



NORMA TÉCNICA DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE PMGD EN INSTALACIONES DE MEDIA TENSIÓN

Enero 2019

Santiago de Chile

ÍNDICE

CAPÍTULO 1	: TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES.....	1
Título 1-1	OBJETIVOS Y ALCANCE.....	2
Título 1-2	ABREVIATURAS Y DEFINICIONES.....	4
CAPÍTULO 2	: PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN	8
Título 2-1	INFORMACIÓN: PUBLICACIÓN E INTERCAMBIOS.....	9
Título 2-2	DETERMINACIÓN DE IMPACTO NO SIGNIFICATIVO	21
Título 2-3	ESTUDIOS TÉCNICOS.....	27
Título 2-4	EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN CONECTADAS A LOS SERVICIOS AUXILIARES DE UN GENERADOR	31
Título 2-5	DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE CONEXIÓN	32
CAPÍTULO 3	: FACTOR DE REFERENCIACIÓN	36
Título 3-1	GENERALIDADES	37
Título 3-2	METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL FR.....	38
CAPÍTULO 4	: EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	42
Título 4-1	EXIGENCIAS GENERALES	43
Título 4-2	INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO E INSTALACIÓN DE CONEXIÓN	44
Título 4-3	DISPOSITIVO DE SINCRONIZACIÓN	46
Título 4-4	INSTALACIONES DE CONTROL Y MEDIDA	46
Título 4-5	COMPORTAMIENTO EN ESTADO NORMAL EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN	52
Título 4-6	COMPORTAMIENTO EN ESTADO DE FALLA	53
Título 4-7	CALIDAD DEL SERVICIO DEL PMGD.....	54
Título 4-8	OPERACIÓN EN ISLA.....	55
CAPÍTULO 5	: EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN	56
Título 5-1	ASPECTOS GENERALES.....	57
Título 5-2	PRUEBAS DE DISEÑO Y DE LA INSTALACIÓN DE CONEXIÓN	57
Título 5-3	PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO	59
CAPÍTULO 6	: PRUEBAS PERIÓDICAS DE LA INSTALACIÓN DE CONEXIÓN	63
CAPÍTULO 7	: DISPOSICIONES TRANSITORIAS.....	66

CAPÍTULO 1 : Terminología y exigencias generales

BORRADOR

Título 1-1 OBJETIVOS Y ALCANCE

Artículo 1-1 Objetivo

La presente norma técnica (en adelante, “NT”) establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos (en adelante, “PMGD”), en redes de media tensión de concesionarios de servicio público de distribución de electricidad (en adelante, “Empresas Distribuidoras”) o de aquellas empresas que posean instalaciones de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público (en adelante, “Empresas Distribuidoras”), en ejecución de lo dispuesto en el artículo 149º del Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fijó el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, y de lo previsto en el Decreto Supremo N° 244 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2005, que aprobó el Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por Decreto Supremo N° 101, de 2014, del Ministerio de Energía, (en adelante, el “Reglamento”).

La presente NT considera:

- a) La terminología y marco ordenador de carácter técnico para su aplicación;
- b) Procedimientos de conexión y Entrada en Operación de un PMGD;
- c) Exigencias técnicas para la conexión y operación de un PMGD;
- d) Exigencias técnicas para pruebas de conexión de un PMGD; y
- e) Metodología de cálculo del Factor de Referenciación.

Artículo 1-2 Alcance

Todas las exigencias de la presente NT son aplicables a los PMGD que se conecten en media tensión. Si un Interesado desea conectarse en baja tensión deberá cumplir las exigencias técnicas de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación en Baja Tensión, pero siguiendo el procedimiento indicado en el Reglamento.

Las exigencias que se plantean en la presente NT deben ser cumplidas en el Sistema de Distribución asociado a cada PMGD, según corresponda de acuerdo al Reglamento. Dichas exigencias serán aplicables independientemente de que la energía eléctrica sea producida por unidades generadoras sincrónicas o asincrónicas, con o sin convertidor de frecuencia, o por unidades generadoras de corriente continua con inversor, salvo que la presente NT indique expresamente lo contrario.

Las exigencias señaladas en la presente NT son de carácter funcional, de manera que no se vinculan ni contienen especificaciones de ningún tipo con equipos o marcas comerciales en particular.

Las Empresas Distribuidoras no podrán imponer al propietario de un PMGD condiciones técnicas de conexión u operación diferentes a las dispuestas en la presente NT o en la normativa vigente.

Artículo 1-3 Otras tecnologías

En materias de diseño, construcción, operación, mantenimiento, reparación, modificación e inspección y término de operación, la Superintendencia podrá permitir el uso de tecnologías diferentes a las establecidas en el presente NT, siempre que se mantenga el nivel de seguridad que ésta contempla. Estas tecnologías deberán estar técnicamente respaldadas en normas, códigos o especificaciones nacionales o extranjeras, así como en prácticas recomendadas de ingeniería internacionalmente reconocidas. Para ello, el Interesado deberá presentar el proyecto y un ejemplar completo de la versión vigente de la norma, código o especificación extranjera utilizada, debidamente traducida, cuando corresponda, así como cualquier otro antecedente que solicite la Superintendencia.

Artículo 1-4 Aplicación de otros estándares

Las exigencias tanto de diseño como de conexión, pruebas y operación de un PMGD se establecerán en conformidad con las normas vigentes y, en ausencia de disposiciones nacionales sobre tales materias, se aplicarán analógicamente, para fines interpretativos, normas internacionales emitidas por los siguientes organismos: American Society of Testing Materials / American National Standards Institute (ASTM/ANSI), International Electrotechnical Commission (IEC), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) Deutsche Industrie Norm (DIN) y Verband Deutscher Elektrotechniker (VDE).

Las exigencias de diseño aplicables a las Empresas Distribuidoras se realizarán conforme a la normativa nacional vigente.

Artículo 1-5 Calidad de usuario del Sistema de Distribución

Un PMGD conectado a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, en su caso, adquiere la calidad de usuario del SD y le serán aplicables los derechos y obligaciones establecidas en la normativa vigente. Lo anterior, de manera que un PMGD pueda operar adecuadamente en el SD, y para que los efectos sobre la Red de Media Tensión del SD y sobre los clientes estén dentro de los límites establecidos en la normativa vigente, incluyendo que no se supere la potencia aparente de inyección máxima entregada por el PMGD al SD.

Artículo 1-6 Procedimientos de Conexión y Entrada en Operación

Los Interesados en conectar un PMGD a un Sistema de Distribución deberán cumplir con las disposiciones establecidas en el Reglamento y la presente NT para obtener el Informe de Criterios de Conexión (en adelante, "ICC"). Una vez obtenido el ICC, los PMGD previstos de conectar deberán obtener y conservar la calidad de proyecto declarado en construcción por parte de la Comisión, de conformidad a lo dispuesto en el 72°-17 de la Ley, con el objeto de mantener la vigencia del ICC. Una vez finalizada la puesta en servicio con la aprobación del Protocolo de puesta en Servicio por parte del Coordinador y de la Empresa Distribuidora, el Interesado deberá solicitar la Entrada en Operación al Coordinador.

