaladas sean provisionales, durante el periodo que medie hasta la instalación de los nuevos equipos, y que el referido periodo sea debidamente informado al Coordinador y respaldado mediante los antecedentes de adquisición de los nuevos equipos, las normativas aplicables serán aquellas que hubiese verificado en forma previa al inicio de dichas acciones, salvo por aquellas que pudiesen significar un riesgo de seguridad al SEN.
- f) La disposición de la subestación, los patios y los equipos dentro de los patios, las salas eléctricas y los equipos dentro de las salas eléctricas, deberán permitir el crecimiento armónico de la subestación, considerando los Planes de Expansión de la Transmisión y las resoluciones de la Comisión que autoricen la ejecución de obras asociadas a instalaciones de transmisión, y deberán posibilitar el acceso abierto a las instalaciones de transmisión.
- g) Para instalaciones de tensión mayor o igual a 23 [kV], en AIS, no se utilizarán barras rígidas ni barras tubulares montadas sobre aisladores de pedestal. Excepcionalmente, y en casos debidamente justificados, se podrán utilizar barras rígidas con elementos para absorber desplazamientos relativos entre los apoyos, de modo de no ejercer fuerzas relevantes, entre las excepciones se considerarán las celdas switchgear menores o iguales a 33 kV.
- h) Se deberán diseñar las estructuras en forma modular, de tal manera que las ampliaciones y cambios de configuración se efectúen en forma simple, minimizando el impacto sobre las instalaciones existentes y los tiempos de puesta en servicio.

- i) La conexión de instalaciones no podrá degradar el desempeño, es decir disminuir el grado de confiabilidad, de las instalaciones existentes. Para estos efectos, la conexión de instalaciones deberá mantener la configuración de barra de la subestación a la cual se conectan.
- j) No se aceptarán instalaciones conectadas en derivación en líneas de los sistemas de transmisión de servicio público.

Artículo 3-4

Los propietarios de las instalaciones involucradas en PDC, deberán implementar, operar y mantener el equipamiento que se requiera, según el diseño y los objetivos de los planes de defensa y los requisitos técnicos que establezca el Coordinador, en conformidad a la NT SSCC.

Artículo 3-5

Las exigencias de diseño del presente Capítulo serán entendidas como exigencias mínimas de diseño para efectos de la SyCS. Adicionalmente, a- Aquellas instalaciones que, mediante sus recursos técnicos, participen en la prestación de SSCC deberán cumplir los requisitos técnicos de los respectivos servicios de acuerdo a-con la definición establecida en la Resolución SSCC y otras exigencias que establezca NT SSCC.

TÍTULO 3-3 INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Artículo 3-6

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

- a) Si un Coordinado decide instalar una unidad generadora ~~sincrónica, o un parque eólico o fotovoltaico~~ o Sistema de Almacenamiento de Energía, cuya potencia nominal tal que en su Punto de Conexión ~~éste sea de mayor que la~~ potencia nominal ~~que la~~ de la mayor unidad generadora existente a la fecha de puesta en servicio de su proyecto, deberá realizar previo a la puesta en servicio, estudios de transitorios electromecánicos y electromagnéticos de del sistemas de potenciasistema eléctrico que permitan evaluar los efectos de su desconexión intempestiva, considerando esta como una falla de Severidad ~~para determinar los efectos de su desconexión intempestiva (falla de severidad 55).~~

Si como resultado de los estudios se comprobara que es necesario aumentar el requerimiento de reservas para Control de Frecuencia, evaluado en los términos indicados en la NT SSCC, el Coordinador podrá limitar el despacho de esta unidad.

- b) La conexión de los transformadores de poder de las unidades generadoras y de SAE Los Sistemas de Almacenamiento de Energía interconectados al SI deben contar con un sistema de protecciones que asegure el cumplimiento de los tiempos máximos de despeje de fallas especificados en el Artículo 5-40.
- c) La protección de las unidades generadoras y SAE y Sistemas de Almacenamiento de Energía, y sus respectivas conexiones con el SI deben cumplir con las exigencias mínimas especificadas a continuación:
- I. El TDF para fallas en las distintas instalaciones de la central deberá ser determinado por el Coordinado que la explota en el Estudio de Coordinación de Protecciones que deberá someter a la aprobación del Coordinador, pero en ningún caso podrá exceder los valores límites establecidos en el Artículo 5-40.
 - II. Cada central generadora, incluido su transformador de poder, interconectada al SI, deberá disponer de protección de respaldo desde su Punto de Conexión para fallas en las instalaciones del ST.

Por su parte, dichas instalaciones del Sistema de Transmisión deberán disponer de protección de respaldo para fallas que ocurran hasta en el lado de baja tensión del transformador de poder de la central. Los tiempos de despeje de fallas de estas protecciones de respaldo deberán respetar los Pasos de Coordinación establecidos en el Artículo 5-40.
 - III. Los paños que conectan los transformadores de poder de las centrales generadoras al SI deberán contar con protección de falla de interruptor con detección de discrepancia de polos basada en la medición de las corrientes, que den orden de desenganche necesarias para eliminar las contribuciones a la falla.
 - IV. Las protecciones de sobre y baja frecuencia de las unidades ~~unidades sincrónicas de centrales generadoras, de parques eólicos o fotovoltaicos~~ generadoras y

SAE Sistemas de Almacenamiento de Energía deberán estar ajustadas respetando los tiempos de operación mínimos exigidos en el Artículo 3-10.

- V. Cada unidad generadora y SAE con capacidad de formación de red y Sistemas de Almacenamiento de Energía conectada al SI deberá soportar, sin desconectarse del SI, la circulación de la corriente de secuencia negativa correspondiente a una falla asimétrica en el Punto de Conexión de la central, considerando el despeje de la falla en tiempos de operación en respaldo.
- VI. Los esquemas de protección de la central-unidad generadora y SAE Sistema de Almacenamiento de Energía, incluidos sus transformadores de poder, deben permitir el acceso local y remoto desde la sala de control de la instalación, a sus parámetros, ajustes, registros oscilográficos de fallas y registros de eventos.

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

- d) ~~Las unidades sincrónicas generadoras y SAE deberán d~~Disponer de los equipamientos requeridos para participar en el Control de Tensión. Además a su vez, las unidades generadoras sincrónicas deben disponer de los equipos requeridos para ~~layel~~ amortiguación-amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas que sean necesarios para mantener la estabilidad.
- e) La precisión de la medición de frecuencia para el Control primario de frecuencia debe ser de $\pm 0,02\%$ o superior.
- f) ~~Las unidades sincrónicas generadoras y los SAE deberán disponer~~Disponer del equipamiento necesario para participar en el CPF. Adicionalmente, cuando lo solicite el Coordinado o cuando lo determine el Coordinador, deberán disponer del control y de entradas para recibir una consigna de potencia activa, expresada en MW, desde el AGC, para modificar su generación de potencia activa y participar en el CSF.
- g) ~~Las centrales con unidades sincrónicas o centrales GFM o SAE GFM que~~Aquellas instalaciones que participen en la prestación de Partida Autónoma, deberán disponer del equipamiento necesario para su adecuada provisión de acuerdo a los requerimientos del servicio, de conformidad a lo dispuesto en la NT SSCC.
- h) ~~Las centrales con unidades sincrónicas o SAE, Aquellas instalaciones~~ que participen en la prestación EDAG, ERAG y en los Sistemas de Protección Multiárea, deberán disponer de los equipamientos necesarios para su adecuada provisión, de acuerdo a con los requerimientos del servicio de conformidad a lo dispuesto en la NT SSCC.
- i) ~~Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán ser controlables dentro de su rango de potencia activa mínima y máxima disponible en cada momento. Adicionalmente, cuando lo solicite el Coordinado o cuando lo determine el Coordinador, deberán disponer del control y de entradas para recibir una consigna de potencia activa, expresada en MW, desde el AGC para modificar su generación de potencia activa y participar en el CSF, de acuerdo con su máxima generación de potencia activa disponible en cada momento.~~
- j) ~~Los parques eólicos y fotovoltaicos deberán disponer del equipamiento necesario para participar en el CPF según lo establecido en el Artículo 3-17.~~
- i) Las centrales generadoras y SAE os parques eólicos y fotovoltaicos deberán dDisponer de entradas para recibir una señal que establezca la máxima tasa de cambio a la cual podrán modificar su potencia activa, según corresponda.

k) Aquellas instalaciones que se interconecten en una Red Débil no deberán degradar la Fortaleza existente en el Área de Tensión Coherente. Se entenderá que no degrada la Fortaleza cuando su operación no deteriora el desempeño de los estándares señalados en el TÍTULO 5-15. Lo anterior deberá ser verificado con ocasión a los estudios de interconexión señalados en el Anexo Técnico “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SI” de la presente NT.

Artículo 3-7

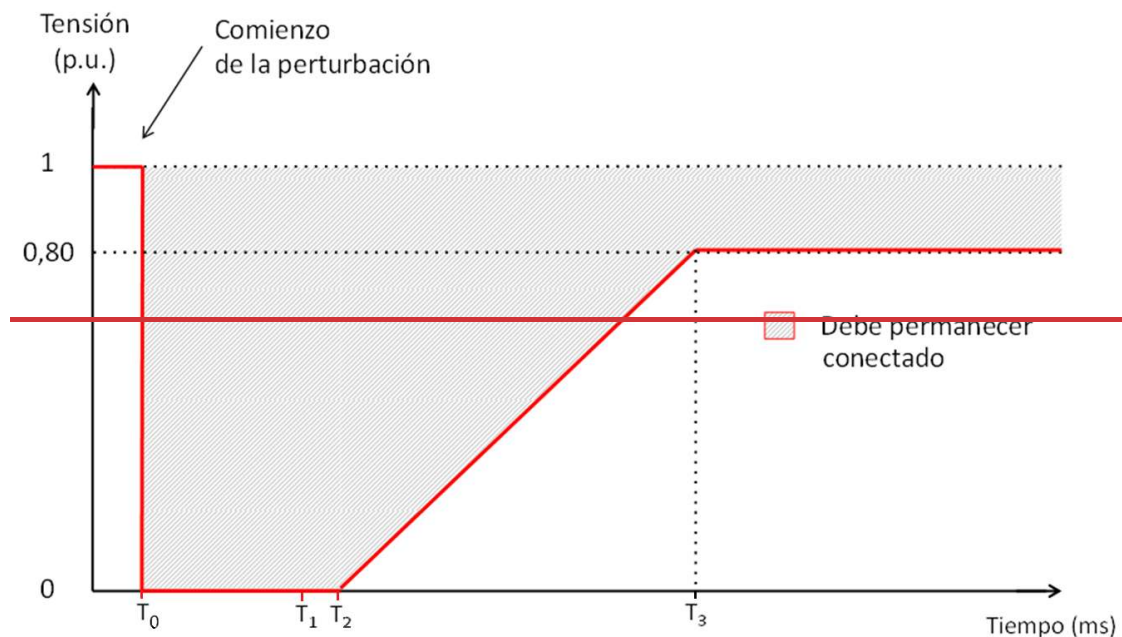
El diseño de las unidades generadoras sincrónicas deberá considerar un factor de potencia inductivo nominal de 0,92. El Coordinador que explote la central deberá entregar al Coordinador el Diagrama P-Q de la unidad para condiciones de tensión nominal en bornes y para los extremos de las bandas de tensión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

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

Artículo 3-8

ELIMINADO.

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



Siendo:

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

~~T_1 = Tiempo máximo de despeje de falla establecido en el Artículo 5-40, según el nivel de tensión del Punto de Conexión.~~

~~$T_2 = T_1 + 20$ [ms]~~

~~$T_3 = 1000$ [ms]~~

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

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

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

~~Donde se tiene que:~~

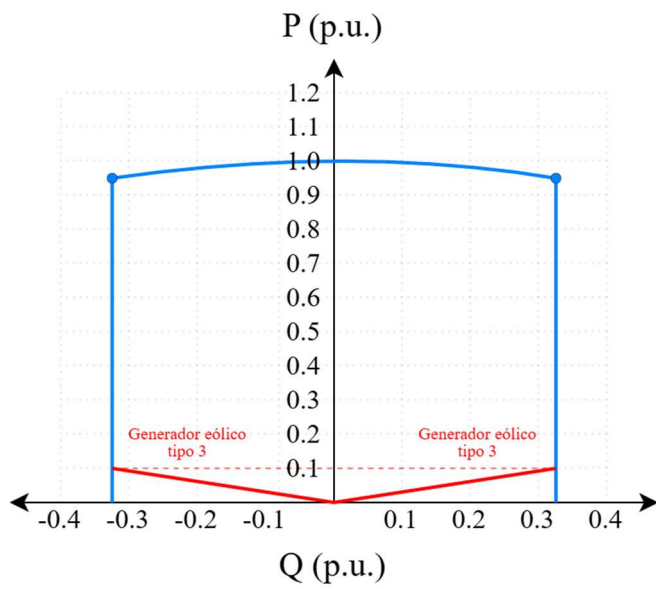
- ~~• $\Delta I_r = I_r - I_{r0}$~~
- ~~• $\Delta U = U - U_0$~~
- ~~• Con I_{r0} y U_0 la corriente reactiva y voltaje antes de la falla respectivamente.~~

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

~~A partir del instante en que se despeje la falla o finalice el evento que produjo la caída de tensión en el punto de conexión, y ésta retorne a la banda muerta del control de tensión, la inyección de corriente activa de la central deberá retornar, en el menor tiempo posible, al valor previo al evento. Para ello, deberá encontrarse dentro de la banda de tolerancia de $\pm 10\%$ de la misma en un tiempo no mayor a 1 segundo. Lo anterior, con la finalidad que el controlador de frecuencia/potencia permanezca operativo para cumplir con el desempeño indicado en el Artículo 3-17 tras concluir la acción del controlador de tensión asociada al evento.~~

Artículo 3-9

~~El diseño de las instalaciones de los parques eólicos o fotovoltaicos Centrales IBR deberá asegurar que éstas sean capaces de pueden operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos en el Punto de Conexión al ST, para tensiones en dentro del rango de Estado Normal, en las zonas definidas a Normal, conforme a la figura que se presenta a continuación:~~

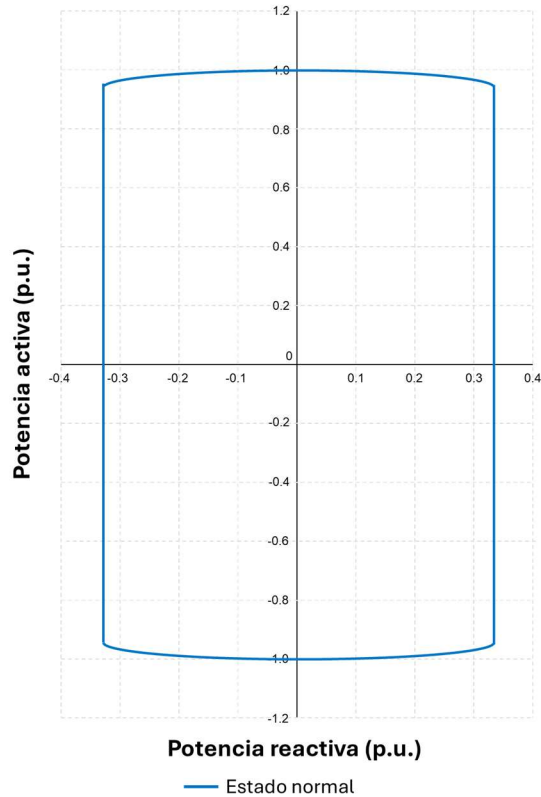


En la figura:

- a) La curva azul representa el requerimiento general para las Centrales IBR. En el caso de las Centrales IBR eólicas, corresponde a tipo 4, es decir, totalmente acoplados al sistema eléctrico mediante convertidores de potencia.
- b) La curva roja aplica exclusivamente a una Central IBR eólica en base a generadores eólicos tipo 3, es decir, parcialmente acoplados al sistema eléctrico mediante convertidores (también conocidos como generadores eólicos doblemente alimentados) que requieren una inyección mínima de potencia activa para operar.

Los límites de potencia reactiva máxima y mínima que deben ser capaces de entregar o absorber las Centrales IBR, se definen considerando una inyección del 95% de la potencia activa nominal operando con un factor de potencia de 0,95, lo que se traduce en valores límites para la potencia reactiva de $\pm 0,3122$ pu.