Artículo 1-7 Formularios, estudios y procedimientos técnicos

Los formularios, estudios y procedimientos técnicos señalados en la presente NT y sus actualizaciones serán únicos para todas las Empresas Distribuidoras, y deberán ser de acceso

público mediante los medios de publicación de que dispongan las referidas empresas en forma permanente y gratuita para todos los Interesados.

Todas las comunicaciones que tengan como destinatario la Superintendencia, deberán ser realizadas según los procedimientos que ésta defina para tales efectos.

Artículo 1-8 Costos asociados a estudios

Los costos de la realización y/o revisión de los estudios técnicos a los que se refiere el Título 2-2 y Título 2-3 y el estudio de costos descrito en el Título 2-5, deberán ser de acceso público mediante los medios de publicación que dispongan las Empresas Distribuidoras. En caso de que los estudios técnicos sean realizados por la Empresa Distribuidora, los costos de éstos deberán guardar coherencia con aquellos que sustentan los valores del decreto que fija los precios de los servicios no consistentes en suministro de energía eléctrica, vigente a la fecha en la cual fue aceptada la respectiva SCR, de acuerdo a lo indicado en el Artículo 2-7.

Artículo 1-9 Valorización Actividades de Conexión

La valorización de las actividades necesarias para el proceso y para efectuar la conexión del PMGD señalada en el Título 5-3, deberán ser calculadas por la Empresa Distribuidora, debiendo guardar coherencia con aquellos costos que sustentan los valores del decreto que fija los precios de los servicios no consistentes en suministro de energía eléctrica, vigente a la fecha en la cual fue resuelto el orden para resolver la respectiva SCR.

Título 1-2 ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

Artículo 1-10 Abreviaturas

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

- | | |
|--------------------------|---|
| 1) CC | : Costos de Conexión. |
| 2) Coordinador | : Coordinador Eléctrico Nacional. |
| 3) Comisión | : Comisión Nacional de Energía. |
| 4) Empresa Distribuidora | : Empresa Distribuidora, de Distribución o Empresa con Instalaciones de Distribución. |
| 5) EG | : Equipamiento de Generación. |
| 6) FR | : Factor de Referenciación de la Energía y de la Potencia. |
| 7) GD | : Medio de Generación Distribuida. |
| 8) INS | : Impacto No Significativo. |
| 9) ICC | : Informe de Criterios de Conexión. |
| 10) NTD | : Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución. |
| 11) NTSyCS | : Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio. |
| 12) PMGD | : Pequeño(s) Medio(s) de Generación Distribuido(s). |
| 13) PNCP | : Precio de Nudo de Corto Plazo. |
| 14) SCR | : Solicitud de Conexión al SD. |
| 15) SD | : Sistema de Distribución. |

- | | |
|----------------------|--|
| 16) SI | : Solicitud de Información. |
| 17) Superintendencia | : Superintendencia de Electricidad y Combustibles. |
| 18) VNR | : Valor Nuevo de Reemplazo. |

Artículo 1-11 Definiciones

Para efectos de la aplicación de la presente NT se establecen las siguientes definiciones:

- 1) **Alimentador:** Circuito que forma parte de la Red de Distribución que se extiende desde una Subestación Primaria de Distribución o desde un Alimentador de propiedad de otra Empresa Distribuidora, desde donde recibe energía, hasta el punto de conexión en el cual se conectan las instalaciones de Clientes y Usuarios. El Alimentador será de propiedad de una sola Empresa Distribuidora, no pudiendo existir Alimentadores con más de un propietario.
- 2) **Cabecera de Alimentador:** Punto de conexión entre el Alimentador y la fuente de alimentación principal, la que normalmente corresponde a una Subestación Primaria de Distribución u otro Alimentador.
- 3) **Control de Tensión:** Conjunto de acciones destinadas a mantener la tensión de operación dentro de los niveles establecidos en la normativa vigente para SD.
- 4) **Costos de Conexión:** Sumatoria de los costos de las Obras Adicionales en la red de distribución en las zonas adyacentes al Punto de Conexión de un PMGD y los ahorros o costos por la operación de un PMGD.
- 5) **Cliente:** Persona natural o jurídica que acredite dominio sobre un inmueble o instalaciones que reciben servicio eléctrico. Adicionalmente, se considerarán Clientes, sean éstos regulados o libres, a aquellos que realizan retiros desde el Sistema de Distribución. Para efectos de esta NT, se entenderá que todo Cliente es un Usuario de la Red de Distribución, de acuerdo a la definición establecida en el numeral 36) del presente artículo.
- 6) **Demanda Neta de Alimentador:** Demanda total del Alimentador en estudio, menos los excedentes de energía de los medios de generación conectados a dicho Alimentador.
- 7) **Empalme:** Conjunto de elementos y equipos eléctricos que conectan el medidor de la instalación o sistema del cliente, a la red de suministro de energía eléctrica.
- 8) **Entrada en Operación:** Se entenderá que un PMGD ha entrado en operación, solo cuando el Coordinador lo autorice en los términos del artículo 72°-17 de la Ley y conforme a las exigencias establecidas en la presente NT y en la normativa vigente.
- 9) **Equipamiento(s) de Generación:** Unidad o Conjunto de Unidades de Generación y aquellos componentes necesarios para su funcionamiento, que se conectan a la red de distribución a través de un Empalme de un Usuario o Cliente. Comprende además las protecciones y dispositivos de control necesarios para su operación y control.
- 10) **Factor de Referenciación:** Factor calculado por la Empresa Distribuidora que permite referenciar las inyecciones del PMGD desde el Punto de Conexión a la barra de la subestación primaria de distribución.
- 11) **Generación Agregada:** Suma de las potencias promedio horarias de todos los PMGD que se encuentren conectados en el mismo Alimentador.

- 12) **Generador Convencional:** Aquel PMGD cuya energía eléctrica no es generada por medios de generación renovable no convencional, según el artículo 150° bis, literal aa) de la Ley 20.257.
- 13) **Generador de Emergencia Móvil:** Corresponde a generadores diésel instalados en contenedores y montados en acoplados, de potencias mayores a 100 kVA. Estos grupos normalmente traen incorporados los esquemas de control y protecciones, además de los transformadores elevadores de tensión, en el mismo contenedor.
- 14) **Interesado(s):** Persona natural o jurídica interesada en conectar un nuevo PMGD o modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD existente
- 15) **Interruptor:** Dispositivo de maniobra con capacidad de apertura bajo corrientes de carga y cortocircuito.
- 16) **Instalación Compartida:** Conjunto compuesto por las instalaciones de consumo de un cliente y un PMGD, que se conectan al Sistema de Distribución a través de un mismo Empalme.
- 17) **Instalación de Conexión:** Conjunto de equipos necesarios para permitir la conexión de un PMGD a la Red de Media Tensión de acuerdo a lo establecido en el CAPÍTULO 4.
- 18) **Medios de Generación Distribuida (GD):** Medios de generación conectados en redes de distribución. Contempla los EG y los PMGD.
- 19) Acoplamiento cuando al menos un valor de operación del SD se encuentra fuera del rango de ajuste de esta protección.
- 20) **Operación en Isla:** Estado de operación en la cual uno o más PMGD pueden abastecer un determinado número de consumos del SD en forma aislada del resto del sistema interconectado.
- 21) **Operador del PMGD:** Propietario o encargado de operar una instalación de PMGD conectado a un SD.
- 22) **Parpadeo:** Variaciones de tensión que a través de la cadena "fuente de luz – ojo – cerebro", originan la impresión subjetiva de variaciones en la luminosidad.
- 23) **Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD):** Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.
- 24) **PMGD previsto de conectar:** Se refiere a un PMGD con ICC vigente.
- 25) **Protección Red e Instalación (Protección RI):** Protección que actúa sobre el Interruptor de
- 26) **Potencia Consumida:** Suma entre las potencias promedio horarias registradas por el medidor en la cabecera de un Alimentador y las potencias promedio horarias de todos los PMGD conectados al mismo Alimentador. Si en la cabecera del Alimentador la potencia tiene sentido hacia la subestación primaria, se deberá restar tal medición de la potencia de los PMGD.
- 27) **Punto de Conexión:** Punto de las instalaciones de distribución de energía eléctrica en el que se conecta uno o más medios de generación a un SD.

- 28) **Reconectador:** Dispositivo de interrupción de corrientes de carga y cortocircuito, con posibilidad de recierre automático ajustable, monitoreo y operación vía telecomando.
- 29) **Red de Baja Tensión:** Es aquella red cuya Tensión Nominal es inferior a 1 kV.
- 30) **Red de Media Tensión:** Es aquella red cuya Tensión Nominal está comprendida entre 1 y 23 kV.
- 31) **Servicios Auxiliares:** Equipos que participan en el funcionamiento de las unidades generadoras y subestaciones, ya sea en la alimentación de los equipos de mando y control o en la seguridad de los mismos.
- 32) **Sistema de Distribución (SD):** Conjunto de instalaciones de Tensión Nominal igual o inferior a 23 kV, 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.
- 33) **Tensión de Suministro (V_c):** Es el valor efectivo de la tensión en el Punto de Conexión, medido en un instante determinado y por un periodo de tiempo determinado, y a la cual se aplican las tolerancias establecidas en la normativa vigente.
- 34) **Tensión Nominal (V_n):** Es la tensión entre fases mediante la cual se denomina o identifica una red, una subestación o un PMGD.
- 35) **Unidad Generadora:** Es la parte generadora de energía eléctrica, en una planta individual, incluyendo un eventual convertidor, pero excluyendo eventuales condensadores para la compensación de reactivos y el transformador, cuando solo está destinado a la adaptación a la tensión del SD.
- 36) **Usuario de la Red de Distribución o Usuario:** Toda persona, natural o jurídica, propietaria, arrendataria, usufructuaria o que opere, a cualquier título, las instalaciones conectadas a la red de una Empresa Distribuidora.
- 37) **Vida Útil de un PMGD:** Periodo que media entre la puesta en servicio de la instalación de un PMGD hasta su ampliación, sustitución o desconexión.

CAPÍTULO 2 : Procedimiento de Conexión

BORRADOR

Título 2-1 PUBLICACIÓN E INTERCAMBIOS DE INFORMACIÓN

Artículo 2-1 Generalidades

El intercambio de información durante el proceso de conexión entre la Empresa Distribuidora, el Coordinador y el Interesado, deberá efectuarse según las disposiciones del presente título y el Reglamento, debiendo cumplir con los plazos establecidos, calidad de la información y las exigencias mínimas establecidas para evaluar la factibilidad de su conexión. En caso de que el Interesado no cumpla con lo anterior, la Empresa Distribuidora deberá dar término al proceso de conexión, para lo cual el Interesado deberá iniciar el proceso de conexión desde lo dispuesto en el Artículo 2-4.

La Empresa Distribuidora podrá realizar una reevaluación de los estudios sistémicos y de los Costos de Conexión, en caso de que entre la emisión del ICC y la Entrada en Operación del PMGD, cambien considerablemente las condiciones bajo las cuales se emitió el ICC.

Artículo 2-2 Información pública de los Sistemas de Distribución

Las Empresas Distribuidoras deberán mantener disponible, a través de un medio electrónico de acceso público y gratuito, al menos la información que se indica a continuación. La información disponible deberá ser descargable y permitir a cualquier Interesado, efectuar las evaluaciones necesarias para elaborar una SCR y realizar posteriormente los estudios técnicos.

La información técnica de las redes de distribución publicada deberá incluir al menos lo siguiente:

- i. Plano digital referenciado geográficamente del Alimentador, donde se identifiquen y detallen los segmentos del trazado y su longitud, los equipos de protección y maniobra, transformadores de distribución, equipos de compensación, reguladores de tensión y autotransformadores.
- ii. Materialidad del conductor (cobre, aluminio, ACSR, copperweld, alumoweld, u otros).
- iii. Nivel de tensión de la red.
- iv. Perfil de tensión de los 12 meses anteriores en la cabecera del Alimentador.
- v. Tipo de aislamiento del conductor (desnudo, PVC, EPR, XLPE, u otros).
- vi. Tipo de instalación (aérea o subterránea).
- vii. Numero de fases y distribución de fases del conductor (monofásico sin neutro, trifásico sin neutro, u otros).
- viii. Límite de capacidad térmica (kA) del conductor.
- ix. Parámetros de reactancia y resistencia de secuencia positiva y cero de las líneas.
- x. Sección de fase y neutro de las líneas (mm², AWG, MCM, u otros).
- xi. Propietario de la red.