En cuanto a los Sistemas de Almacenamiento de Energía o la componente de almacenamiento de una CRCA, el diseño deberá asegurar que éstas sean capaces de operar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos en el Punto de Conexión al SI, para tensiones dentro del rango de Estado Normal, conforma a la figura a continuación:



I. Parques eólicos

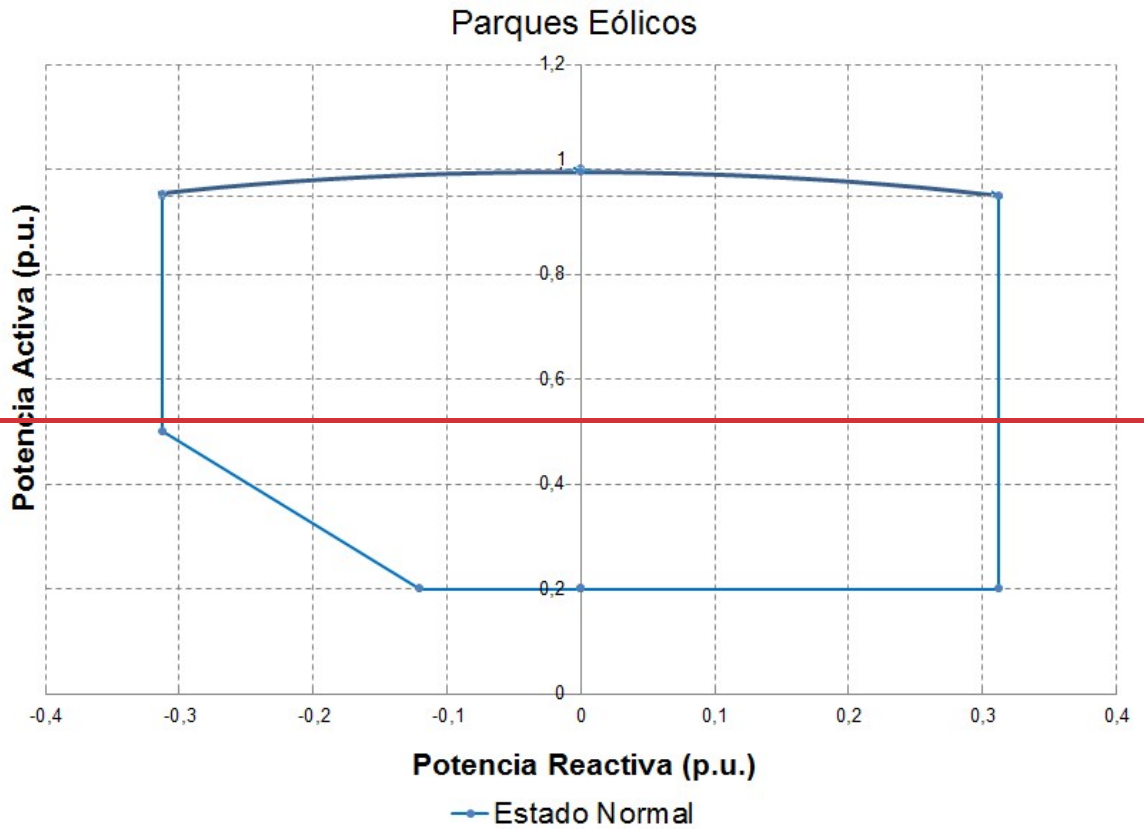
Zona de operación entregando reactivos:

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

Zona de operación absorbiendo reactivos:

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

Lo anterior puede representarse a través de la siguiente gráfica:

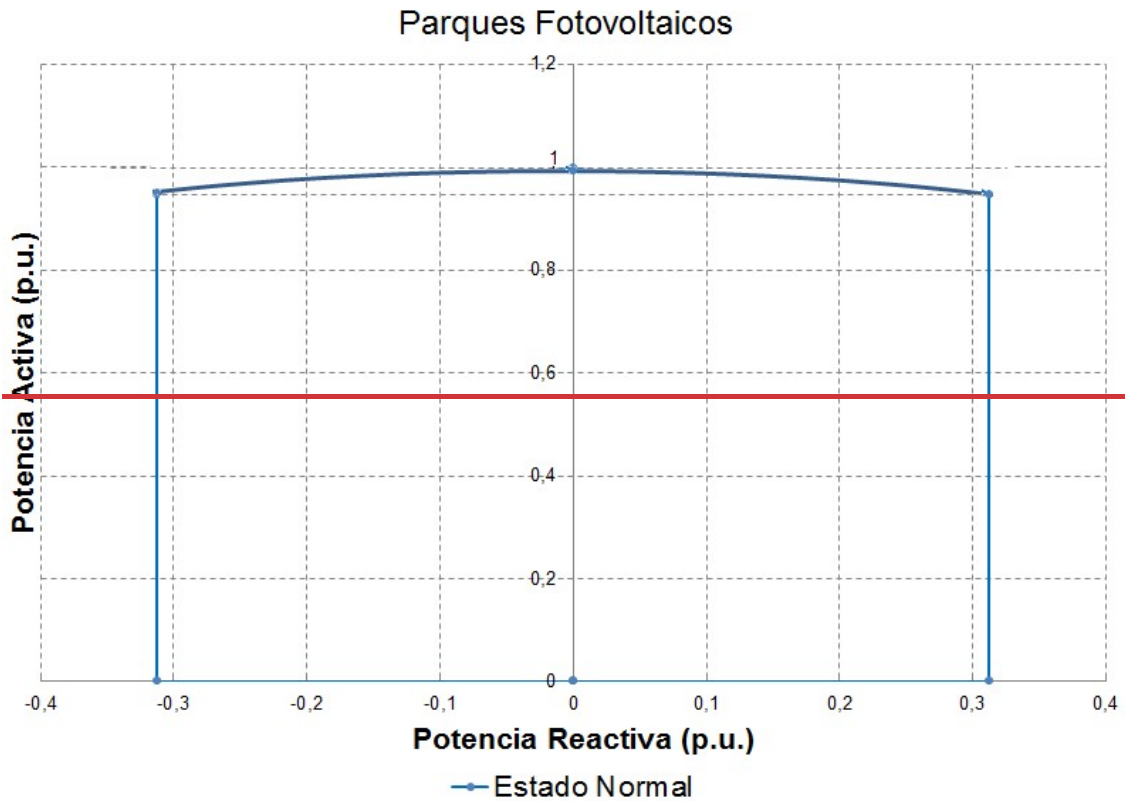


II. Parques fotovoltaicos

Zona de operación entregando y absorbiendo reactivos:

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

Lo anterior puede representarse a través de la siguiente gráfica:



Artículo 3-10

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

| Límite Inferior | Límite Superior | Tiempo Mínimo de Operación | | | |
|-----------------|---------------------|----------------------------|--------------------|--|--|
| | | Hidroeléctricas | Termoeléctricas | Parques Eólicos <u>Centrales IBR</u> | Parques Fotovoltaicos <u>Sistemas de Almacenamiento de Energía</u> |
| (mayor que) | (menor o igual que) | | | | |
| 49,0 [Hz] | 50,0 [Hz] | Permanente | Permanente | Permanente | Permanente |
| 48,0 [Hz] | 49,0 [Hz] | 90 minutos | 90 minutos | 90 minutos | 90 minutos |
| 47,5 [Hz] | 48,0 [Hz] | 30 minutos | 30 minutos | 30 minutos | 30 minutos |
| 47,0 [Hz] | 47,5 [Hz] | 5 segundos | Desconex. opcional | Desconex. opcional | Desconex. opcional |
| 50,0 [Hz] | 51,0 [Hz] | Permanente | Permanente | Permanente | Permanente |
| 51,0 [Hz] | 51,5 [Hz] | 90 minutos | 90 minutos | 90 minutos | 90 minutos |
| 51,5 [Hz] | 52,0 [Hz] | 90 segundos | 5 segundos | Desconex. opcional | Desconex. opcional |
| 52,0 [Hz] | 52,5 [Hz] | 15 segundos | Desconex. opcional | Desconex. forzada | Desconex. forzada |

| Límite Inferior | Límite Superior | Tiempo Mínimo de Operación | | | |
|-----------------|-----------------|----------------------------|-------------------|--|--|
| | | Hidroeléctricas | Termoeléctricas | Parques Eólicos <u>Centrales IBR</u> | Parques Fotovoltaicos <u>Sistemas de Almacenamiento de Energía</u> |
| 52,5 [Hz] | 53,0 [Hz] | 5 segundos | Desconex. forzada | | |

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

Los tiempos mínimos de operación establecidos en el presente Artículo son independientes de los tiempos aceptados para que la frecuencia incursione fuera de su valor nominal de acuerdo acon lo establecido en el Artículo 5-25.

Artículo 3-11

Para la aplicación de lo indicado en el Artículo 3-10, las unidades ~~o parques~~ generadoras deberán ser, ~~a los~~ menos, capaces de:

- Operar ~~establemente de manera estable en forma~~ permanente en el rango de frecuencia 49,0 - 51,0 [Hz], para tensiones comprendidas entre 0,95 y 1,05 por unidad de la tensión nominal, medido en los terminales de la unidad generadora en el caso de unidades sincrónicas o en su Punto de Conexión en el caso de ~~parques~~ Centrales IBR, a cualquier nivel de potencia.
- No reducir en más de un 10% su potencia activa entregada en Estado Normal de operación al SI en su Punto de Conexión para frecuencias estabilizadas en el rango de 47,5 [Hz] - 49,5 [Hz].
- Soportar cambios de frecuencia de hasta ~~2-2~~ 2-2 [Hz/s] sin desconectarse del SI. Para ello, la tasa de cambio de la frecuencia deberá ser medida durante un período de tiempo de ~~500-100~~ 500-100 [ms].

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

Artículo 3-12

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

- La respuesta de la tensión en bornes de una unidad generadora girando en vacío, ante la aplicación de un escalón del 5% en la consigna de tensión del sistema de regulación de excitación, deberá ser debidamente amortiguada y presentar una sobreoscilación inferior al 15%, un tiempo de crecimiento inferior a 400 [ms] y un tiempo de establecimiento no superior a 1,5 segundos. Se entiende por tiempo de crecimiento el

intervalo de tiempo que demora la tensión en los terminales de la unidad generadora para pasar del 10% al 90% de su valor final. El tiempo de establecimiento corresponderá a aquel donde la variable tensión se encuentre dentro de una banda de $\pm 5\%$ en torno a su valor final o de régimen.

- b) El error en estado estacionario en la tensión de generación deberá ser inferior a 0,25% para cualquier cambio en la carga del generador.
- c) La tensión máxima entregada por el sistema de excitación al campo de la unidad generadora deberá ser como mínimo 2 veces la tensión de excitación correspondiente a operación a plena carga y con factor de potencia nominal.
- d) Ante fallas severas localizadas en proximidades de la unidad generadora, el gradiente de crecimiento de la tensión de campo deberá ser tal que la tensión entregada por el sistema de excitación alcance su máximo antes de 15 [ms] para una depresión sostenida de la tensión en los terminales de la unidad generadora de 50%, con la unidad operando a plena carga y con factor de potencia nominal.
- e) En el caso de sistemas de excitación que no admiten una medición directa del desempeño de la excitatriz, como por ejemplo las de tipo "brushless", la determinación del cumplimiento de las exigencias anteriores deberá realizarse mediante simulaciones del sistema de excitación. Para estos efectos, el fabricante deberá entregar un modelo matemático del sistema de excitación que relacione las magnitudes de entrada medibles y las magnitudes de salida no accesibles cuando la unidad está instalada, indicando los límites y constantes de tiempo resultantes para las exigencias establecidas en las letras a) a d) anteriores. En el caso que las simulaciones muestren que no se cumplen todos los requerimientos indicados, los estudios que deben presentarse al Coordinador para la conexión de la unidad deberán demostrar que ello no producirá efectos adversos sobre la calidad y seguridad del servicio.

Artículo 3-13

Las unidades generadoras sincrónicas pertenecientes a centrales eléctricas de potencia nominal total igual o mayor a 50[MW] con dos o más unidades deberán tener un sistema de excitación que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión de la central a un valor ajustado por el operador y efectuar una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades generadoras que se encuentren operando.

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

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

Artículo 3-14

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

Asimismo, todas las unidades generadoras sincrónicas de más de 50 [MW] deberán estar equipadas con un PSS. En el caso que unidades menores a 50 [MW] o un conjunto de ellas provoquen oscilaciones indeseadas de potencia en el SI, ellas o un conjunto de ellas deberán estar equipadas con equipos PSS que permitan el control de dichas oscilaciones.

Artículo 3-15

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

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

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

Artículo 3-16

~~Los Equipos de Compensación de Energía Activa deberán cumplir con:~~

~~Operar en forma continua en todos los rangos de tensión exigibles a las instalaciones de generación.~~

~~Operar en forma continua en todos los rangos de frecuencia exigibles a las instalaciones de generación fotovoltaica en el Artículo 3-10.~~ ELIMINADO.

Artículo 3-17

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

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

Los rangos de ajustes serán:

- I. Para unidades hidráulicas: de 0% a 8%.
 - II. Otras unidades sincrónicas: de 4% a 8%.
- b) Banda muerta inferior a 0,1% del valor nominal de frecuencia, es decir, ± 25 [mHz].
- c) El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub- o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores sólo en caso de que el propietario de la unidad generadora proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.
- d) Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 segundos para unidades generadoras termoeléctricas y 120 segundos para unidades generadoras hidroeléctricas, operando conectadas al SI.

Para la operación en isla, las unidades generadoras deberán permitir el cambio de ajustes de parámetros, al menos manualmente, a valores previamente definidos por el Coordinador.

- e) Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación.

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

- ~~a) El retardo inicial del sistema de carga/velocidad deberá ser inferior a dos segundos, desde la detección de la sub- o sobrefrecuencia, hasta el comienzo de la acción. El Coordinador podrá aceptar retardos superiores sólo en caso que el propietario del parque eólico o fotovoltaico proporcione evidencias técnicas que lo justifiquen.~~
- ~~b) En caso de sobrefrecuencia, la acción del controlador de frecuencia / potencia dará lugar a una reducción proporcional de la producción de potencia con un gradiente de hasta el 55% 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%.~~
- ~~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 sincrónicas y ~~parques eólicos y fotovoltaicos~~ para cada uno de los requerimientos presentados será determinado por el Coordinador, en atención a la seguridad y calidad de servicio y de en conformidad con lo establecido en el Artículo 3-5.

Artículo 3-18

Todas las instalaciones que participen en la prestación de CSF, deberán estar integrada a un control centralizado de generación que esté habilitado para cumplir con el CSF.

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

- a) El sistema de control debe comprender un CSF, que actúe en forma conjunta sobre la consigna de potencia de todas las instalaciones que están en operación y participando del CSF.
- b) El controlador deberá ser de acción integral o proporcional-integral.
- c) El gradiente de toma de carga por acción conjunta no deberá ser menor a 4 [MW/min].

Artículo 3-19

Las instalaciones que participen en la prestación del servicio de Partida Autónoma, deberán tener capacidad de operación en forma independiente de sus unidades, entendiéndose por tal, la disponibilidad de los medios necesarios tales como consola de mando, medición, señalización, alarmas, controles de tensión y frecuencia, y comunicaciones operativas, entre otras, para la operación individual de cada unidad generadora con total independencia de las restantes.

Sin perjuicio de lo indicado en el Artículo 3-6, letra f), las instalaciones que participen en la prestación de PDC y PRS deberán poseer todo el equipamiento necesario para una adecuada implementación de los referidos servicios, de acuerdo a los requerimientos de éstos que establezca el Coordinador de conformidad a lo dispuesto en la NT SSCC.

Artículo 3-20

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

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

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

Para ~~parques eólicos, fotovoltaicos~~ las Centrales IBR, Sistemas de Almacenamiento de Energía y ~~de~~ motores diésel, las variables a supervisar serán, a ~~lo~~ menos, aquellas que representen el comportamiento de la instalación para el parque en su conjunto medidas en su Punto de Conexión al SI.

Artículo 3-21

Las instalaciones de generación deben estar diseñadas para mantener la Calidad de Producto Eléctrico según los estándares establecidos en el TÍTULO 5-14.

|

TÍTULO 3-4 INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

Artículo 3-22

Las instalaciones del Sistema de Transmisión que operen interconectadas en el SI, deberán cumplir con las exigencias mínimas de diseño establecidas en la presente NT, y con las exigencias establecidas en el Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión.

TÍTULO 3-5 INSTALACIONES DE CLIENTES

Artículo 3-23

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

- a) La potencia consumida desde el ST podrá variar de forma tal que no afecte el cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo 5.
- b) El Coordinado que explote las instalaciones deberá realizar y presentar al Coordinador estudios de transitorios electromecánicos o electromagnéticos, si corresponde, de sistemas de potencia para determinar los efectos de su desconexión intempestiva, total o parcial, a consecuencia de la Contingencia Simple más desfavorable en sus instalaciones.