- xii. Equipos fusibles y Reconectores, indicando capacidad de operación normal y capacidad de ruptura simétrica.
- xiii. Equipos reguladores de tensión, indicando modelo, marca, capacidad de operación normal, impedancia de secuencia positiva y cero, tipo de conexión y tensión controlada por CTBC.
- xiv. Información de transformadores primarios: impedancias de secuencia positiva y cero, capacidad de operación normal, conexión y existencia de CTBC. En caso de contar con CTBC, se deberá incluir consigna, número y ancho de pasos. Si no tiene CTBC se deberá identificar el número de tap en estado normal.
- xv. Banco de condensadores, indicando capacidad reactiva (kVAr), número de etapas en caso que corresponda y su modo de operación (normalmente conectado, controlado por tensión, etc).
- xvi. Potencia aparente de los transformadores MT/BT, indicando número de fases y distribución de fases.
- xvii. Códigos o placas de poste MT del Alimentador.
- xviii. Enmalles dentro del Alimentador.
- xix. Niveles de cortocircuitos trifásicos y monofásicos a nivel subestación primaria.
- xx. Potencia de la subestación.
- xxi. Planes de obras futuros o en curso en Alimentadores, a causa de crecimientos en la demanda o mejoras en la calidad de servicio. Estos planes incluyen refuerzos de red, interconexiones entre Alimentadores e instalación de nuevos equipos de maniobra o protección.
- xxii. Medidas en cabecera del alimentador, con perfiles cada 15 minutos. Se deben incluir potencias, corrientes, factor de potencia y tensiones entre líneas. Se deben excluir aquellos datos que representen traspasos de cargas entre alimentadores.

Si no se cuenta con medidas en la cabecera del Alimentador se deberán entregar las potencias y corrientes máximas y mínimas en la cabecera del Alimentador, dentro de una ventana móvil de 1 año atrás.

La información que se publique respecto de proyectos PMGD en proceso de conexión o en operación, deberá incluir al menos lo siguiente:

- i. Nómina de Interesados con proceso de conexión vigente, estado en el que se encuentran, fechas de ingreso de SCR, emisión y vencimiento de ICC. Se deberá incluir las características principales de cada PMGD, o de su modificación, Punto de Conexión e identificar el Alimentador asociado. Adicionalmente, se deberá indicar el orden de revisión de SCR de acuerdo a lo indicado en Artículo 2-7.

- ii. Información respecto de los PMGD en operación: disposición en la red indicando su posición georeferenciada, asociación a poste, perfiles de generación y factor de potencia y su respectivo Factor de Referenciación vigente.
- iii. Planificación de obras en el Alimentador por concepto de PMGD.

Toda la información suministrada por las Empresas Distribuidoras deberá encontrarse disponible en un formato tipo plano, de preferencia CSV, que pueda ser descargable. La Superintendencia deberá indicar los formatos específicos para la entrega de la información, el cual deberá estar disponible en el medio electrónico de acceso público. Sin perjuicio de lo anterior, si la Empresa Distribuidora posee información técnica en formato CAD o equivalente, DigSILENT, PSS/E u otro software equivalente de análisis de sistemas eléctricos, u información en otro formato que sea de utilidad pública, deberá estar disponible en el medio electrónico de acceso público para ser descargada.

La Empresa Distribuidora debe incluir como información pública el listado de los estudios técnicos necesarios en caso de que el PMGD sea calificado como impacto significativo, y además los costos de la realización y de revisión de estos estudios en caso que el Interesado opte por que estos sean realizados por la Empresa Distribuidora.

La Empresa Distribuidora es la entidad responsable de asegurar la completitud y consistencia de la información técnica y la información de proyectos de PMGD especificada anteriormente. Debido a lo anterior, dicha información deberá ser actualizada cada vez que ocurra un cambio de relevancia en la red o algún cambio en los proyectos PMGD, dentro del plazo máximo de 30 días corridos contados desde el cambio que motiva la actualización de la información, a excepción de la información dispuesta en el literal xxi, la cual deberá ser actualizada mensualmente. Sin perjuicio de lo anterior, la Empresa Distribuidora deberá realizar una revisión semestral para verificar la consistencia de la información que se encuentra dispuesta en el medio electrónico de acceso público.

La Superintendencia podrá instruir la entrega de información adicional a la dispuesta en el presente artículo, la cual deberá estar disponible en el medio electrónico de acceso público.

Artículo 2-3 Alimentador propiedad de otra empresa

En caso de que exista un Alimentador que se conecte a un Alimentador de propiedad de otra Empresa Distribuidora, para el proceso de conexión de PMGD se deberá considerar el conjunto de instalaciones como un solo sistema que abarque toda la red en media tensión aguas abajo de la subestación primaria. Para ello, la Empresa Distribuidora propietaria del segundo Alimentador deberá disponer, en conformidad a lo indicado en el Artículo 2-2, de toda la información necesaria a la Empresa Distribuidora propietaria del Alimentador conectado a la subestación primaria, para que esta última pueda implementar dicho proceso.

Las Empresas Distribuidoras deberán coordinarse en todas las etapas del proceso de conexión, para cumplir con los plazos establecidos en la presente NT.

Artículo 2-4 Solicitud de Información

Los Interesados, deberán comunicar su intención en conectar un nuevo PMGD o modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD existente a la respectiva Empresa Distribuidora, con copia a la Superintendencia, adjuntando el “formulario de solicitud de información” que la Superintendencia destine al efecto, el cual deberá contener al menos lo siguiente:

- a. Identificación del Interesado.
 - I. Nombre y rut del representante legal o persona jurídica.
 - II. Giro y código SII de la persona jurídica.
- b. Nombre y dirección del proyecto.
- c. Datos de conexión.
 - I. Alimentador seleccionado.
 - II. Nivel de tensión del Alimentador.
 - III. Vida Útil del PMGD.
 - IV. Punto de Conexión deseado (código de estructura de Empresa Distribuidora).
- d. Solicitud de disponibilidad de información faltante, incompleta o inconsistente, relacionada al Alimentador al cual el Interesado desea conectarse.

En caso de que la información necesaria en el medio electrónico de acceso público no se encuentre disponible, esté incompleta, o se considere inconsistente por parte del Interesado, este último deberá solicitar a la Empresa Distribuidora la información faltante que esté contenida en el Artículo 2-1, y/o solicitar las aclaraciones que correspondan.

Artículo 2-5 Respuesta a la Solicitud de Información

La Empresa Distribuidora deberá informar sobre la comunicación a la que se refiere el artículo anterior a los demás Interesados, de acuerdo a lo señalado en el Reglamento. En dicha comunicación se deberán incluir todos los antecedentes entregados por el Interesado según lo descrito en el Artículo 2-4.

La Empresa Distribuidora deberá responder la Solicitud de Información del Interesado, de acuerdo a los plazos y destinatarios señalados en el Reglamento, utilizando para ello el “formulario de respuesta a la solicitud de información” que la Superintendencia destine al efecto, el cual deberá contener al menos lo siguiente:

- a. Identificación de la solicitud de información
 - I. Número de solicitud de información.
 - II. Fecha de la solicitud y de su respuesta.
- b. Identificación de la Empresa Distribuidora.
 - I. Nombre, dirección, teléfono y correo electrónico.
 - II. Nombre y cargo de Ingeniero Responsable.
- c. Respuesta de la solicitud de información faltante, incompleta o inconsistente en medio electrónico de acceso público
- d. Declaración de revisión de consistencia de información dispuesta en medio electrónico de acceso público.