Si como resultado de los estudios el Coordinador comprobara que esta perturbación da lugar a variaciones de frecuencia y/o tensión en el SI, que exceden los estándares establecidos en el Capítulo 5 de la presente NT, el Cliente deberá incluir las redundancias necesarias en la configuración de sus instalaciones, en equipamientos primarios o de control, que permitan asegurar el debido cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en la NT.

- c) El TDF para fallas en las Instalaciones de Clientes deberá ser determinado por el Coordinado en el estudio de coordinación de protecciones que éste deberá realizar y someter a la aprobación del Coordinador, pero en ningún caso podrán exceder los valores límites establecidos en Artículo 5-40.
- d) Disponer de protecciones de respaldo para fallas en el ST, cuando el Coordinado explote unidades generadoras que contribuyan a la falla.

Por su parte, las instalaciones del ST deberán disponer de protecciones de respaldo local o remoto para fallas en las Instalaciones de Clientes. De ser necesario, las instalaciones de cliente deberán poseer protecciones con redundancia en todos los tramos con conflicto y despejar las fallas en tiempos adecuados. Los tiempos de operación de esas protecciones deben ser determinados en el referido estudio de coordinación y aprobados por el Coordinador.

- e) El estudio de coordinación de protecciones realizado por el Coordinado deberá garantizar que el ajuste de sus protecciones y el de las protecciones del ST actúen de manera selectiva, desconectando solamente aquellos equipos necesarios para despejar la falla.

Artículo 3-24

Las Instalaciones de Clientes deberán contar con el Eequipamiento de eCompensación de pPotencia fReactiva necesario para dar cumplimiento a la exigencia de factor de potencia especificada en los Artículo 5-17 (Clientes Libres) y Artículo 5-18 (Clientes Regulados).

Artículo 3-25

Las Instalaciones de Clientes deberán incluir el equipamiento y automatismo suficiente para participar en la prestación del servicio de EDAC, en la magnitud que corresponda de acuerdo a

acuerdo con los requerimientos del servicio que establezca el Coordinador de conformidad a lo dispuesto en la NT SSCC.

Artículo 3-26

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

Artículo 3-27

Las Instalaciones de Clientes que participen en la prestación de SSCC deberán poseer todo el equipamiento necesario para una adecuada prestación de los respectivos servicios, ~~de acuerdo~~ ade acuerdo con los requerimientos específicos de los servicios que establezca el Coordinador de conformidad a lo dispuesto en la NT SSCC.

Artículo 3-28

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

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

Artículo 3-29

Las Instalaciones de Clientes deben estar diseñadas para mantener la Calidad de Producto Eléctrico según los estándares establecidos en el TÍTULO 5-14.

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

Artículo 3-30

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

TÍTULO 3-7 REQUISITOS SÍSMICOS PARA INSTALACIONES ELECTRICAS DE ALTA TENSIÓN

Artículo 3-31

Las exigencias mínimas de diseño sísmico para las instalaciones de los sistemas de transmisión, sistemas de almacenamiento de energía que presten servicios de transmisión y equipos de compensación de energía serán las establecidas en el Anexo Técnico de Requisitos Sísmicos para Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión, según corresponda.

**TÍTULO 3-8 EXIGENCIAS MÍNIMAS DE
INSTALACIONES BASADAS EN
CONVERTIDORES QUE SE CONECTEN AL
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL**

Artículo 3-32

Las exigencias mínimas de las Instalaciones Basadas en Convertidores que se conecten al SEN serán las establecidas en el Anexo Técnico de Instalaciones Basadas en Convertidores que se Conecten al Sistema Eléctrico Nacional de la presente NT.

CAPÍTULO 4: EXIGENCIAS MÍNIMAS PARA SISTEMAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN

TÍTULO 4-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 4-1

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

Artículo 4-2

Las disposiciones del presente Capítulo comprenden los siguientes sistemas:

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

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

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

Artículo 4-3

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

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

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

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

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

TÍTULO 4-2 SISTEMA DE INFORMACION EN TIEMPO REAL

Artículo 4-4

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

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

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

Artículo 4-5

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

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

Artículo 4-6

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

Artículo 4-7

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

Artículo 4-8

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

Artículo 4-9

El Coordinador estará sujeto al cumplimiento de las siguientes obligaciones:

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

Artículo 4-10

Cada Coordinado estará sujeto al cumplimiento de las siguientes obligaciones:

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

Artículo 4-11

El conjunto de parámetros técnicos y operativos que debe transmitir cada Coordinado al Coordinador son definidos en el Anexo Técnico "Definición de Parámetros Técnicos y Operativos para el envío de Datos al SITR", y será cómo mínimo el que se define en Artículo 3-20, Artículo 3-26 y en el AT Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión, según corresponda.

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

Artículo 4-12

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

a los canales de comunicación de datos. El Coordinador deberá establecer la metodología de medición de esta disponibilidad en el Anexo Técnico indicado en el Artículo 4-11.

Artículo 4-13

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

Artículo 4-14

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

Artículo 4-15

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

Artículo 4-16

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

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

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

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

Artículo 4-17

El Coordinador deberá supervisar y verificar permanentemente la prestación de SSCC, a través de los recursos de medición, registros y señales básicas que establece la presente NT, la NT SSCC y otros que establezca el Coordinador.

En el caso de los SSCC de Control de Frecuencia, el Coordinador podrá requerir que se envíe en tiempo real variables relevantes tales como valor de estadismo, límites de inyecciones, tasa de toma de carga de las instalaciones, entre otros.

El Coordinador definirá los medios a utilizar, tanto en el CDC como en los CC, para efectuar una adecuada supervisión del desempeño de las instalaciones que participen en la prestación de SSCC.

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

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

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

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

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

Además, cada instalación deberá responder a la consigna que envíe el AGC en un tiempo de retardo máximo que definirá el Coordinador conforme a los tiempos exigidos para la prestación del servicio de CSF en la Resolución SSCC. Dicho tiempo de retardo, corresponderá al tiempo transcurrido desde que el AGC envía la consigna a la instalación y hasta que el mismo AGC verifica que la instalación ha comenzado a responder según las características que hayan sido determinadas en las pruebas de verificación de acuerdo a la NT SSCC.

Artículo 4-18

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

TÍTULO 4-3 COMUNICACIONES DE VOZ OPERATIVAS

Artículo 4-19

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

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

Artículo 4-20

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

Artículo 4-21

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

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

Artículo 4-22

En la forma y oportunidad que el Coordinador disponga, los Coordinados deberán informar la nómina de su personal autorizado a comunicarse con el CDC a través de los canales de comunicación oficiales, para recibir instrucciones, entregar informaciones y tomar decisiones en nombre de éstos.

Artículo 4-23

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

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

Artículo 4-24

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

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

Artículo 4-25

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

TÍTULO 4-4 SISTEMA DE MONITOREO

Artículo 4-26

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

Artículo 4-27

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

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

Artículo 4-28

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

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

TÍTULO 4-5 SISTEMA DE MEDIDAS DE TRANSFERENCIAS ECONÓMICAS

Artículo 4-29

Los Coordinados deberán contar con sistemas de medida de transferencias económicas, destinados exclusivamente a esa función. Para lo anterior, deberán disponer de transformadores de corriente con núcleo exclusivo. Los transformadores de potencial podrán tener núcleo exclusivo o no, mientras que los transformadores de medida, tanto de corriente como de tensión, deberán contar con cableados dedicados. Además, el diseño de los transformadores de medida deberá permitir la inclusión de sellos numerados que garanticen la invulnerabilidad de los sistemas de medida de transferencias económicas en todos los puntos susceptibles de intervención.

Los errores máximos permitidos en los elementos de los esquemas de medida, que son utilizados en los balances para transferencias económicas, serán los siguientes:

- a) Medidores de Energía: deben cumplir con el índice de clase de precisión del 0,2 IEC (62053-22 y 62052-11).
- b) Transformadores de Corriente: deberán cumplir con el índice de precisión Clase 0,2 (IEC 61869-2). En el caso de que se requiera realizar suma de corrientes estos deberán cumplir con el índice de precisión Clase 0,1, para este caso se deberá cumplir con los requisitos establecidos en el artículo 39 del Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión.
- c) Transformadores de Potencial: deberán cumplir con el índice de precisión Clase 0,2 (IEC 61869-3/5).
- d) Equipos Compactos de Medida: deberán cumplir con el índice de precisión Clase 0,3 (ANSI C.12).
- e) Cableado Secundario: Los conductores utilizados para la conexión de corrientes deberán ser calculados para no sobrepasar el Burden nominal del transformador de corriente, considerando todos los elementos serie y la norma IEC 61869-2. Los conductores utilizados para la conexión de potenciales deberán ser calculados para introducir como máximo un 0,2% de error y teniendo en consideración la norma IEC 61869-3.
- f) Para el caso de instalaciones servicios auxiliares, que realicen retiros de energía desde el SEN, el equipo de medida deberá cumplir con un índice de clase de precisión del 0,2 IEC (62053-22 y 62052-11).

Las características mencionadas podrán ser auditadas por el Coordinador conforme a lo dispuesto en el Anexo Técnico “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas”.

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

El Equipo de Medida debe disponer, como mínimo, de una puerta de comunicaciones Ethernet, exclusiva o compartida, disponible para el Coordinador, a objeto de que sea accedida por la

plataforma de recepción de medidas de transferencias económicas. En casos justificados los Coordinados podrán presentar al Coordinador otras alternativas de solución para el acceso a la data del medidor, la que deberá ser autorizada por el Coordinador.

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

El Coordinador deberá llevar un registro de los sellos correspondientes a cada sistema de medida. A estos efectos, cada vez que un Coordinado realice una intervención que requiera el retiro de sellos, éste deberá informar al Coordinador e individualizar los sellos retirados y los instalados con sus respectivas ubicaciones en conformidad a lo establecido en el Anexo Técnico “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas”.

Artículo 4-30

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

Artículo 4-31

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

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

Artículo 4-32

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

El acceso directo a las medidas del medidor de los coordinados con el Coordinador, deberá garantizar una disponibilidad de la información mayor o igual a 97%, medida en una ventana móvil de 12 meses, incluyendo en el cálculo la disponibilidad de los equipos de medida. La metodología

de medición de la disponibilidad se establecerá en el Anexo Técnico “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas”.

Artículo 4-33

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

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

Artículo 4-34

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

CAPÍTULO 5: EXIGENCIAS PARA ESTÁNDARES DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

TÍTULO 5-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 5-1

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

Artículo 5-2

El alcance del presente Capítulo es:

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

TÍTULO 5-2 EXIGENCIAS GENERALES

Artículo 5-3

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

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

Artículo 5-4

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

Artículo 5-5

La planificación para el desarrollo del SI deberá ser realizada aplicando el Criterio N-1, definido según lo establecido en el Artículo 1-7 numeral 36. Asimismo, podrá considerar aquellos criterios de Robustez definidos el TÍTULO 5-15 de la presente Norma Técnica.

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

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

Artículo 5-6

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

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

Artículo 5-7

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

Artículo 5-8

Las unidades generadoras ~~sincrónicas y parques eólicos y fotovoltaicos~~ Sistemas de Almacenamiento de Energías que operen interconectados al SI deberán disponer de la capacidad de absorber o entregar potencia reactiva, conforme se indica en el TÍTULO 3-3 de la presente NT.

Artículo 5-9

Los Coordinados que operan instalaciones pertenecientes al ST deberán poner a disposición y coordinar con el Coordinador la operación de los equipos de compensación de potencia reactiva exigidos en el AT Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión. La provisión de SSCC será realizada en conformidad a la NT SSCC.

TÍTULO 5-3 ESTÁNDARES PARA INSTALACIONES DE CLIENTES

Artículo 5-10

Los Coordinados propietarios de las instalaciones que participen en la prestación de los SSCC de EDAC por subfrecuencia, subtensión o contingencia específica serán responsables de instalar, administrar y operar los equipamientos necesarios para cumplir con los porcentajes de participación o montos requeridos para la prestación del referido servicio.

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

Artículo 5-11

La demanda total disponible para el EDAC por subfrecuencia no deberá ser menor al 30% de la demanda conjunta del SI. El porcentaje de demanda a afectar ante cada contingencia mediante la habilitación de los EDAC disponibles por subfrecuencia deberá ser determinado por el Coordinador de conformidad a lo dispuesto en la NT SSCC.

El monto o porcentaje requerido de EDAC será distribuido en escalones, con el objeto de que el monto efectivamente racionado sea incremental en función de la gravedad creciente de la falla.

Artículo 5-12

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

- a) Instalación de equipamientos que deben medir la frecuencia en un tiempo no mayor a 6 ciclos, mediante un proceso de muestreo y filtrado que elimine comportamientos oscilatorios o inestables, y enviar luego la señal de apertura a los interruptores que desconectan los consumos habilitados para participar del EDAC por subfrecuencia, cuando ellas alcanzan los niveles de ajuste y retardo determinados en el Estudio de EDAC.

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

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

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

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

Artículo 5-13

La demanda total disponible para el EDAC por subtensión no deberá ser menor al 20% de la demanda conjunta del SI. El porcentaje de demanda a afectar mediante la habilitación de los EDAC disponibles por subtensión deberá ser determinado por el Coordinador de conformidad a lo dispuesto en la NT SSCC.

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

Artículo 5-14

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

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

Artículo 5-15

Los Clientes Regulados y Clientes Libres serán responsables de instalar, administrar y operar los equipamientos necesarios para cumplir con los porcentajes o montos requeridos para la prestación del servicio de EDAC por Contingencia Específica según el requerimiento del servicio de conformidad a lo dispuesto en la NT SSCC.

Artículo 5-16

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

Artículo 5-17

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

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

- d) 0,98 inductivo y 1,000 en los Puntos de Control con tensiones nominales iguales o superiores a 200 [kV].

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

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

Artículo 5-18

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

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

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

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

TÍTULO 5-4 ESTÁNDARES DE INSTALACIONES DEL SEN PARA ESTADO NORMAL Y ESTADO DE ALERTA

Artículo 5-19

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

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

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

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

Artículo 5-20

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

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

Artículo 5-21

En Estado Normal, el control de las tensiones del SI dentro de la banda de regulación permitida deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva de las unidades generadoras dentro del Diagrama P-Q, y con las reservas de potencia reactiva que sean necesarias para cumplir con los requerimientos del servicio que establezca el Coordinador de conformidad a lo dispuesto en la NT SSCC.

En el caso de ~~parques eólicos y fotovoltaicos~~ Centrales IBR o Sistemas de Almacenamiento de Energía, este control deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva del Punto de Conexión al SI dentro del Diagrama P-Q definido en el Artículo 3-9-0 de la presente NT, y con las reservas ~~necesarias~~ de potencia reactiva que sean necesarias para cumplir con los requerimientos del servicio que establezca el Coordinador de conformidad a lo dispuesto en la NT SSCC.

Artículo 5-22

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

Artículo 5-23

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

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

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

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

Artículo 5-24

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

En el caso de ~~parques eólicos~~ Centrales IBR o Sistemas de Almacenamiento de Energía, la potencia reactiva aportada deberá cumplirse en el Punto de Conexión al SI.

Artículo 5-25

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

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

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

Artículo 5-26

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

- a) Límite Térmico (Artículo 5-27, Artículo 5-28, ~~Artículo 5-29~~);
- b) Límite por Sobrecargas de Corta Duración (Artículo 5-30);
- c) Límite por Estabilidad Transitoria (Artículo 5-43);
- d) Límite por Estabilidad Permanente (Artículo 5-44);
- e) Límite por Estabilidad de Tensión (Artículo 5-45); y
- f) Límite por Estabilidad de Frecuencia (Artículo 5-46).

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

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

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

Artículo 5-27

En el caso de líneas de transmisión, para la aplicación del artículo precedente, el Coordinador deberá desarrollar Estudios para determinar su Límite Térmico considerando los antecedentes informados por los Coordinados en los términos indicados en el Anexo Técnico Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento.

Artículo 5-28

En el caso de transformadores de poder, para la aplicación del Artículo 5-26, el Coordinador deberá desarrollar Estudios para determinar su Límite Térmico, a partir de la corriente máxima admisible para régimen permanente informada por los Coordinados, así como la capacidad de sobrecarga admisible en función del tiempo, considerando las condiciones meteorológicas, las condiciones iniciales de operación, las características eléctricas del transformador, los criterios de uso de la capacidad de sobrecarga de corta duración que están contenidos en las normas IEC e IEEE, la temperatura ambiente, la disponibilidad de medios de ventilación y otros factores limitantes. Los valores informados por los Coordinados deberán estar debidamente justificados en un informe especial para tal efecto, conforme a los términos y condiciones que establezca el Coordinador.