La Empresa Distribuidora deberá revisar cada vez que un Interesado presente un “formulario de solicitud de información”, que la información pública disponible esté correcta. Sin perjuicio de lo anterior, en caso de que el Interesado solicite información faltante, la Empresa Distribuidora deberá poner a disposición dicha información en el medio electrónico de acceso público.

Artículo 2-6 Presentación de Solicitud de conexión a la red (SCR)

Luego de la Solicitud de Información, el Interesado podrá presentar ante la Empresa Distribuidora respectiva, una SCR de acuerdo a lo señalado en el Reglamento, utilizando para ello el “formulario de presentación de SCR” que la Superintendencia destine al efecto, el cual deberá contener al menos lo siguiente:

- a. Hoja de datos del PMGD.
 - I. Propietario o representante legal del PMGD.
 - II. Información legal de la empresa propietaria.
 - III. Punto de Conexión, ubicación de la Unidad Generadora, plano de situación (con coordenadas geográficas) y emplazamiento según el rol. Esto último en concordancia con el Título Habilitante del numeral b.I a continuación.
- b. Documentación para iniciar revisión de SCR.
 - I. Título habilitante para usar el o los terrenos en los cuales se ubicarán o construirán las instalaciones del proyecto, sea en calidad de propietario, usufructuario, arrendatario, concesionario o titular de servidumbres, o el contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del terreno que lo habilite para desarrollar el proyecto.
 - II. Declaración jurada del titular del proyecto, indicando que el terreno acreditado en I posee las características necesarias del PMGD que se desea construir.
- c. Solicitud de evaluación como PMGD de impacto no significativo.
- d. Datos de conexión.
 - I. Potencia instalada de PMGD y de consumos.
 - II. Indicar si pertenece o no a una Instalación Compartida.
 - III. Sistema de generación.
 - IV. Potencias a inyectar y predicciones de energía anuales según lo indicado en Artículo 2-31.
 - V. Vida Útil del PMGD.
- e. Tipo de instalación (unidades generadoras sincrónicas o asincrónicas, con o sin convertidor de frecuencia, o por unidades generadoras de corriente continua con inversor, etc.).
- f. Datos técnicos asociados al tipo de instalación
 - I. Recurso energético primario.
 - II. Modos de operación.
 - III. Datos del inversor (en caso que aplique).
 - IV. Transformador de la máquina (si es necesario instalar).
 - V. Protecciones RI.
 - VI. Unidades de compensación.

Artículo 2-7 Orden para resolver SCR

La Empresa Distribuidora deberá verificar si el Interesado cumplió con los requisitos para iniciar la revisión de la SCR. En caso de no cumplir con los requisitos, la Empresa Distribuidora deberá notificar al Interesado en un plazo máximo de 10 días corridos, el cual en un plazo de 5 días desde la notificación deberá subsanar la documentación omitida o incompleta, debiendo en tal caso la Empresa Distribuidora responder y manifestar su conformidad respecto a la nueva presentación dentro de un plazo de 10 días corridos y notificar a los Interesados del ingreso de una nueva SCR. En caso que el Interesado no subsane la presentación de la documentación emitida, o lo realice fuera de los plazos establecidos, deberá ingresar una nueva SCR.

Si se presentan dos o más SCR en un mismo Alimentador, la Empresa Distribuidora deberá resolverlas en función de la hora y fecha de ingreso de la SCR que cumpla íntegramente con las exigencias para iniciar su revisión. En caso de que la SCR fuese objeto de observaciones por parte de la Empresa Distribuidora, se considerará como fecha y hora de ingreso aquella correspondiente a la presentación donde se hayan subsanado las observaciones.

La revisión de la SCR aceptada por la Empresa Distribuidora y los plazos para la emisión del ICC comenzarán a regir desde que se haya resuelto la SCR precedente, lo que corresponderá a la fecha de manifestación de conformidad del ICC por parte del Interesado, de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 2-13.

Artículo 2-8 Respuesta de la SCR

La Empresa Distribuidora deberá dar respuesta a la SCR emitida por el Interesado, una vez verificado el cumplimiento de la documentación para iniciar la revisión de la SCR especificada en el Artículo 2-6 y una vez resueltas las SCR precedentes, dentro de los plazos establecidos en el Reglamento y utilizando para ello el “formulario de respuesta de la SCR” que la Superintendencia destine al efecto, el cual deberá contener al menos lo siguiente:

- a. Identificación de la SCR.
 - I. Número de proceso de conexión.
 - II. Fechas de ingreso y respuesta de la SCR
- b. Datos relacionados con el PMGD.
- c. Manifestación de conformidad de criterios para iniciar revisión de SCR, según lo establecido en literal c del “formulario de presentación de SCR” definido en artículo anterior.
- d. Verificación de cumplimiento de criterios para ser evaluado como INS.
- e. Verificación de cumplimiento de criterios para proceso expedito al que hace referencia el Artículo 2-10 y los costos de los equipos de protección respectivos.
- f. Estudios requeridos al Interesado en caso que no sea calificado como INS.
 - I. Cronograma, señalando las etapas y plazos para cada estudio técnico.
- g. Antecedentes a entregar al Interesado en caso de que no sea calificado como INS.
 - I. Ajustes de equipos de protección del Alimentador.

- II. Revisión de consistencia del estado actual de la red en información técnica dispuesta en medio electrónico de acceso público.

Si el Interesado señala que desea ser evaluado como INS y cumple con lo establecido en Título 2-2 de la presente NT, se entenderá que éste produce un impacto no significativo en la red de la Empresa Distribuidora, por lo que además del “formulario de respuesta de la SCR”, la Empresa Distribuidora deberá emitir y enviar al Interesado el ICC, de acuerdo al formato establecido en el “formulario de envío de ICC”.

Si el PMGD no cumple con lo establecido en el Título 2-2, la Empresa Distribuidora deberá indicar en el “formulario de respuesta de la SCR”, la máxima potencia que podría tener el PMGD de manera que sea clasificado como de Impacto No significativo. En tal caso, el Interesado podrá manifestar su interés de bajar la potencia en el “formulario de conformidad de respuesta a SCR” y adicionalmente adjuntar una SCR actualizada con la potencia modificada.

Artículo 2-9 Calificación de Impacto Significativo

Si el PMGD no cumple con lo establecido en el Título 2-2, la Empresa Distribuidora indicará al Interesado los estudios técnicos que deberán ser realizados para evaluar el impacto de la conexión a la red del PMGD, de acuerdo al formato establecido en el “formulario de respuesta de la SCR”. Los estudios técnicos a realizar no podrán incluir estudios adicionales a los indicados en el Título 2-3.