Artículo 5-29

En el caso de condensadores serie, para la aplicación del Artículo 5-26, el Coordinador deberá desarrollar Estudios para determinar su Límite Térmico, a partir de la corriente máxima admisible informada por los Coordinados para régimen permanente, así como la capacidad de sobrecarga admisible en función del tiempo, considerando a lo menos las condiciones meteorológicas y las condiciones iniciales de operación, la capacidad y criterios de sobrecarga de corta duración que estén contenidos en las normas IEC, entre otros factores limitantes. Los valores informados por los Coordinados deberán estar debidamente justificados en un informe especial para tal efecto, conforme a los términos y condiciones que establezca el Coordinador.

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

Artículo 5-30

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

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

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

~~La Contingencia Simple a considerar~~La Contingencia Simple para considerar, mediante un análisis estacionario—, será la desconexión intempestiva de un circuito de línea o transformación transformador.

Artículo 5-31

En Estado Normal y frente a la ocurrencia de una Contingencia Simple, el SI deberá mantenerse transitoriamente estable, utilizando los recursos de control y protección que estén disponibles, sin riesgo de pérdida de sincronismo, inestabilidad de tensión o frecuencia, o disgregación en las Eeléctricas o Interacciones de Control.

Artículo 5-32

Para la aplicación del Artículo 5-31, en Estado Normal, las Contingencias Simples que deberán ser consideradas por el Coordinador y superadas sin pérdida de estabilidad sincronismo de las unidades generadoras del SI, son las siguientes:

- a) Contingencias Simples de Severidad 1 y 2, sin actuación de EDAC o EDAG, y de Severidad 3, admitiendo la actuación de EDAC, EDAG o ERAG. En estos casos, al terminar el al ~~termino~~logrando al final del transitorio de falla, el SI deberá cumplir cumplimiento de los estándares de tensión definidos en el Artículo 5-23 para el Estado de Alerta definidos en el Artículo 5-23 de la presente NT, ~~serán las de Severidad 1, 2, sin actuación de los EDAC o EDAG y Severidad 3, admitiendo actuación de EDAC, EDAG o ERAG.~~
- b) Contingencias Simples de Severidad 4, 4a y 5, admitiendo la actuación de EDAC, EDAG o ERAG, en cuyo caso, al final del transitorio de la falla, las tensiones del SI deberán cumplir

con los estándares de tensión definidos para el Estado de Emergencia, según lo establecido en el Artículo 5-47.

a)c) Contingencias Simples de Severidad 8 y 9, que no califican como Contingencias Extremas debido a su menor impacto, también deberán ser consideradas por el Coordinador y superadas evitando un Apagón Parcial o Total del SI. En estos casos, al finalizar el transitorio de falla, deberán cumplirse los estándares definidos para el Estado de Emergencia, conforme a lo indicado en los TÍTULO 5-8 a TÍTULO 5-11 de la presente NT, admitiéndose, de ser necesario, la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias.

~~Adicionalmente, las Contingencias Simples que deberán ser consideradas y superadas sin pérdida de sincronismo de las unidades generadoras del SI, logrando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares de tensión definidos en el Artículo 5-47 para el Estado de Emergencia, serán las de Severidad 4 y 5, admitiendo actuación de EDAC, EDAG o ERAG.~~

~~Finalmente, las Contingencias Simples de severidad 8 y 9 que no califican como Contingencias Extremas dado su menor impacto, también deberán ser consideradas por el Coordinador y superadas evitando el Apagón Parcial del SI, logrando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares definidos para el Estado de Emergencia en TÍTULO 5-8 a TÍTULO 5-11 de la presente NT, admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias.~~

~~El análisis de las contingencias antes mencionadas deberá ser realizado considerando Estas verificaciones deberán realizarse para la configuración de demanda y generación en Estado Normal que, a juicio del Coordinador, represente la condición se estime más desfavorable a juicio del Coordinador para el sistema o subsistema eléctrico, cuando corresponda.~~

Artículo 5-33

En Estado Normal, las Contingencias Extremas que deberán ser consideradas por el Coordinador y superadas evitando el Apagón Total del SI, logrando al final del transitorio de falla el cumplimiento de los estándares definidos para el Estado de Emergencia TÍTULO 5-8 a TÍTULO 5-11, serán las de Severidad 6, 7, 8 y 9, admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias.

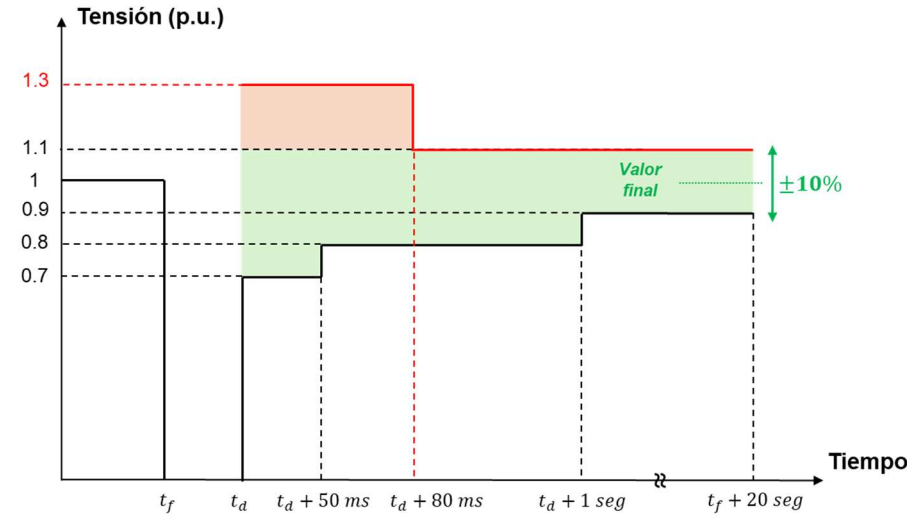
Artículo 5-34

~~Encontrándose en~~ En Estado Normal ~~al y~~ ocurrir una Contingencia Simple de hasta severidad 7, se deberán cumplir los siguientes criterios de desempeño en la recuperación de las tensiones del ST:

- a) La tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0,70 por unidad luego de 50 [ms] de despejada la contingencia, en ninguna barra del ST, admitiendo en caso necesario la utilización de Recursos Generales y Adicionales de Control de Contingencias.
- b) La tensión tampoco podrá permanecer por debajo de 0,80 por unidad, por un tiempo superior a 1 segundo, contado a partir del despeje de la falla.
- c) La magnitud de la tensión en todas las barras del SI deberá converger a su valor final, ingresando dentro de una banda de tolerancia de $\pm 10\%$ en torno al mismo, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de ocurrencia de la contingencia.

d) La tensión en las barras del ST no deberá exceder un 1,3 por unidad por un tiempo superior a 80 [ms], contando desde el instante del despeje de la falla.

La figura a continuación muestra la curva con los requerimientos de recuperación de la tensión previamente indicados:



a)

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

t_f : tiempo en que ocurre la falla.

t_d : tiempo de despeje de la falla.

Artículo 5-35

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

Artículo 5-36

En el caso que una Contingencia Simple o Extrema dé lugar a una condición de sobrefrecuencia, el incremento transitorio de la frecuencia deberá ser controlado prioritariamente con los recursos asociados a los Servicios de Control de Frecuencia, y en la medida que sea necesario, deberán implementarse los EDAG, ERAG y/o Sistemas de Protección Multiárea que impidan que la frecuencia alcance valores tales que se activen las protecciones contra sobrefrecuencia y/o sobrevelocidad con que está equipadas las instalaciones que participen en la prestación.

Artículo 5-37

En el caso que una Contingencia dé lugar a una variación de la frecuencia, el Coordinador deberá verificar mediante simulaciones previas, que las variaciones de frecuencia fuera de la banda de operación en régimen permanente definida en el Artículo 5-25, no excedan los tiempos máximos de funcionamiento en cada nivel de frecuencia exigibles al conjunto de unidades generadoras que están conectados al SI, indicadas en el Artículo 3-10.

En el caso que los EDAC y Sistemas de Protección Multiárea habilitados no puedan restablecer la frecuencia dentro de los rangos y los tiempos indicados en el Artículo 3-10 de la presente NT, el Coordinador estará facultado para ordenar desconexiones manuales de carga.

Artículo 5-38

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

Artículo 5-39

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

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

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

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

Artículo 5-40

Con el fin de garantizar la recuperación del SI frente a las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-32 y Artículo 5-33, los tiempos de actuación de los sistemas de protección propios de la instalación fallada deberán asegurar el efectivo despeje de las fallas en un tiempo:

- a) Inferior a 6 ciclos (120 [ms]), en el caso de fallas en unidades generadoras o Sistemas de Almacenamiento de Energía directamente conectadas a instalaciones del ST.
- b) Inferior a 20 ciclos (400 [ms]), para fallas en líneas y transformadores del ST con tensión nominal inferior a 200 [kV].

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

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

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

Artículo 5-41

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

La compatibilidad entre los tiempos de actuación de los mecanismos de reconexión automática; los requerimientos de estabilidad transitoria del SI; y los tiempos mínimos necesarios para asegurar la extinción de la corriente de arco secundario, deberá ser verificada en los estudios de sistemas eléctricos que debe presentar el Coordinado que explote las instalaciones a la aprobación del Coordinador, en base a los análisis y criterios establecidos por ésta, en el Estudio indicado en el Artículo 5-42.

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

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

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

Artículo 5-42

El Coordinador deberá desarrollar Estudios para definir los parámetros mínimos de la reconexión monopolar y tripolar, considerando las contingencias de severidad 2 (sin admitir actuación de EDAG, ERAG o EDAC) y 4 (admitiendo actuación de EDAG, ERAG o EDAC), de manera de cumplir con las exigencias de la presente NT.

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

Artículo 5-43

Para las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-32, el Coordinador determinará el Límite por Estabilidad Transitoria para cada Elemento Serie del ST para las configuraciones de demanda y generación más desfavorables, para lo cual se considerará como margen de seguridad adecuado verificar que la excursión del ángulo del rotor en la primera oscilación de la **máquina unidad generadora** más exigida no supere los 120° eléctricos medidos respecto del eje inercial del SI, y siempre que se verifique el cumplimiento de los estándares de recuperación dinámica definidos desde el Artículo 5-34 al Artículo 5-39.

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

Artículo 5-44

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

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

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

Artículo 5-45

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

- I. En Estado Normal, el Límite de Transmisión por Regulación o Estabilidad de Tensión de cada elemento serie corresponderá a la transmisión que cumple las condiciones siguientes: Para una transmisión inicial dada (P_{inic}) se deberá cumplir que en Estado Normal todas las tensiones del ST se encuentren dentro de la bandas aceptables para dicho estado (Artículo 5-19), y que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple que

eleve la transmisión por el elemento en análisis al valor (P_{postc}), todas las tensiones del ST se mantengan dentro de la banda establecida para el Estado de Alerta (Artículo 5-23).

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

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

Artículo 5-46

Para la configuración de demanda y generación más desfavorable, considerando las contingencias y severidad especificadas en el Artículo 5-32, el Límite por Estabilidad de Frecuencia deberá considerar un margen de seguridad adecuado para garantizar la estabilidad de la frecuencia en Estado Normal o de Estado de Alerta tal que permita cumplir con las exigencias de recuperación dinámica establecidas en el Artículo 5-35.

Este margen será determinado en conformidad a los criterios y metodologías establecidas en la NT_SSCC y considerando los resultados del último “Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN” realizado por el Coordinador, según lo establecido en el TÍTULO 5-15 de la presente NT.

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

TÍTULO 5-8 ESTÁNDARES EN INSTALACIONES DEL SEN PARA ESTADO DE EMERGENCIA

Artículo 5-47

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

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

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

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

Artículo 5-48

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

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

Artículo 5-49

El control de las tensiones del SI dentro de la banda de regulación permitida deberá efectuarse manteniendo la potencia reactiva de las unidades generadoras dentro del Diagrama P-Q, hasta un límite del 100% de la capacidad máxima, en forma permanente, tanto en la región de sobreexcitación como de subexcitación, según sea necesario, limitado por los valores de la tensión en los terminales de la unidad, la cual no deberá estar fuera del rango de tensiones máximas admisibles en cada unidad.

En el caso de ~~parques eólicos y fotovoltaicos~~ Centrales IBR y Sistemas de Almacenamiento de Energía, la potencia reactiva aportada deberá cumplirse en el Punto de Conexión.

TÍTULO 5-9 LÍMITES DE TRANSMISIÓN EN ESTADO DE EMERGENCIA

Artículo 5-50

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

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

Artículo 5-51

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

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

Artículo 5-52

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

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

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

Artículo 5-53

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

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

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

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

Será responsabilidad de cada Coordinado tomar todas las medidas necesarias para dar cumplimiento en sus instalaciones a los estándares que se definen en el Artículo 5-54 y Artículo 5-55.

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

Artículo 5-54

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

| Tipo de Central | HPRog | HFORg | FFORg |
|--|-----------|-----------|----------|
| Hidráulica Embalse (por unidad) | 400 | 100 | 8 |
| Hidráulica Pasada (por unidad) | 300 | 50 | 4 |
| Térmica Vapor (por unidad) | 750 | 200 | 12 |
| Térmica Ciclo Combinado (por ciclo) | 500 | 200 | 12 |
| Turbina Gas (por unidad) | 300 | 50 | 4 |
| Motores Diésel (por unidad) | 300 | 100 | 8 |
| Parque de Motores Diésel | 20 | 10 | 4 |
| Parques Eólicos y Fovoltaicos <u>Centrales IBR</u> | 20 | 10 | 4 |
| Sistemas de Almacenamiento de Energía | <u>20</u> | <u>10</u> | <u>4</u> |

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

Artículo 5-55

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

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

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

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

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

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

Artículo 5-56

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

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

Artículo 5-57

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

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

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

Donde,

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

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

- a) según la duración de la interrupción, identificando interrupciones de más de tres minutos de duración, e interrupciones de duración menor o igual a tres minutos.
- b) según el origen de la falla inicial que ocasionó la interrupción, identificando si éste corresponde a instalaciones de generación, transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo, dedicado u otro.
- c) identificando cuando la interrupción responde a la prestación de SSCC, como DMC, EDAC, EDAG, PDC, Sistemas de Protección Multitarea

Artículo 5-58

Para cumplir con las disposiciones del presente título, el Coordinador deberá mantener en su sitio web un registro con detalle mensual, debidamente actualizado, de la información estadística y el cálculo de los índices de indisponibilidad y continuidad señalados en el Artículo 5-54, Artículo 5-55 y Artículo 5-57.

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

Artículo 5-59

El valor estadístico de la tensión medido en los Puntos de Control, deberá permanecer dentro de la banda de tolerancia establecida en los valores definidos en el Artículo 5-19 (Estado Normal), durante el 99% del tiempo de cualquier período de control o de medición semanal, excluyendo períodos con interrupciones de suministro.

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

Artículo 5-60

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

Artículo 5-61

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

Artículo 5-62

La evaluación del desempeño del Control de Frecuencia del SI se efectuará tanto a nivel sistémico como para cada una de las AfC definidas en el último “Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN”. Como indicador de desempeño se utiliza a través del cálculo del factor FECF para cada hora k, el cual se define a través de la siguiente expresión:

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

Donde,

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

Artículo 5-63

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

En el caso de que las dinámicas del SI se vuelvan más rápidas, la medición de frecuencia se podrá realizar en un intervalo de muestreo menor al previamente indicado.

Artículo 5-64

El Coordinador deberá definir e informar trimestralmente a los Coordinados, de acuerdo al con el Anexo Técnico "Desempeño del Control de Frecuencia", los siguientes valores:

- Eel valor mínimo del FECF; y,
- La desviación máxima de frecuencia que agota la reserva disponible para el CRF y el CPF.

Lo anterior, tanto para el nivel sistémico como para cada AfC.

En cualquier caso, el valor de FECF no podrá ser inferior a 0,45, así como el valor de desviación máxima de frecuencia que agota la reserva disponible para el CPF y el CRF. En cualquier caso, el valor de FECF no deberá ser menor a 0,45.

Artículo 5-65

La evaluación de desempeño del Control de Frecuencia, tanto a nivel sistémico como para cada una de las AfC del SI, será efectuada en períodos mensuales denominados períodos de evaluación.

Para este propósito, para lo cual el Coordinador realizará deberá efectuar la medición de la frecuencia en aquellas barras del ST, o dentro del AfC correspondiente, que estime conveniente representativas para reflejar adecuadamente el comportamiento de la frecuencia en cada área evaluada.

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

Artículo 5-66

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

TÍTULO 5-14 ESTÁNDARES DE CALIDAD DE PRODUCTO ELÉCTRICO

Artículo 5-67

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

Artículo 5-68

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

a) Armónicas de Corriente

En condiciones normales de operación, se deberá cumplir para un período de registro de mediciones de una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos que: el 95% de los valores estadísticos de las armónicas de corrientes y de su índice de distorsión total, 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 _I |
| | H < 11 | 11 ≤ H < 17 | 17 ≤ H < 23 | 23 ≤ H < 35 | 35 ≤ H | |
| ≤ 20* | 4,0 | 2,0 | 1,5 | 0,6 | 0,3 | 5,0 |
| 20 – 50 | 7,0 | 3,5 | 2,5 | 1,0 | 0,5 | 8,0 |
| 50 – 100 | 10,0 | 4,5 | 4,0 | 1,5 | 0,7 | 12,0 |
| 100 – 1000 | 12,0 | 5,5 | 5,0 | 2,0 | 1,0 | 15,0 |
| > 1000 | 15,0 | 7,0 | 6,0 | 2,5 | 1,4 | 20,0 |

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

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

Donde:

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

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

Con:

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

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

Además, debe tenerse en cuenta las siguientes situaciones:

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

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

b) Fluctuaciones de Tensión

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

Las fluctuaciones de corta duración se clasificarán en:

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

Las fluctuaciones de larga duración se clasificarán en:

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

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

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

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

c) Severidad de parpadeo

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

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

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

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

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

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

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

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

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

d) Cargas desequilibradas

Para Puntos de Control en tensiones iguales o inferiores a 23 [kV], se deberá cumplir que el 95% de los valores estadísticos registrados en una semana cualquiera del año o de siete días consecutivos, de la componente de secuencia negativa de la tensión, no deberá exceder el 2% de la correspondiente componente de secuencia positiva. El valor estadístico de la componente de

secuencia negativa de la tensión, será obtenido en cada intervalo de 10 minutos, como resultado de procesar un conjunto de mediciones efectuadas en dicho intervalo.

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

Artículo 5-69

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

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

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

Se deberá controlar hasta la armónica H = 50.

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

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

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

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

Donde:

- THD_v : Índice de distorsión armónica total de la tensión.
- V_k : componente armónica de tensión de orden k.
- V_1 : componente fundamental de la tensión.

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

- a) Armónicas de corrientes según lo indicado en el Artículo 5-68 a) para el nivel de tensión que corresponda.
- b) Fluctuaciones de tensión según lo indicado en el Artículo 5-68 b) para el nivel de tensión que corresponda, llevará una estadística que se informara al Coordinador.
- c) Severidad del parpadeo según lo indicado en el Artículo 5-68 c), para el nivel de tensión que corresponda.
- d) Armónicas de tensión según lo indicado en el presente artículo.

Artículo 5-70

Las instalaciones de generación deberán limitar la contribución a la contaminación de la red de modo que las distorsiones de armónicas de tensión estén en los rangos que se indican en el Artículo 5-69.

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

- a) Armónicas de corrientes según lo indicado en el Artículo 5-68 a) para el nivel de tensión que corresponda.
- b) Fluctuaciones de tensión según lo indicado en el Artículo 5-68 b) para el nivel de tensión que corresponda. Solo se llevará una estadística que se informará al Coordinador.
- c) Severidad del parpadeo según lo indicado en el Artículo 5-68 c), para el nivel de tensión que corresponda.
- d) Armónicas de tensión según lo indicado en el Artículo 5-68 para el nivel de tensión que corresponda.

Artículo 5-71

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

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

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

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

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

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

TÍTULO 5-15 ESTÁNDARES DE ROBUSTEZ DEL SEN

Artículo 5-72

En Estado Normal y Alerta, el SI deberá operar cumpliendo con los requerimientos mínimos de Fortaleza definido para cada AtC, conforme con los resultados del último “Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN”, cuyos lineamientos se establecen en el TÍTULO 6-8 de la presente NT.

Adicionalmente, el SI deberá operar cumpliendo con los requerimientos mínimos de Robustez de Frecuencia definidos para cada AfC, conforme los resultados del mismo Estudio.

Artículo 5-73

Para efectos del Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN indicado en el TÍTULO 6-8 de la presente NT, se deberá cumplir que, luego de ocurrida una Contingencia Simple de Severidad 4a, el índice de desempeño dinámico calculado en la barra del SI cuya localización sea la más cercana eléctricamente al lugar de ocurrencia de la falla, no exceda el 90% del valor del IDD requerido, calculado de acuerdo con el Artículo 5-75 de la presente NT.

Artículo 5-74

Para efectos del Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN indicado en el TÍTULO 6-8 de la presente NT, deberá verificarse que, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple de Severidad 5, los valores de frecuencia mínima y de RoCoF alcanzados por el sistema o subsistema eléctrico, cuando corresponda, medidos en la barra eléctricamente más cercana al punto de ocurrencia de la perturbación y calculado de acuerdo con el Artículo 5-76 de la presente NT, no den lugar a la actuación de un EDAC.

Artículo 5-75

Se entiende por índice de desempeño dinámico como un indicador que cuantifica el desempeño dinámico de la tensión en una barra del sistema eléctrico frente a la ocurrencia de una falla o cortocircuito. El IDD se define como el área comprendida entre el valor eficaz de la tensión previo a la perturbación en dicha barra y la evolución temporal del valor eficaz de la tensión durante el Régimen Transitorio.

El IDD se calcula mediante la siguiente expresión:

$$IDD_j = \int_{t_f}^{t_{ff}} |v_j(t) - v_{j,0}| dt$$

Donde,

IDD_j: corresponde al índice de desempeño dinámico en la barra j, en por unidad por segundo.

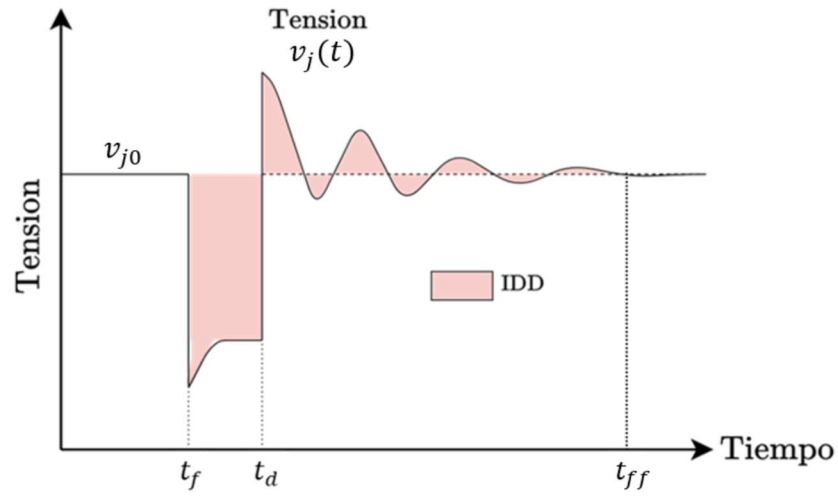
v_j(t): corresponde al valor eficaz de la tensión en la barra j del sistema eléctrico, en por unidad.

v_{j,0}(t): corresponde al valor eficaz de la tensión en la barra j del sistema eléctrico previo a la falla, en por unidad.

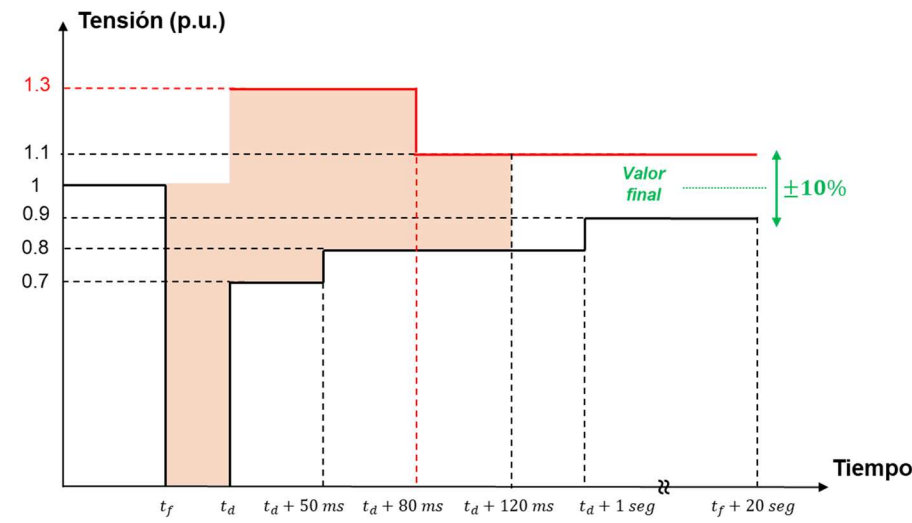
t_f : corresponde al instante en el cual ocurre la perturbación, en segundo.

t_{ff} : corresponde al instante en el cual termina el Régimen Transitorio, en segundo.

La siguiente figura ilustra gráficamente el IDD para el caso de una falla en una barra j del SI:



El IDD requerido, se calcula considerando las exigencias de desempeño para la recuperación de tensión del SI establecidas en el Artículo 5-34 de la presente NT, el t_{ff} será igual a 120 milisegundos desde el Tiempo de Despeje de Falla, que corresponda, representado por el área destacada en la figura a continuación:



Artículo 5-76

Para efectos del cálculo de la frecuencia mínima y RoCoF en una barra j del sistema eléctrico después de ocurrida una perturbación, se calculará considerando una ventana de tiempo móvil de 100 ms, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$RoCoF_j = \frac{f_j(t_f + 0.1) - f_j(t_f)}{0.1}$$

Donde,

RoCoF_j: corresponde a la Tasa de Cambio de Frecuencia en la barra j, medida en Hz/s.

t_f: corresponde al instante de tiempo en el cual ocurre la perturbación, en segundo.

f_j(t): corresponde al valor de la frecuencia en la barra j en el instante t, en Hz.

La frecuencia mínima corresponde al mínimo valor que dicho parámetro, medido en una barra del sistema eléctrico, alcance dentro de un intervalo de 30 segundos contados desde el inicio de la perturbación.

CAPÍTULO 6: ESTUDIOS PARA PROGRAMACIÓN DE LA SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

TÍTULO 6-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 6-1

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

Artículo 6-2

El alcance del presente Capítulo comprende:

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

TÍTULO 6-2 INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES Y EQUIPAMIENTOS

Artículo 6-3

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

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

Artículo 6-4

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

Artículo 6-5

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

Artículo 6-6

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

Artículo 6-7

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

Artículo 6-8

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

Artículo 6-9

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

Artículo 6-10

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

Artículo 6-11

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

Artículo 6-12

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

Artículo 6-13

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

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

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

Artículo 6-14

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

Artículo 6-15

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

Artículo 6-16

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

Artículo 6-17

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

Artículo 6-18

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

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

Asimismo, con los Informes indicados en el Artículo 6-14, el Coordinador consolidará la información mensual entregada por cada Coordinado que explote instalaciones de generación o de transmisión y determinará valores acumulados de Indisponibilidad para cada instalación y para cada tipo de instalación de acuerdo a lo establecido en el Artículo 5-53.

Artículo 6-19

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

Artículo 6-20

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

TÍTULO 6-3 HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN

Artículo 6-21

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

Artículo 6-22

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

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

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

Artículo 6-23

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

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

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

Artículo 6-24

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

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

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

Artículo 6-25

Para el desarrollo del estudio de verificación de coordinación de protecciones indicado en el TÍTULO 6-6, la herramienta de simulación deberá poder analizar fallas balanceadas y desbalanceadas, y determinar los tiempos de operación de las protecciones de acuerdo con sus ajustes y características técnicas de cada relé.

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

TÍTULO 6-4 ESTUDIO DE CONTINUIDAD DE SUMINISTRO

Artículo 6-26

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

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

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

- a) indisponibilidades aceptables definidas en el Artículo 5-54 o Artículo 5-55 excesivamente permisivas para las instalaciones.
- b) inversiones insuficientes.
- c) operación insegura.
- d) otras causas.

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

Adicionalmente, el Coordinador elaborará un Informe anual en que comparará los valores registrados con los valores límites establecidos en el Artículo 5-54 y Artículo 5-55, entregando una recomendación a la Comisión acerca de su modificación o ratificación, zonificación, u otra medida que estime conveniente considerar.

Artículo 6-27

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

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

Artículo 6-28

El Coordinador podrá adoptar restricciones en el ST como medida de control preventivo para garantizar la SyCS ante diferentes estados del SI, para el conjunto de Contingencias Simples definidas en el Artículo 5-32, a partir del Estudio de Restricciones en el ST que el Coordinador realice. Dicho estudio será actualizado al menos con una periodicidad anual.

Artículo 6-29

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

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

Artículo 6-30

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

Artículo 6-31

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

- a) Para la demanda, se deberá considerar la información de la previsión de la demanda utilizada en la última programación de la operación para el período de 12 meses.
- b) Para el ST, al menos se deberán considerar las ampliaciones y/o expansiones contenidas en la resolución que actualiza y declara las obras en construcción vigente, a que se refiere el artículo 72°-17 de la Ley.
- c) Para la operación del SI, el Coordinador definirá los escenarios de operación que resulten más críticos para la SyCS. Entre éstos, se deberán considerar escenarios de operación correspondientes a estados con máxima y mínima demanda.
- d) Para las contingencias, como mínimo se considerarán las establecidas en el Artículo 5-32.

Artículo 6-32

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

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

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

Artículo 6-33

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

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

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

Artículo 6-34

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

Artículo 6-35

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

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

escenarios a considerar, deberán incluirse aquellos correspondientes a estados con máxima y mínima demanda.

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

Artículo 6-36

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

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

TÍTULO 6-7 ESTUDIO PARA ANÁLISIS DE FALLA

Artículo 6-37

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

Artículo 6-38

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

Artículo 6-39

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

La comunicación deberá contener como mínimo la siguiente información:

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

Artículo 6-40

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

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

Artículo 6-41

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

Artículo 6-42

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

Artículo 6-43

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

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

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

- a) Descripción resumida de la perturbación indicando zona afectada.

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

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

Artículo 6-44

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

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

Artículo 6-45

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

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

TÍTULO 6-8 ESTUDIO DE REQUERIMIENTO DE ROBUSTEZ

Artículo 6-46

El Coordinador deberá realizar el Estudio de Requerimientos de Robustez del Sistema Eléctrico Nacional conforme a lo establecido en el Anexo Técnico “Metodología para Determinar Requerimientos de Robustez” de la presente NT.

Artículo 6-47

Entre los resultados del Estudio de Requerimientos de Robustez se deberá incluir, al menos, los siguientes elementos para cada año del horizonte de modelación:

- a. Identificación de los Modos de Operación Representativos del SI utilizados en el análisis.
- b. Definición de las AfC y AtC para cada Modo de Operación Representativo.
- c. Clasificación de cada una de las áreas coherentes como una Red Débil o Red Fuerte, para cada año del horizonte de evaluación.
- d. Conjunto de contingencias utilizadas en cada Modo de Operación Representativo por cada año del horizonte de evaluación.
- e. Resultados de las simulaciones dinámicas realizadas para el análisis de Robustez de Tensión y Frecuencia, incluyendo el valor de los indicadores de desempeño.
- f. Conjunto de medidas que contribuyen a garantizar el cumplimiento de los estándares de Robustez establecidos en la NTSyCS, incluyendo su justificación técnica. Las medidas deberán ser clasificadas según tipo de aporte a la Robustez que realizan, el año a partir del cual la medida se podrían aplicar y el AtC o AfC en la que la medida impactaría, según corresponda.
- g. Ajustes de parámetros, restricciones o consideraciones operacionales que se aplicaran para el año del Estudio, cuando corresponda.

Artículo 6-48

El Estudio de Requerimientos de Robustez del SEN deberá ser publicado en el sitio web del Coordinador.

CAPÍTULO 7: GESTIÓN DE LA SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO

TÍTULO 7-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 7-1

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

Artículo 7-2

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

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

TÍTULO 7-2 JERARQUÍAS OPERATIVAS

Artículo 7-3

Los CC de los Coordinados deberán operar las instalaciones que corresponda, tal que la operación se realice conforme al orden de jerarquías establecido en el presente Capítulo.

Artículo 7-4

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

Artículo 7-5

El orden de jerarquías en la operación será el siguiente:

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

Artículo 7-6

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

TÍTULO 7-3 OPERACIÓN EN ISLA

Artículo 7-7

En caso que el SI se encuentre disgregado en una o más Islas Eléctricas, y las reservas para el CF en las respectivas islas sean insuficientes, el Coordinador, en el menor tiempo posible, podrá instruir la prestación de servicios de Control de Frecuencia a las instalaciones de cada isla en atención a las mejores capacidades para tal función.