Dentro de 5 días hábiles posteriores a la recepción del “formulario de respuesta de la SCR”, el Interesado deberá comunicar a la Empresa Distribuidora si los estudios técnicos serán realizados por cuenta propia o por la Empresa Distribuidora, utilizando para ello el “formulario de conformidad de respuesta a SCR” que la Superintendencia destine al efecto, el cual deberá contener al menos lo siguiente:

- a. Datos relacionados con el PMGD
 - I. Nombre del proyecto y Alimentador donde se conecta.
 - II. N° de proceso de conexión y de SCR.
- b. Conformidad de respuesta de SCR.
- c. Conformidad de bajar potencia para calificar como INS.
- d. Conformidad de emisión de ICC modificando equipamiento de protección fuera de la subestación primaria, según lo dispuesto en Artículo 2-10.
- e. Aceptación de realización de estudios técnicos
 - I. Especificación de si los estudios técnicos serán realizados por terceros o por la Empresa Distribuidora.

Si pasados los 5 días hábiles el Interesado no ha entregado el “formulario de conformidad de respuesta a SCR”, para seguir con el proceso de conexión, deberá presentar una nueva SCR. Sin perjuicio de lo anterior, ambas partes deberán acordar un cronograma para la realización de los estudios técnicos y la emisión de observaciones asociadas. El plazo final para la entrega de los estudios técnicos y sus observaciones no podrá ser superior al plazo establecido por el Reglamento para la emisión del ICC.

Artículo 2-10 Impacto No Significativo y estudio de protecciones

Si el PMGD cumple con los criterios del Título 2-2 a excepción de lo establecido en el inciso quinto del Artículo 2-22, (estudio de protecciones que determina el requerimiento de modificaciones a nivel de equipamientos de protección fuera de la subestación primaria) la Empresa Distribuidora deberá enviar al Interesado el estudio de coordinación de protecciones al que hace referencia el Artículo 2-22, junto con los costos de los equipos de protección que debe reemplazar en el Alimentador para permitir una correcta coordinación de las protecciones. La Empresa Distribuidora además de enviar el “formulario de respuesta de la SCR”, deberá emitir y enviar al Interesado el ICC en un plazo de 20 días, de acuerdo al formato establecido en el “formulario de envío de ICC”.

Artículo 2-11 Realización de Estudios Técnicos

En caso que el Interesado haya optado por realizar los estudios técnicos por cuenta propia, estos deberán ser enviados a la Empresa Distribuidora en los plazos y etapas convenidos por ambas partes, utilizando en cada etapa el “formulario de entrega de estudios técnicos a distribuidora” que la Superintendencia destine al efecto, el cual deberá contener al menos lo siguiente:

- a. Datos relacionados con el PMGD
 - I. Nombre del proyecto y Alimentador donde se conecta.
 - II. N° de proceso de conexión y fecha de ingreso de “formulario de conformidad de respuesta a SCR”.
- b. Entrega de estudios técnicos y fecha de entrega de próximos estudios.

Una vez que se disponga de los resultados finales de los Estudios Técnicos, la Empresa Distribuidora deberá revisarlos y comunicar el resultado de esta revisión al Interesado, a través del “formulario de entrega de resultados de estudios técnicos a Interesado” que la Superintendencia destine al efecto, el cual deberá contener al menos lo siguiente:

- a. Identificación del “formulario de conformidad de respuesta a SCR”
 - I. Número de solicitud de formulario y de proceso de conexión
 - II. Fecha de ingreso de formulario y fecha de respuesta.
- b. Entrega de resultado de estudios técnicos y costo de eventuales obras a ejecutar.
 - I. Informe de estudio de flujos de potencia y eventuales Obras Adicionales a ejecutar y su costo aproximado.
 - II. Informe de estudio de cortocircuitos y eventuales Obras Adicionales a ejecutar y su costo aproximado.
 - III. Informe de estudio de protecciones y eventuales Obras Adicionales a ejecutar y su costo aproximado.
 - IV. Costos totales de eventuales Obras Adicionales a ejecutar

En caso que el Interesado haya optado que la Empresa Distribuidora realice los estudios técnicos, estos deberán ser enviados por la Empresa Distribuidora al Interesado en los plazos y etapas convenidos por ambas partes, a través del “formulario de entrega de resultados de estudios técnicos a Interesado”.

Cada vez que el Interesado haya recibido un “formulario de entrega de resultados de estudios técnicos a Interesado”, éste deberá responder a la Empresa Distribuidora indicando su conformidad con los resultados informados y señalando su interés en continuar con el proceso de conexión. Para ello, el Interesado deberá utilizar el “formulario de conformidad de resultados de estudios técnicos” que la Superintendencia destine al efecto, el cual deberá contener al menos lo siguiente:

- a. Datos relacionados con el PMGD
 - I. Nombre del proyecto y Alimentador donde se conecta.
 - II. N° de proceso de conexión y fecha de ingreso de “formulario de entrega de resultados técnicos a Interesado”.
- b. Ratificación por parte del Interesado
 - I. Ratificación de los resultados de los estudios técnicos.
 - II. Solicitud de reevaluación adjuntando estudios corregidos.

Artículo 2-12 Estudio de Costos de Conexión y emisión ICC

Una vez finalizadas todas las etapas de los estudios técnicos, la Empresa Distribuidora realizará el estudio de Costos de Conexión según el Título 2-5 de la presente NT, informará los Factores de Referenciación vigentes en el Alimentador según lo dispuesto en el CAPÍTULO 3, y emitirá dentro del plazo establecido en el Reglamento, el “formulario de envío de ICC” que la Superintendencia destine al efecto, el cual deberá contener al menos lo siguiente:

- a. Identificación del proceso de conexión
 - I. N° de solicitud y de proceso de conexión
 - II. Fechas de ingreso del formulario, de la SCR y de entrega del ICC.
- b. Datos relacionados con el PMGD.
 - I. Nombre del proyecto.
 - II. Especificaciones del Punto de Conexión, incluyendo poste, Alimentador, tensión y subestación asociada.
 - III. Ubicación del PMGD, incluyendo comuna, región y coordenadas.
- c. Informe de criterios de conexión (ICC), el cual debe incluir el Factor de Referenciación vigente del Alimentador.
- d. Costos de Conexión al SD.
- e. Fecha de vigencia del ICC.
- f. Información de requisitos técnicos que debe verificar el Coordinador en una etapa posterior, para que se autorice la puesta en servicio del PMGD.
- g. Informe de Costos de Conexión para PMGD evaluados como de impacto significativo
 - I. Valor presente de costo de inversión, operación y mantenimiento sin PMGD
 - II. Valor presente de costo de inversión, operación y mantenimiento con PMGD
- h. Flujo de potencia e identificación de escenarios de posibles congestiones en transmisión zonal.
 - I. Informe de estudio de flujo de potencia adjunto.

En caso que el PMGD resulte de impacto no significativo, el ICC contendrá los Costos de Conexión de un PMGD no significativo.

El Interesado podrá manifestar su conformidad respecto de lo señalado en el ICC y solicitar las respectivas correcciones en los plazos establecidos en el Reglamento, incluyendo los antecedentes que fundamenten su disconformidad. La solicitud deberá ser presentada con el “formulario de conformidad de ICC” que la Superintendencia destine al efecto, el cual deberá contener al menos lo siguiente:

- a. Datos relacionados con el PMGD
 - I. Nombre del proyecto y Alimentador donde se conecta.
 - II. N° de proceso de conexión y de solicitud de ICC
 - III. Fecha de entrega de ICC.
- b. Declaración de conformidad de ICC por parte del Interesado

En caso de disconformidad por parte del Interesado, la Empresa Distribuidora deberá responder a la solicitud de corrección en los plazos establecidos en el Reglamento.

Una vez emitido el ICC de un PMGD, la Empresa Distribuidora deberá comunicar a los Interesados, al propietario de las instalaciones de transmisión zonal correspondiente y al Coordinador, enviando una copia del ICC y del estudio de flujo de potencia en caso de existir congestiones.

Artículo 2-13 Vigencia y prórroga del ICC

El ICC emitido tendrá el plazo de vigencia establecido en el Reglamento. Sin embargo, el Reglamento sí considera una prórroga, y para que ésta sea otorgada por la Empresa Distribuidora, el Interesado deberá presentar antes de 30 días al vencimiento del ICC, un informe que acredite el estado de la tramitación ambiental del proyecto (si corresponde), el estado de avance de las obras y las razones que justifican la solicitud de prórroga. Adicionalmente, en caso que el proyecto lo requiera, el Interesado deberá acreditar que inició la tramitación ambiental del proyecto, antes de los 2 meses siguientes contados desde la emisión del ICC.

El plazo de la prórroga otorgada para la vigencia del ICC, corresponderá al que se indica en el Reglamento. Sin perjuicio de lo anterior, la Empresa Distribuidora deberá dar término a la prórroga en caso de que el Interesado no cumpla con los siguientes requisitos:

- a. Conservar su declaración en construcción según los términos del Artículo 72°-17 de la Ley General de Servicios Eléctricos, antes de cumplidos los 3 meses desde que se otorgue la prórroga.
- b. Presentación de contrato de obras adicionales, si corresponde, antes de cumplidos los 3 meses desde que se otorgue la prórroga.

Sin perjuicio de lo anterior, todo Interesado deberá informar a la Superintendencia, al Coordinador y a la Distribuidora, en un plazo no superior a 15 días de emitida la resolución que declara y actualiza proyectos en construcción su incorporación en la misma.

Artículo 2-14 Información de congestiones en transmisión zonal

Si en el estudio de flujo de potencia al que hace referencia el Artículo 2-24, se determina que existen congestiones en la transmisión zonal producto de las inyecciones del PMGD, el Coordinador deberá realizar un estudio para ratificar si efectivamente existirán dichas

congestiones. Este estudio deberá ser realizado en un plazo de 30 días, posterior a la presentación de la declaración en construcción que el Interesado informe al Coordinador y la Superintendencia.

En el caso de que el estudio realizado por el Coordinador indique que existen escenarios bajo los cuales podrían existir congestiones en la transmisión zonal, el Coordinador deberá informar a la Superintendencia, a la Comisión a la Empresa Distribuidora y a todos los Interesados, bajo cuáles escenarios existirían congestiones y en cuánto se podrían ver reducidas las inyecciones del PMGD, con el fin de tomar las acciones pertinentes. El Coordinador deberá adjuntar el estudio realizado, detallando los escenarios futuros que gatillarían congestiones. El estudio deberá quedar disponible en el sitio web del Coordinador.

El Coordinador deberá instruir el tratamiento técnico que tendrán las inyecciones del PMGD para solucionar las posibles congestiones, en conformidad a lo que establezca la normativa vigente.

Artículo 2-15 Requisitos para iniciar la PES

El Coordinador deberá verificar el cumplimiento de los siguientes requisitos técnicos para que el Interesado pueda iniciar las Pruebas de Puesta en Servicio:

- a. Incorporación del proyecto al sistema de medidas de transferencias económicas del Coordinador, en conformidad a lo establecido en Anexo Técnico “Sistemas de Medidas de Energía para Transferencias Económicas”.
- b. Completitud de información técnica del proyecto indicada por el Coordinador, en conformidad a lo establecido en el Anexo Técnico de Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento.
- c. Información legal de la empresa propietaria del PMGD bajo el formato y medio que el Coordinador destine al efecto. Esta información debe incorporar los datos necesarios para efectos de la facturación y validación de su constitución legal.
- d. Sólo en los casos que corresponda, se deberá realizar una revisión del adecuado diseño y proceso de implementación para el tratamiento de congestiones que instruya el Coordinador, en conformidad a lo establecido en la normativa vigente.
- e. Información relacionada a la tecnología del recurso primario, tal como matrices de caudales, costos variables de combustibles, o alguna información adicional que el Coordinador solicite para efecto de sus funciones.

El Interesado deberá ser el encargado de solicitar al Coordinador, la verificación del cumplimiento de los requisitos descritos en el inciso anterior. El Coordinador deberá comunicar al Interesado dentro del plazo de 30 días de recibida la solicitud, su aprobación a la verificación del cumplimiento copulativo de los requisitos técnicos al que hace referencia el primer inciso de este artículo. Dentro del referido plazo, el Coordinador podrá formular observaciones a la solicitud y/o solicitar antecedentes complementarios con el objeto de verificar el cumplimiento de los requisitos técnicos antes señalados. El Interesado deberá dar respuesta a dichas observaciones dentro del plazo que al efecto fije el Coordinador.

Artículo 2-16 Inicio de PES

El titular del proyecto deberá dar aviso de la fecha estimada de interconexión al Coordinador, la Empresa Distribuidora y a la Superintendencia. El aviso de interconexión a que se refiere el presente artículo deberá ser efectuado, al menos, tres meses antes de la fecha de interconexión.