Para ello, se deberá disponer con antelación de una lista de mérito de unidades generadoras, [Sistemas de Almacenamiento de Energía](#) o conjunto de ellas, ordenándolas según sus aptitudes y capacidades.

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

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

TÍTULO 7-4 CONTROL DE TENSIÓN

Artículo 7-8

El Control de Tensión estará a cargo del Coordinador, a partir de la programación de la operación, la coordinación y el control y despacho de la potencia reactiva de las instalaciones y los recursos asociados al control de tensión y de aquellos que participen en la prestación del SC de Control de Tensión.

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

En Estado de Emergencia, el Coordinador deberá recuperar la tensión ejerciendo las acciones de coordinación necesarias sobre las instalaciones que participen en la prestación del referido SC, y como última medida, instruyendo la prestación a las Instalaciones de Clientes.

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

Artículo 7-9

Se considerarán como recursos técnicos para la prestación del SC de Control de Tensión, al menos los que se establecen a continuación:

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

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

Artículo 7-10

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

Artículo 7-11

El Coordinador será el encargado de realizar la programación de la operación, la verificación del perfil de tensiones admisibles y la gestión de potencia reactiva, para lo cual deberá considerar las instalaciones que participen en la prestación del SC de CT de acuerdo a la determinación y materialización del requerimiento del mismo y otras instalaciones que controlen tensión. Se entenderá por perfil de tensiones admisibles aquel que verifique las exigencias del TÍTULO 5-4, es decir los rangos de tensión dependiendo de estado de operación del Sistema o las tensiones de servicio en casos debidamente justificados.

En el Anexo Técnico "Programación de la Operación, Perfil de Tensiones Admisibles y Gestión de Potencia Reactiva" se detallará el proceso mediante el cual el Coordinador, en la Programación de la Operación, verifique que existan los recursos de potencia reactiva para mantener el perfil de tensiones admisible, junto con la gestión de potencia reactiva que deba realizar para estos fines

Artículo 7-12

Cualquier modificación que pudiera producirse respecto de la validez o vigencia de los resultados del proceso de programación que verifiquen el perfil de tensiones admisible, junto con la gestión de potencia reactiva, deberá ser notificada por los CC que corresponda, en un plazo máximo de 24 horas, cuando se trate de ajustes en datos o parámetros, y en un plazo máximo de una hora, cuando se trate de indisponibilidades o limitaciones técnicas del equipamiento de compensación de potencia reactiva, instalaciones de generación, o instalaciones del ST. En este último caso se deberán informar además las causas de la anomalía y el tiempo estimado para la normalización de dichas instalaciones. En el caso de instalaciones que participen en la prestación de SSCC, las disposiciones serán las que se encuentren en la NT SSCC.

Artículo 7-13

El Coordinador realizará la programación de la operación, verificación del perfil de tensiones admisible y la gestión de potencia reactiva bajo la hipótesis de que las instalaciones que Controlan Tensión y aquellas que participan en la prestación del SC de CT, están disponibles y con capacidad de ajustar las consignas a los valores que requiera el Coordinador.

Cuando estas condiciones no se verifiquen en la operación, los Coordinados deberán cumplir con los requisitos informativos establecidos en el Artículo 7-12 para los casos de indisponibilidad de equipamientos.

Artículo 7-14

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

Artículo 7-15

La programación de la operación, la verificación del perfil de tensiones admisible y la gestión de potencia reactiva será realizada por el Coordinador considerando las instalaciones que participen en la prestación del SC de Control de Tensión de acuerdo al mecanismo de materialización del requerimiento de éste, empleando los datos actualizados y corregidos de la demanda pronosticada para las siguientes veinticuatro (24) horas.

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

Artículo 7-16

Para el SI en Estado Normal, el Coordinador deberá instruir las acciones necesarias para establecer los valores de consigna de la tensión en las barras de los Coordinados, asignando las reservas adjudicadas o instruidas de potencia reactiva del SC de CT, gestionando la potencia reactiva de otros recursos de control de tensión y manteniendo los valores de las tensiones en las barras dentro de los límites operativos establecidos en el Capítulo 5.

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

Artículo 7-17

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

Las instalaciones y sus recurso técnicos comprenden los equipamientos de compensación de potencia reactiva y sus sistemas de control automático, el rango de variación disponible de los cambiadores de taps bajo carga de los transformadores de potencia, y la zona de operación del diagrama P-Q de las unidades generadoras y otras instalaciones que entreguen o absorban

reactivos, conforme a los requerimientos de diseño de las instalaciones establecidos en el Capítulo 3 y Capítulo 5 y a la información técnica presentada por el Coordinador según se dispone en el Anexo Técnico “Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento” de la presente NT.

Artículo 7-18

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

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

Artículo 7-19

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

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

Artículo 7-20

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

- a) Operación de elementos de compensación en derivación conectados al ST.
- b) Solicitud a todas las unidades generadoras con influencia significativa en la zona afectada, para que operen sus unidades en los valores límite de potencia reactiva según su diagrama P-Q entregando o absorbiendo reactivos conforme a los requerimientos de diseño de las instalaciones establecidos en el Capítulo 3 y Capítulo 5.
- c) Maniobras manuales sobre los cambiadores de taps bajo carga de los transformadores de las unidades generadoras, tratando de lograr el máximo aprovechamiento posible de entrega o absorción de reactivos de la unidad generadora, sin exceder los valores límites de la tensión en los terminales de la unidad.
- d) Cambio de consigna en las tensiones de barras pertenecientes al STN, para favorecer la recuperación de los márgenes de reserva de potencia reactiva.
- e) Solicitud a los CC responsables de la operación de las Instalaciones de Clientes para que realicen maniobras de redistribución de consumos que contribuyan a reducir el consumo de potencia reactiva.
- f) Partida y sincronización de unidades generadoras que estén disponibles, seleccionando en lo posible aquellas que tengan los menores tiempos de partida y/o mayor capacidad de inyectar potencia reactiva.

Artículo 7-21

En Estado de Alerta, la asignación de reservas de potencia reactiva será realizada por el Coordinador, utilizando todos los recursos comprometidos que participan en el SC de Control de Tensión. Adicionalmente, podrá instruir la prestación del SC de CT considerando todos los recursos que suministran potencia reactiva, aplicando las medidas extraordinarias destinadas a restituir los márgenes de reserva de potencia reactiva que resulte lo más cercano al programado, y verificando un perfil de tensiones admisible para el Estado de Alerta.

El Coordinador procurará que la instrucción de prestación de reserva se realice priorizando la asignación a aquellas instalaciones que dispongan de controles automáticos con mayor velocidad de respuesta y ejerzan un control directo sobre la tensión de los nudos del ST.

Artículo 7-22

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

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

Artículo 7-23

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

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

- a) Solicitar a todas las unidades generadoras con influencia significativa en la zona afectada para que operen en los valores límite de potencia reactiva, según su diagrama P-Q, entregando o absorbiendo reactivos conforme a los requerimientos de diseño de las instalaciones establecidos en el Capítulo 3 y Capítulo 5 de la presente NT, y de acuerdo con los estándares de SyCS exigidos para el Estado de Emergencia.
- b) Considerar la partida y sincronización de las unidades generadoras que estén disponibles, seleccionando en lo posible aquellas que tengan menores tiempos de partida y/o mayor capacidad de suministrar potencia reactiva en la zona afectada.
- c) Solicitar a los CC responsables de la operación de las Instalaciones de Clientes para que realicen las maniobras de reducción de tensión en sus redes, compatibles con los estándares admitidos para Estado de Emergencia, de modo de lograr así una disminución del consumo.
- d) La desconexión coordinada de reactores de líneas de transmisión que dispongan de interruptor de maniobra, siempre que esta acción no comprometa el éxito de la reconexión monofásica de la línea.

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

TÍTULO 7-5 PLAN DE RECUPERACIÓN DE SERVICIO

Artículo 7-24

Para la aplicación del PRS, se deberá considerar la experiencia operativa acumulada por el Coordinador, los CC, y los resultados del estudio correspondiente de conformidad a lo dispuesto en la NT SSCC, el que establecerá los principios generales y las prioridades para definir la estrategia de recuperación a seguir frente a cada escenario de Apagón Total o Apagón Parcial.

Artículo 7-25

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

Artículo 7-26

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

Artículo 7-27

El Coordinador podrá delegar en los CC del ST la coordinación y supervisión de las maniobras de recuperación parciales a partir de la energización desde las instalaciones con Partida Autónoma, la supervisión del Control de Frecuencia, la vinculación de Islas Eléctricas, el Control de Tensión en cada Isla Eléctrica que se haya constituido durante el proceso de recuperación, así como también, la supervisión de la reposición de los consumos críticos y de la demanda, a medida que se energizan las líneas de transmisión y se incorporan otras instalaciones que generen o inyecten potencia activa.

Artículo 7-28

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

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

Artículo 7-29

Cuando se esté ante una situación de Apagón Total o Apagón Parcial, el Coordinador tomará contacto prioritariamente con los CC cuyas instalaciones se hayan visto afectadas por el apagón, con el objeto de iniciar las maniobras para la Partida Autónoma de las instalaciones que estén en

condiciones y capacidad de energizar el ST separado en Islas Eléctricas, posibilitando la recuperación parcial del servicio en aquellas zonas con inyección o generación local autónoma.

Artículo 7-30

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

Artículo 7-31

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

Artículo 7-32

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

Artículo 7-33

En materia de información, el Coordinador deberá:

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

Artículo 7-34

Antes de iniciar las maniobras de recuperación, el Coordinador y los CC del ST afectados por el apagón, deberán realizar las siguientes verificaciones, destinadas a confirmar la disponibilidad de medios de operación para superar la emergencia:

- a) Disponibilidad de los sistemas de supervisión y control de las instalaciones afectadas.
- b) Disponibilidad de los sistemas de comunicación para la operación con el CDC y los CC de las unidades generadoras, Sistemas de Almacenamiento de Energía e Instalaciones de Clientes, entre otros, con los que deba interactuar durante la recuperación del sistema.
- c) Disponibilidad de los sistemas de comunicación operativa con los operadores de las subestaciones que estén involucradas en las maniobras de recuperación.
- d) Disponibilidad de los sistemas de comunicación operativa con las cuadrillas móviles afectadas a la operación de las subestaciones en modo local.

- e) Disponibilidad de los sistemas de comunicación operativa con los sectores dedicados al mantenimiento de subestaciones, comunicaciones, control, informática, protecciones eléctricas, entre otros.

Artículo 7-35

Antes de iniciar las maniobras de recuperación, los CC de las instalaciones de generación o Sistemas de Almacenamientos de Energía afectadas por el apagón deberán realizar las siguientes verificaciones, destinadas a confirmar la disponibilidad de generación e inyecciones para superar la emergencia:

- a) Verificación de los daños y averías que podrían haber sufrido las unidades generadoras, Sistemas de Almacenamiento, instalaciones principales y/o equipamiento que suministra los servicios auxiliares, tal que impidan su partida y posterior sincronización.
- b) Dar inmediato aviso al Coordinador de las novedades ocurridas.
- c) Identificación de las instalaciones que pueden partir en forma autónoma y la disponibilidad de las mismas para tomar carga y regular frecuencia durante la operación en forma aislada.

Artículo 7-36

El Coordinador, con la información recibida de los CC de las instalaciones afectadas por el apagón, deberá elaborar una serie cronológica que contenga la hora estimada de entrada en servicio de cada instalación que esté en proceso de Partida Autónoma.

La información que cada CC entregará al Coordinador deberá incluir:

- a) Potencia máxima de las instalaciones.
- b) Reserva para Control de Frecuencia.
- c) Reserva adicional para cubrir, dentro de lo posible, la pérdida de la mayor unidad generadora o ciclo combinado que esté operando en la Isla Eléctrica, según corresponda.

La serie cronológica indicada se deberá actualizar cada 15 minutos para las unidades de ciclo combinado, unidades hidroeléctricas y Sistemas de Almacenamiento de Energía, cada 30 minutos para las unidades de vapor convencionales que parten en caliente, y cada 60 minutos para las unidades de vapor convencionales que parten en frío.

Artículo 7-37

El Coordinador deberá organizar la recuperación de la demanda en bloques, especificando los bloques de demanda a recuperar, el período de tiempo involucrado y el mayor módulo de demanda a conectar, procurando en la medida que las condiciones lo permitan, que el proceso de recuperación presente una tasa de incremento de carga de variación continua, similar a la tasa con que están aumentando su inyección las unidades generadoras, según la curva de oferta de generación definida en el artículo precedente.

La tasa de recuperación de la demanda deberá contemplar no solo el incremento de la generación e inyección que ingresa, sino también el incremento de generación e inyecciones que realiza Control de Frecuencia y así evitar situaciones operacionales que pudieran entorpecer el PRS por

agotamiento de la Reserva en Giro. En el caso que se produzcan desvíos significativos de la frecuencia durante la recuperación de la demanda, el Coordinador podrá instruir a los CC de las Instalaciones de Clientes, la desconexión de consumos, con el objeto de preservar la seguridad del PRS.

Artículo 7-38

La primera instalación que preste el SC de Partida Autónoma que se conecte al SI deberá establecer el control de velocidad en el modo de control isócrono, siempre que las características de su Controlador de Carga/Velocidad lo permitan. Esta instalación será la responsable del Control de Frecuencia bajo una modalidad de operación que garantizará un control sin error permanente.

Artículo 7-39

Cada nueva instalación de generación ~~o Sistema de Almacenamiento de Energíasincronica~~ que se conecte al SI, deberá establecer el Controlador de Velocidad en el modo control de carga, e iniciar el incremento de su generación ~~de acuerdo a~~ de acuerdo con las instrucciones del Coordinador.

Las IBR deberán iniciar su inyección de potencia activa conforme a las instrucciones del Coordinador.

Artículo 7-40

Los CC deberán supervisar constantemente el valor de la producción o inyección de las instalaciones a cargo del CPF, especialmente cuando los desvíos de frecuencia durante el proceso de recuperación sean significativos, de manera de poder iniciar de inmediato las acciones correctivas para prevenir esta situación.

CAPÍTULO 8: HABILITACIÓN Y MONITOREO DE INSTALACIONES

TÍTULO 8-1 OBJETIVO Y ALCANCE

Artículo 8-1

El objetivo del presente Capítulo es definir los términos y condiciones con los que se realizarán las Auditorías Técnicas independientes requeridas por el Coordinador para las instalaciones de los Coordinados.

Artículo 8-2

Los alcances del presente Capítulo son:

- a) Establecer los criterios y consideraciones para la supervisión de instalaciones y sus equipamientos, con el fin de verificar o corregir su desempeño en el SI; y
- b) Definir los criterios y metodologías con los cuales se desarrollarán las Auditorías Técnicas que el Coordinador solicite para realizar el control de las instalaciones y sus equipamientos.

Artículo 8-3

En caso que la operación del SI con las instalaciones existentes no permita el cumplimiento de los estándares de SyCS establecidos en el Capítulo 5, el Coordinador deberá informar a la Superintendencia tal situación.

En tal caso, el Coordinador podrá aplicar restricciones operativas, tales como la limitación de la potencia inyectada, retirada o transmitida, desde o a través del SI, según corresponda, en la medida que dichas restricciones se transformen en una solución que permita cumplir con los estándares antes señalados.

TÍTULO 8-2 HABILITACIÓN DE INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Artículo 8-4

Para comprobar que las protecciones cumplen con los requisitos mínimos de seguridad, selectividad y velocidad, el Coordinador podrá solicitar a los Coordinados que exploten instalaciones del ST, la realización de ensayos que comprendan la aplicación de perturbaciones controladas.

Los tipos de perturbaciones a aplicar y su ubicación serán definidas por el Coordinador, caso a caso, pudiendo incluir fallas monofásicas o bifásicas.

Artículo 8-5

Para hacer posible la realización de los ensayos de protecciones mencionados en el presente título, el Coordinador deberá adoptar medidas de seguridad en la operación del SI, para así contar con suficientes márgenes y reservas operacionales.

Artículo 8-6

Los ensayos para verificar una instalación de transmisión en la regulación automática de tensión mediante cambio de derivaciones considerarán su capacidad de ajuste de la tensión de control, ante distintas condiciones de tensión en la barra regulada, y deberán verificar lo siguiente:

- a) Operación dentro de todo el rango de variación disponible del cambiador de derivaciones, según parámetros técnicos declarados, en condiciones de vacío y carga.
- b) Valor de tensión resultante versus consigna de tensión informada con un error máximo del 1%, ante variaciones de +/-5% y +/-7% de la tensión nominal de la barra regulada.
- c) Tiempo de establecimiento versus tiempo declarado con un error máximo del 20%, ante variaciones de +/-5% y +/-7% de la tensión nominal de la barra regulada.

TÍTULO 8-3 HABILITACIÓN DE SISTEMAS DE CONTROL, SISTEMAS DE EXCITACIÓN Y PSS

Artículo 8-7

Para la verificación de los requisitos técnicos de los sistemas de excitación y PSS de una unidad generadora sincrónica, los respectivos Coordinados deberán realizar pruebas y/o mediciones a efectos de verificar que:

- a) Se verificó la respuesta de los controles incorporados al sistema de excitación de la unidad generadora (controlador de tensión y limitadores del sistema de excitación) y se identificaron los parámetros y lazos de control que permiten homologar el modelo para simulaciones de transitorios electromecánicos ante grandes perturbaciones en el Sistema Eléctrico.
- b) Las protecciones permiten operar a la unidad generadora dentro de los límites de operación en sobretensión y subtensión establecidos para el Sistema Eléctrico en el de Capítulo 5 de la presente norma.
- c) La respuesta de la unidad ante variaciones rápidas de la tensión, y frente a fallas en la red de transmisión, cumple con las exigencias mínimas establecidas en el Artículo 3-12.
- d) El sistema de excitación de toda unidad generadora sincrónica de potencia nominal igual o superior a 50 [MW] cuenta con un limitador de mínima excitación, que en operación normal impida que la corriente de campo del generador descienda hasta valores que puedan causar la pérdida de sincronismo o la actuación de la protección de pérdida de excitación de acuerdo a lo establecido en el Artículo 3-14 de la NTSyCS.
- e) El sistema de excitación de toda unidad generadora sincrónica de potencia nominal igual o superior a 50 [MW] cuenta con un estabilizador del sistema de potencia (PSS) correctamente calibrado, que mejora el amortiguamiento de los modos de oscilación electromecánicos (Artículo 3-14 de la NTSyCS), sin afectar significativamente la regulación de tensión. A este último efecto, mediante pruebas se deberá probar que el lazo de regulación automática de velocidad presenta una muy baja participación en la banda de frecuencias correspondiente a las oscilaciones electromecánicas.
- f) Las unidades generadoras sincrónicas pertenecientes a centrales eléctricas de potencia nominal total igual o mayor a 50 [MW] con dos o más unidades, deberán disponer de un sistema de excitación que permita recibir una señal proveniente de un control conjunto de potencia reactiva/tensión, cuya función sea controlar la tensión en barras de alta tensión de la central a un valor ajustado por el operador y efectuar una distribución proporcional de la potencia reactiva entre las unidades generadoras que se encuentren operando.
- g) En el caso que exista más de una central eléctrica que inyecta su energía a una misma barra del Sistema Eléctrico y que la suma de sus potencias individuales sea superior a 200 [MW], el referido control podrá ser exigido a las centrales que el Coordinador determine, si los estudios específicos justifican la necesidad de implementar un control conjunto de su tensión.

Artículo 8-8

Mediante mediciones en terreno, se requiere identificar la respuesta de los controladores que intervienen en el lazo de control de la excitación de la unidad generadora, y verificar los parámetros que permitirán “homologar” los modelos de estos controladores para estudios de transitorios

electromecánicos y/o electromagnéticos frente a pequeñas y grandes perturbaciones en el Sistema Eléctrico. A este fin se requiere:

- a) Identificar/Verificar la función de transferencia del controlador de tensión.
- b) Evaluar la respuesta temporal del lazo de regulación de tensión, con el generador operando en vacío y no sincronizado a la red:
 - I. Medición del tiempo de crecimiento - Intervalo de tiempo que demora la tensión en los terminales de la unidad generadora para aumentar del 10 al 90 % de su valor final, luego de la aplicación de un pequeño escalón en la referencia de tensión del controlador de tensión.
 - II. Medición del tiempo de establecimiento del controlador de tensión - Intervalo de tiempo que demora la tensión en los terminales de la unidad generadora para ingresar y permanecer dentro de una banda de $\pm 5\%$ en torno a su valor final o de régimen, luego de aplicación de un pequeño escalón en la referencia de tensión del controlador de tensión.
 - III. Medición de tensiones máximas o extremas de corriente o tensión de campo del generador (techos de excitación) y límites electrónicos del controlador de tensión.
- c) Evaluar la respuesta temporal del lazo de regulación con el generador operando en carga, en sincronismo con el Sistema Eléctrico sobre la base de:
 - I. La evaluación del amortiguamiento del “modo local de oscilación electromecánico” de la unidad generadora sin PSS.
 - II. La evaluación de la respuesta del sistema de excitación del generador bajo el control del/los limitador/es de subexcitación, en caso de disponer de los mismos.
 - III. La evaluación de la respuesta del sistema de excitación del generador bajo el control del/los limitador/es de sobreexcitación, en caso de disponer de los mismos.
- d) Verificación de estados operativos de régimen permanente extremos del diagrama de capacidad P-Q del generador en operación normal y de alerta.

Artículo 8-9

Toda unidad generadora de potencia nominal igual o superior a 50 [MW], o que requiera estar equipada con PSS según establece el Artículo 3-14 de la NTSyCS, que se conecte al Sistema Eléctrico, adicionalmente deberá realizar las pruebas y/o mediciones siguientes:

- a) Evaluación de la respuesta del sistema de excitación del generador bajo el control del/los limitador/es de subexcitación y sobreexcitación.
- b) Evaluación de la respuesta del sistema de excitación del generador frente a la actuación del limitador de sobreflujo magnético (Volt/Hz).
- c) Obtención de la respuesta en frecuencia de la función de transferencia del PSS.
- d) Evaluación del amortiguamiento del “modo local” de oscilación electromecánica con PSS.
- e) Respuesta temporal del lazo de regulación de tensión con el generador operando en carga, en sincronismo con el Sistema Eléctrico y el PSS conectado. Evaluación del amortiguamiento del “modo local de oscilación electromecánica” de la unidad generadora.
- f) Determinación de la ganancia máxima del PSS y ajuste de la ganancia óptima.

- g) Evaluación del efecto del controlador de velocidad de turbina sobre el control de la tensión de la unidad generadora debido al PSS.
- h) Evaluación del desempeño del PSS en bajas frecuencias de oscilación (modos interáreas).
- i) Determinación de los efectos de las variaciones rápidas de la potencia mecánica de la máquina motriz sobre el desempeño del PSS.

Artículo 8-10

Mediante mediciones en terreno, verificar los parámetros, de los sistemas de control frecuencia/potencia o carga/velocidad de las instalaciones, que permitan homologar el modelo matemático contra registros de ensayos.

TÍTULO 8-4 AUDITORÍAS TÉCNICAS

Artículo 8-11

El Coordinador deberá decidir la ejecución de Auditorías Técnicas a los Coordinados en caso que en la operación de alguna instalación o equipamiento sujeto a la coordinación, supervisión y control del Coordinador, se observe y registre un incumplimiento de los requisitos que establece la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, o con el fin de verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos en la presente NT, así como también la información de las instalaciones proporcionada por los Coordinados.

Asimismo, cualquier Coordinado podrá solicitar al Coordinador la realización de una Auditoría Técnica a otro Coordinado, entregando los antecedentes que respalden el posible incumplimiento de los estándares exigidos por la NT de SyCS. El Coordinador deberá evaluar tales antecedentes para decidir la aceptación de la solicitud.

Adicionalmente, el Coordinador podrá decidir la realización de Auditorías Técnicas Generales con fines preventivos, cuando se desee comprobar el cumplimiento general de los requisitos que establece la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio o bien para validar la información técnica de las instalaciones en su conjunto.

El costo de las Auditorías Técnicas será de cargo del Coordinado que explote la instalación auditada, con excepción de aquellas referentes a Calidad de Producto Eléctrico en las cuales se procederá en conformidad con el Artículo 5-71 de la Norma Técnica.

En el caso de las Auditorías Técnicas Generales, el costo será de cargo del Coordinador.

El Anexo Técnico "Desarrollo de Auditorías Técnicas" establecerá los términos y condiciones para desarrollarlas.

Artículo 8-12

La notificación al Coordinado de la realización de una Auditoría Técnica, deberá incluir al menos la siguiente información:

- a) Identificación del Coordinado y de la instalación y/o equipos a auditar.
- b) Descripción de la causa o justificación de la Auditoría.
- c) Información al CC que opera las instalaciones y/o equipamientos que serán objeto de la Auditoría.
- d) Detalle de las condiciones anormales detectadas presentando registros, mediciones u otros antecedentes que demuestren las desviaciones detectadas.
- e) Materias específicas que abarcará la Auditoría y resultados esperados.
- f) Individualización del Auditor Técnico contratado para la Auditoría.
- g) Cualquier otra consideración que el Coordinador determine para la realización de la Auditoría.

El Coordinador deberá informar a la Superintendencia y a la Comisión el inicio de un proceso de Auditoría Técnica, enviando copia de todos los antecedentes señalados en el presente artículo.

TÍTULO 8-5 SUPERVISIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA

Artículo 8-13

El Coordinador deberá efectuar una supervisión permanente del cumplimiento de los estándares exigidos en la presente NT para el Control de Frecuencia durante la operación en Tiempo Real, de acuerdo a lo establecido en la presente norma y en la NT SSCC.

Artículo 8-14

Ante cada contingencia que tenga como consecuencia la interrupción de suministro, ya sea por activación de los EDAC supervisado por subfrecuencia o de los Sistemas de Protección Multiárea o por desconexión manual de carga, el Estudio para Análisis de Falla que realice el Coordinador deberá incluir un análisis del comportamiento del Control de Frecuencia observado en el SI.

En caso de que se comprueben desviaciones en las respuestas y/o niveles de reserva respecto de los valores programados, el Coordinador deberá informar a los Coordinados y requerir la confirmación de los datos de respuesta informados.

En caso de no existir razones que justifiquen las desviaciones antes indicadas, el Coordinador deberá informar a la Superintendencia, pudiendo suspender la verificación para la prestación del SC que corresponda, de acuerdo a lo establecido en la NT SSCC.

TÍTULO 8-6 SUPERVISIÓN DEL CONTROL DE TENSIÓN

Artículo 8-15

El Coordinador deberá efectuar una supervisión permanente del cumplimiento de los estándares exigidos en la presente NT para el Control de Tensión durante la operación en Tiempo Real, de acuerdo a lo establecido en la presente norma y en la NT SSCC.

Para tal efecto, el Coordinador supervisará el perfil de tensiones en los Sistemas de Transmisión, el factor de potencia en los Puntos de Control de Clientes, así como el estado operativo y suministro de potencia reactiva que efectúan las unidades generadoras y los elementos de compensación de potencia reactiva, verificando cumplimiento de la SyCS programada por el Coordinador.

Artículo 8-16

Ante cada contingencia que tenga como consecuencia la interrupción de suministro, ya sea por activación de los EDAC supervisado por subtensión o por desconexión manual de carga, el Estudio para Análisis de Falla que realice el Coordinador deberá incluir un análisis del comportamiento del Control de Tensión observado en el SI.

En caso de que se comprueben desviaciones en las respuestas, niveles de reserva y compensación programadas, el Coordinador deberá informar a los Coordinados y requerir la confirmación de los datos de respuesta informados.

En caso de no existir razones que justifiquen las desviaciones antes indicadas, el Coordinador deberá informar a la Superintendencia y suspender la habilitación que corresponda, hasta que no existan nuevos antecedentes o se realice la correspondiente Auditoría Técnica. A partir de lo anterior el Coordinador deberá actualizar los estudios especificados en el Capítulo 6.

Artículo 8-17

Cuando se observe que existe incumplimiento del factor de potencia en el Punto de Control entre las Instalaciones de Clientes y el ST, el Coordinador podrá realizar una Auditoría Técnica para verificar el correcto funcionamiento de los equipos de compensación, e identificar las causas de las desviaciones. De confirmarse un incumplimiento sistemático o reiterado, el Coordinador deberá informar a la Superintendencia.

En caso que el desempeño insuficiente se observe en instalaciones que participen en la prestación de SC de CT se deberán realizar las medidas señaladas en la NT SSCC.

Artículo 8-18

El Coordinador deberá solicitar la realización de una Auditoría Técnica para verificar el correcto desempeño del equipamiento de una unidad generadora, cuando determine que dichos equipamientos no cumplen con las exigencias de SyCS, relativas al Control de Tensión y estabilización del sistema de potencia establecidas en la presente NT.

Artículo 8-19

Los ensayos del sistema de excitación de una unidad generadora, producto de una Auditoría Técnica o del proceso de evaluación de desempeño de SSCC, comprenderán la obtención de las respuestas dinámicas del regulador automático de tensión; los lazos de limitación de máxima excitación, mínima excitación y característica tensión-frecuencia; y los lazos de estabilización suplementaria; con el fin de comprobar su correcto desempeño. El Coordinador podrá requerir realizar como mínimo las siguientes pruebas:

- a) Verificación de la función de transferencia del controlador de tensión.
- b) Verificación de la respuesta del controlador de tensión con la unidad girando en vacío.
- c) Verificación de la respuesta del controlador de tensión con la unidad conectada al SI y operando con carga.
- d) Verificación de los límites del sistema de excitación y los límites electrónicos del controlador de tensión con la unidad girando en vacío.
- e) Obtención de la respuesta dinámica, operando con carga, con actuación de los limitadores de mínima y máxima excitación.

Artículo 8-20

Con el fin de verificar las características del lazo de control y la capacidad del PSS para amortiguar eficientemente las oscilaciones electromecánicas comprendidas dentro de una banda de frecuencias de perturbación de 0,2 [Hz] a 2,5 [Hz] de cada unidad generadora sincrónica, el Coordinador podrá realizar ensayos para el PSS que estime pertinente, los cuales incluirán como mínimo las siguientes pruebas:

- a) Obtención de la respuesta en frecuencia de la función transferencia del PSS.
- b) Medición del amortiguamiento del modo local de oscilación.
- c) Determinación de la ganancia máxima del PSS y ajuste de la ganancia óptima.
- d) Determinación de los efectos de las variaciones rápidas de la potencia mecánica de la máquina motriz sobre el desempeño del PSS.

Artículo 8-21

Sin perjuicio de lo indicado en el artículo precedente, el Coordinador determinará bajo qué circunstancias y en qué unidades generadoras sincrónicas deberá estar operativo el PSS, de acuerdo a-con los requerimientos del SI.

Tal decisión deberá ser debidamente justificada y fundamentada en base a los Estudios de la presente NT, a partir de los cuales el Coordinador definirá el principio de estabilización y los requisitos técnicos que deberán cumplir estos equipamientos.

TÍTULO 8-7 MONITOREO DE PROTECCIONES

Artículo 8-22

Con el objeto de comprobar el estado de conservación y mantenimiento de las protecciones eléctricas del SI, y verificar que sus ajustes y parámetros corresponden a los valores resultantes del estudio especificado en el TÍTULO 6-6, el Coordinador podrá notificar al Coordinado que explote las instalaciones que corresponda, de la realización de una Auditoría Técnica para confirmar que las protecciones cumplen con lo establecido en el referido estudio, o instruir pruebas específicas de acuerdo a lo dispuesto en el TÍTULO 8-3 de la NT.

Artículo 8-23

La Auditoría Técnica y los ensayos de las protecciones eléctricas deberán incluir como mínimo las siguientes comprobaciones:

- a) Catastro de los sistemas de protección instalados a partir de la Información Técnica que se informe al Coordinador, especificando la marca del dispositivo, el tipo de protección, las características técnicas principales, las características y lógicas de funcionamiento, el rango posible de variación de los parámetros de calibración, el valor de la calibración actual y la cantidad de pasos de calibración entre el mínimo y máximo valor, según corresponda.
- b) Catastro de las características técnicas principales de los transformadores de medición, tales como el tipo, clase de precisión, relación de transformación, y conexiones para la formación de las magnitudes leídas por los relés de protección.
- c) Contraste de las características del equipamiento obtenidos a partir de la base de datos del Coordinador, y las que sean informadas por el Coordinado que explote las instalaciones al serle requeridas.
- d) Contraste de las calibraciones obtenidas en terreno con los valores disponibles en la Información Técnica recopilada por el Coordinador, detección de las desviaciones o diferencias indagando su origen o justificación, análisis de los efectos que pueden tener sobre la coordinación y desempeño del sistema de protecciones y la SyCS del SI.
- e) Resultados y conclusiones acerca del estado de conservación de los equipos y la calidad del mantenimiento realizado.

Artículo 8-24

En caso que el Coordinador detecte desvíos al cumplimiento de los compromisos y obligaciones inherentes a las instalaciones y equipamientos del ST, estos serán informados a la Superintendencia.

CAPÍTULO 9: DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 9-1

Eliminado.

Artículo 9-2

Los índices de Indisponibilidad programada y forzada de generación y de transmisión deberán ser calculados por la DP utilizando la información estadística ya reunida y la que se vaya reuniendo sobre cada instalación de generación y de transmisión.

El cumplimiento de los Valores Límite de los índices de indisponibilidad establecidos en los Artículo 5-54 y Artículo 5-55 será exigible a partir de las fechas en que cada instalación complete una estadística real de cinco años.

Artículo 9-3

El Estudio de Continuidad de Suministro deberá realizarse una vez que se cuente con un año de estadísticas para los índices FMIK y TTIK, de acuerdo a la metodología de cálculo indicada en el Artículo 5-57.

En el primer estudio que realice cada CDEC en virtud de lo dispuesto en el Artículo 6-27 se efectuará la determinación aproximada de los índices TTIK aceptables sobre la base de las estadísticas existentes. Este método aproximado se aplicará hasta disponer de una estadística real de 5 años por instalación.

Mientras no se realice el estudio antes mencionado, las indisponibilidades aceptables de generación y de transmisión son las siguientes:

Sistema Interconectado del Norte Grande

| Subestación Troncal | Indisponibilidad de Generación [horas/año] | Indisponibilidad de Transmisión Troncal [horas/año] | Indisponibilidad de Transmisión Secundaria [horas/año] | Indisponibilidad Total [horas/año] |
|---------------------|--|---|--|------------------------------------|
| Tarapacá | 3,40 | 0,24 | 1,52 | 5,16 |
| Lagunas | 3,40 | 0,24 | 1,52 | 5,16 |
| Crucero | 3,40 | 0,24 | 0,00 | 3,64 |
| Encuentro | 3,40 | 0,24 | 0,00 | 3,64 |
| Atacama | 3,40 | 0,24 | 1,52 | 5,16 |

Sistema Interconectado Central

| Subestación Troncal | Indisponibilidad de Generación [horas/año] | Indisponibilidad de Transmisión Troncal [horas/año] | Indisponibilidad de Transmisión Secundaria [horas/año] | Indisponibilidad Total [horas/año] |
|---------------------|--|---|--|------------------------------------|
| Diego de Almagro | 1,90 | 1,63 | 7,50 | 11,03 |
| Carrera Pinto | 1,90 | 1,63 | 7,50 | 11,03 |
| Cardones | 1,90 | 1,63 | 7,20 | 10,73 |
| Maitencillo | 1,90 | 1,63 | 5,50 | 9,03 |
| Punta Colorada | 1,90 | 1,63 | 5,62 | 9,15 |
| Pan de Azúcar | 1,90 | 1,63 | 5,62 | 9,15 |

| Subestación Troncal | Indisponibilidad de Generación [horas/año] | Indisponibilidad de Transmisión Troncal [horas/año] | Indisponibilidad de Transmisión Secundaria [horas/año] | Indisponibilidad Total [horas/año] |
|---------------------|--|---|--|------------------------------------|
| Los Vilos | 1,90 | 1,63 | 5,62 | 9,15 |
| Nogales | 1,90 | 1,63 | 5,62 | 9,15 |
| Quillota | 1,90 | 1,63 | 3,82 | 7,35 |
| Polpaico | 1,90 | 1,63 | 3,56 | 7,09 |
| Lampa | 1,90 | 1,63 | 3,56 | 7,09 |
| Cerro Navia (*) | 1,90 | 1,63 | 0,10 | 3,63 |
| Alto Jahuel (*) | 1,90 | 1,63 | 0,10 | 3,63 |
| Chena (*) | 1,90 | 1,63 | 0,10 | 3,63 |
| Cerro Navia | 1,90 | 1,63 | 3,56 | 7,09 |
| Alto Jahuel | 1,90 | 1,63 | 6,37 | 9,90 |
| Chena | 1,90 | 1,63 | 3,56 | 7,09 |
| Candelaria | 1,90 | 1,63 | 4,97 | 8,50 |
| Colbún | 1,90 | 1,63 | 4,97 | 8,50 |
| Melipilla | 1,90 | 1,63 | 3,56 | 7,09 |
| Rapel | 1,90 | 1,63 | 3,56 | 7,09 |
| Itahue | 1,90 | 1,63 | 3,62 | 7,15 |
| Ancoa | 1,90 | 1,63 | 4,97 | 8,50 |
| Charrúa | 1,90 | 1,63 | 4,89 | 8,42 |
| Lagunillas | 1,90 | 1,63 | 8,92 | 12,45 |
| Hualpén | 1,90 | 1,63 | 8,92 | 12,45 |
| Temuco | 1,90 | 1,63 | 5,39 | 8,92 |
| Ciruelos | 1,90 | 1,63 | 7,71 | 11,24 |
| Valdivia | 1,90 | 1,63 | 7,71 | 11,24 |
| Rahue | 1,90 | 1,63 | 8,09 | 11,62 |
| Puerto Montt | 1,90 | 1,63 | 8,09 | 11,62 |

(*) Se refiere a la indisponibilidad en puntos de retiro alimentados desde las líneas de transmisión que se muestran en el siguiente cuadro.

| Líneas de Transmisión |
|--|
| Cerro Navia – San Cristóbal 110 [kV] |
| San Cristóbal – Los Almendros 110 [kV] |
| Los Almendros – Florida 110 [kV] |
| Florida - Alto Jahuel 110 [kV] |
| Buín - Lo Espejo 110 [kV] |
| Lo Espejo – Ochagavía 110 [kV] |
| Ochagavía – Florida 110 [kV] |
| Chena - Cerro Navia 110 [kV] |

En los puntos de conexión a concesionarios de servicio público de distribución, la indisponibilidad aceptable en horas anuales será igual a la indicada en la columna denominada “Indisponibilidad Total”.

Artículo 9-4

Eliminado.

Artículo 9-5

Eliminado

Artículo 9-6

Eliminado

Artículo 9-7

Eliminado

Artículo 9-8

La DPD deberá determinar que líneas de transmisión existentes y en operación deben cumplir con lo indicado en el AT Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión. Para ello, la DPD debe realizar un estudio, en un plazo no superior a un año desde la entrada en vigencia de la presente NT, que le permita verificar el cumplimiento de lo indicado en el artículo para las líneas antes definidas. Los Coordinados contarán con un plazo a convenir con la DO para ejecutar la transposición en aquellas líneas que no cumplan con el AT Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión.

Artículo 9-9

El CDEC solicitará a los Coordinados propietarios de unidades generadoras que le indiquen los tiempos máximos de operación permitidos para cada uno de los rangos de frecuencia indicados en el Artículo 3-11, según lo recomendado por el respectivo fabricante. La respuesta de cada Coordinado deberá ser fundada con antecedentes del fabricante, los que deberán ser adjuntos, en un plazo máximo de 120 días desde la recepción de la consulta del CDEC.

Artículo 9-10

Eliminado.

Artículo 9-11

Eliminado.

Artículo 9-12

Eliminado.

Artículo 9-13

Eliminado.

Artículo 9-14

Eliminado.

Artículo 9-15

Eliminado.

Artículo 9-16

Eliminado.

Artículo 9-17

Eliminado.

Artículo 9-18

Eliminado.

Artículo 9-19

Eliminado.

Artículo 9-20

Eliminado.

Artículo 9-21

Aquellas unidades de generación o parques eólicos y fotovoltaicos que hayan entrado en operación o que hayan sido declaradas en construcción antes del 30 de Junio de 2016, deberán revisar con el CDEC respectivo la factibilidad de aplicar las exigencias establecidas en el Artículo 3-6, 0, Artículo 3-9, Artículo 3-10, Artículo 3-11 literal d), Artículo 3-13, Artículo 3-15 y Artículo 3-17.

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

Artículo 9-22

Eliminado.

Artículo 9-23

Eliminado.

Artículo 9-24

Para dar cumplimiento a la exigencia establecida en el inciso final del Artículo 3-8, los titulares de instalaciones conectadas al SEN, así como los titulares de centrales que se encuentren declaradas en construcción, conforme a lo dispuesto en el Artículo 72°-17 de la Ley al momento de la publicación de la presente NT, deberán presentar al Coordinador, en un plazo no superior a 9 meses, un plan de adecuaciones. Dicho plan deberá incluir una descripción de las obras, plazos de ejecución, un cronograma de actividades que contemple la coordinación con el Coordinador, entre otros aspectos que resulten aplicables.

Para las instalaciones conectadas al SEN el plazo, al que se refiere el inciso anterior, se cuenta a partir de la fecha de publicación de la presente NT, mientras que para las instalaciones declaradas en construcción el plazo se cuenta a partir de su puesta en servicio. Los plazos máximos para realizar las modificaciones dependerán de las características de cada instalación como se especifica en la Tabla 1 y, serán contados desde la presentación del referido plan de adecuaciones.

| Instalación | Característica de la modificación | Plazo máximo |
|----------------------------------|---|----------------|
| Declarada en construcción | Las adecuaciones requieren coordinación con proveedores. | Hasta 12 meses |
| Declarada en construcción | Las adecuaciones no requieren coordinación con proveedores. | Hasta 9 meses |
| En operación | Las adecuaciones requieren coordinación con proveedores. | Hasta 24 meses |
| En operación | Las adecuaciones no requieren coordinación con proveedores. | Hasta 12 meses |

Tabla 1: Plazos para implementar modificación normativa

Los Coordinados podrán presentar una solicitud debidamente fundamentada para modificar el plan de adecuaciones dentro de los plazos establecidos en la Tabla 1. El Coordinador podrá acoger o rechazar dicha solicitud. Adicionalmente, los Coordinados podrán solicitar, por única vez, una extensión de los plazos por sobre los señalado en la Tabla 1. Esta solicitud será revisada por el Coordinador, quien podrá autorizar un plazo adicional de hasta 6 meses en cada una de las categorías señaladas en la Tabla 1, en función del número de instalaciones a las cuales el Coordinado debe realizar modificaciones y el grado de cumplimiento del plan de adecuaciones. El plazo adicional otorgado por categoría será contado a partir del vencimiento del plazo originalmente establecido en la Tabla 1, según corresponda.

Para el caso de instalaciones que no necesiten realizar adecuaciones para cumplir con el requerimiento señalado en el inciso final del Artículo 3-8, los titulares de las instalaciones deben enviar al Coordinador un informe técnico que valide esto en un plazo inferior a 9 meses desde la publicación de la presente NT.

Las adecuaciones, a las que se refiere el plan señalado en el inciso primero del presente artículo, se consideran como modificaciones en el software o hardware del sistema de control vinculado a los inversores para la conexión a la red, sin importar la tecnología de estos últimos. Además, cualquier central que no pueda dar cumplimiento con el requisito establecido en el último inciso del Artículo 3-8, a menos que realice el cambio de los inversores para la conexión a la red, se entenderá que no cumple con este requisito desde un punto de vista técnico. Sin embargo, esta última condición no exime a los titulares de cumplir las exigencias estipuladas en el inciso final de este artículo transitorio.

En el caso de las instalaciones que técnicamente, por la causal señalada en el inciso anterior u otra, no puedan cumplir con el requisito establecido en el inciso final del Artículo 3-8, los titulares tienen la obligación de notificar esta situación al Coordinador en un plazo máximo de 3 meses a partir de la publicación de esta NT. Adicionalmente, en un plazo no superior a 9 meses, deberán presentar un informe técnico al Coordinador en el que se identifiquen las razones técnicas que impiden el cumplimiento, junto a una evaluación económica de una posible solución para resolver la deficiencia técnica. El Coordinador, en un plazo máximo de 12 meses, deberá analizar las razones técnicas expuestas en el informe y comunicar a la Comisión sus resultados. La Comisión emitirá una resolución señalando las instalaciones que se pueden acoger a la exclusión de la exigencia establecida en el inciso final del Artículo 3-8 de la NT.

Artículo 9-25

Los Coordinados, cuyos sistemas de medida de instalaciones interconectadas al SEN, al momento de la publicación de la presente norma no cumplan con las exigencias establecidas en el Artículo 4-29, deberán entregar al Coordinador un estudio técnico, en un plazo no mayor a 12 meses. En este estudio, se deberá identificar los elementos que se encuentren en situación de incumplimiento y, adicionalmente, se deberá establecer un plan de reemplazo y/o adecuaciones. El Coordinado podrá solicitar al Coordinador, por única vez, una extensión del plazo en virtud del número de instalaciones de las cuales debe levantar información y desarrollar un plan de reemplazo o adecuaciones. El Coordinador podrá autorizar una extensión de a lo más 6 meses.

El estudio técnico deberá identificar, al menos, los siguientes elementos:

- a. Aquellos transformadores de corriente que no verifiquen el requisito de núcleo exclusivo para los equipos de medida.
- b. Aquellos transformadores de medida que no verifiquen la clase de precisión requerida. En particular, aquellos cuya carga o burden exceda el especificado por el fabricante.
Para el caso en que se requiera realizar suma de corrientes, se deberá tener en consideración el artículo 118 del Anexo Técnico de Exigencias Mínimas de Diseño de Instalaciones de Transmisión.
- c. Aquellos transformadores de medida cuyo tiempo en operación supere los 40 años.
- d. Aquellos equipos de medida o compactos de medidas que no verifiquen la clase de precisión requerida.
- e. Aquellos esquemas de medida que no verifiquen las exigencias para el cableado secundario.
- f. Los plazos estimados para realizar actividades o pruebas que necesiten la desconexión de carga del sistema.

A efectos de lo anterior, no se deben considerar aquellas instalaciones que están en proceso de desconexión y retiro del sistema. Aquellas instalaciones que sean excluidas deberán contar con una comunicación por escrito conforme lo establece el artículo 72°- 18 de la Ley.

El estudio técnico deberá contar con una propuesta de plan de reemplazo y/o adecuaciones de los equipos que se encuentren en cualquiera de las situaciones especificadas anteriormente, priorizando la implementación del plan con el siguiente orden:

- 1- Deberá procederse al reemplazo de todos los TTCC que no cumplan copulativamente con las características establecidas en los literales a., b. y c. del presente artículo. En caso de que dichos equipos incumplan únicamente la característica indicada en el literal a., los Coordinados podrán implementar la medida provisional descrita en este artículo.
- 2- Se deberá proceder al reemplazo de los equipos de medida o compactos de medidas que no cumplan con la clase de precisión requerida.
- 3- Se deberá modificar los esquemas de medida que no cumplan con las exigencias para el cableado secundario. En este caso, el estudio técnico deberá incluir una propuesta de adecuación de los esquemas de medida.

En el caso de los transformadores de corriente que se encuentren en la condición descrita en el literal a., y siempre que se cumpla con el requisito de la clase de precisión establecido en el Artículo 4-29, los Coordinados como medida provisoria, podrán proponer la conexión de los equipos adicionales al equipo de medida a través de un transformador de corriente auxiliar, el cual estará conectado al cableado secundario del transformador de medida de corriente, con el objetivo de postergar el reemplazo de este hasta su obsolescencia técnica o el término de su vida útil de 40 años. El transformador de corriente auxiliar deberá tener una relación de transformación de 1:1 o 5:5, de manera que los incrementos de la carga o burden del transformador de medida no excedan lo especificado por el fabricante.

En caso de que sea necesario realizar actividades o pruebas que requieran la desconexión de carga del sistema eléctrico, estas deberán ser informadas, planificadas y coordinadas con el Coordinador, a fin de minimizar el impacto en el suministro eléctrico a los usuarios finales.

El plazo para la aprobación del plan de reemplazo y/o adecuaciones por parte del Coordinador no podrá ser superior a 6 meses desde la presentación de dicho plan por parte del Coordinado. Una vez aprobado el plan de reemplazo y/o adecuaciones, el periodo para efectuar los reemplazos y adecuaciones no podrá ser superior a 36 meses contados desde la aprobación.

Solo en casos debidamente justificados por parte del Coordinado, en función del número de adecuaciones que deban implementar en sus instalaciones, el Coordinador podrá autorizar ajustes al cronograma inicial, siempre que dichos ajustes no extiendan el plazo original en más de 24 meses. En ningún caso, el plazo total para la realización de todos los reemplazos y/o adecuaciones del plan podrá exceder los 60 meses. El Coordinador deberá informar a la SEC, con copia a la Comisión, una vez al año la evolución de los diferentes planes de reemplazo y/o adecuaciones, dando énfasis a cualquier incumplimiento detectado.