Previo a la Entrada en Operación del PMGD, el Interesado deberá comunicar el inicio de la puesta en servicio a la Empresa Distribuidora, a la Superintendencia y al Coordinador, por lo menos con quince días de anticipación. La comunicación deberá realizarse en conformidad a los procedimientos que determine la Superintendencia para tales efectos. No obstante lo anterior, dicha comunicación deberá contener como mínimo:

- a) Una declaración jurada simple que indique que se cumple con la normativa eléctrica vigente y que manifieste la conformidad con las pruebas de diseño eléctrico, firmada por el Interesado y por el instalador eléctrico responsable de la instalación eléctrica del PMGD;
- b) Antecedentes mínimos del proyecto: Descripción de las principales características del PMGD, tales como ubicación, potencia, tecnología, diagrama unilineal, planos, memorias de cálculo y estudios, según corresponda.
- c) Verificación del cumplimiento copulativo de los requisitos técnicos otorgado por el Coordinador, según lo dispuesto en Artículo 2-15.

Adicionalmente, cuando el PMGD corresponda a un sistema de cogeneración eficiente deberá cumplir, según corresponda, con los artículos 10°, 14° o 17° del Decreto N°6 del 2015 "Reglamento que establece los requisitos que deben cumplir las instalaciones de cogeneración eficiente".

En base a los requerimientos de la comunicación del Interesado, el Coordinador manifestará su autorización correspondiente para el inicio del protocolo de puesta en servicio, en un plazo máximo de 5 días desde presentada la comunicación. A su vez, deberá comunicar a la Superintendencia y a la Empresa Distribuidora la autorización del protocolo de puesta en servicio y la fecha en que se realizará. Por su parte, la Empresa Distribuidora deberá manifestar si tiene o no reparos respecto de la autorización otorgada por el Coordinador, en un plazo máximo de 5 días desde la autorización del Coordinador.

Las pruebas de puesta en servicio deberán ser las que se establecen en el Título 5-3 de la presente norma técnica.

Artículo 2-17 PES por etapas

Un PMGD podrá iniciar su puesta en servicio con una potencia menor a la indicada en el ICC, avisando previamente a la Empresa Distribuidora en un plazo no menor a 15 días de la PES. Este aviso, deberá incluir un plan, que indique las fechas y potencia que irá incorporando al SD en un plazo máximo de seis meses desde la PES inicial.

Si el PMGD no conecta el total de la potencia del ICC en el plazo de seis meses, la Empresa Distribuidora deberá considerar la capacidad remanente como disponible en el SD.

En ningún caso se podrá conectar en las etapas, generadores distintos a los contemplados en el ICC.

Título 2-2 DETERMINACIÓN DE IMPACTO NO SIGNIFICATIVO

Artículo 2-18 Solicitud de evaluación de INS

Para determinar si un PMGD es de Impacto No Significativo el Interesado deberá manifestar su interés a través del “formulario de presentación de SCR”. Dicha determinación deberá ser realizada por la Empresa Distribuidora e informada a través del “formulario de respuesta de la SCR”.

Un PMGD podrá ser evaluado como de INS solo si sus excedentes de potencia son menores o iguales a 1,5 MW. Además deberá cumplir con los criterios indicados en los Artículo 2-19 a Artículo 2-22 .

Durante la evaluación de los criterios para determinar si un PMGD puede ser calificado como INS, no deberán considerarse en los modelos de la red de distribución los Generadores de Emergencia Móvil y los generadores convencionales que presenten un factor de planta, durante el año anterior a la evaluación, menor al 5%.

Para la evaluación de los criterios para calificar como INS, se deberán considerar los GD conectados y previstos de conectar al SD, para el caso de los EG solo se considerarán a aquellos que tengan una capacidad instalada mayor a 100 kW. Se entenderá por previstos de conectar a aquellos que tienen solicitud de conexión aprobada por la Empresa Distribuidora para el caso de los EG.

Artículo 2-19 Evaluación de la capacidad del Alimentador

A efectos de asegurar que la potencia a inyectar en un determinado tramo de Alimentador de distribución no sobrepase la capacidad de diseño de éste, se verificará si se cumple que la potencia a inyectar es igual o inferior a la capacidad de diseño del Alimentador en el tramo en el cual se conecta.

La verificación que se presenta a continuación, solo será válida si no existen otros medios de generación en el Alimentador de distribución ni existen PMGD previstos de conectar.

$$PMI \leq Cap_{diseño}$$

Donde:

PMI : Potencia máxima a inyectar por el PMGD del Interesado en MW.

Cap_{diseño}: Capacidad de diseño del tramo de Alimentador donde se encontrará el Punto de Conexión del PMGD, expresada en MW. Se entenderá capacidad de diseño como la potencia máxima que puede transmitir una sección de línea de distribución sin superar sus límites térmicos. A efectos de representar dicha capacidad en MVA, se debe suponer factor de potencia equivalente a 0,93.

En caso que algún segmento del Alimentador, equipo de operación y maniobra o equipo de protección, ubicado aguas arriba del Punto de Conexión tenga menor capacidad que el segmento inmediatamente aguas abajo, la verificación preliminar deberá ser realizada considerando la menor capacidad de diseño entre los tramos, equipos de operación y maniobra o los equipos de protección que se encuentren aguas arriba del Punto de Conexión.

De los equipos de protección, se excluye la limitación en capacidad que puedan producir los fusibles. Si un fusible limita la PMI, éste deberá ser reemplazado por el Interesado, pero puede seguir siendo evaluado como de INS.

Si el criterio anterior no se cumple, se realizará un análisis que considere las demandas mínimas aguas abajo del Punto de Conexión. De esta forma, se realiza una verificación de la Potencia Máxima a Inyectar diferenciando en horarios diurnos y nocturnos:

$$PMI_{noche} \leq Cap_{diseño} + Dmin_{noche} - \left(\sum GD_{no\ solar} + \sum GD_{solar\ CA} \right)$$

$$PMI_{día} \leq Cap_{diseño} + Dmin_{día} - \sum GD$$

Donde,

$Dmin_{noche}$: Demanda mínima, en horas sin sol, del conjunto de transformadores de distribución ubicados aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD, expresada en MW, en estado normal de operación. Se determinará ponderando los niveles de carga mínima medidos en la cabecera del alimentador, por la razón entre el total de la capacidad nominal del conjunto de transformadores de distribución aguas abajo del punto de conexión, y el total de la capacidad nominal del conjunto de transformadores de distribución de Alimentador.

$Dmin_{día}$: Demanda mínima, en horas con sol, del conjunto de transformadores de distribución ubicados aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD, expresada en MW, en estado normal de operación. Se determinará ponderando los niveles de carga mínima medidos en la cabecera del alimentador, por la razón entre el total de la capacidad nominal del conjunto de transformadores de distribución aguas abajo del punto de conexión, y el total de la capacidad nominal del conjunto de transformadores de distribución de Alimentador.

$GD_{no\ solar}$: Potencia máxima a inyectar por un GD con fuente de energía primaria distinta a la solar, conectados o Previstos de Conectar aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD.

$GD_{solar\ CA}$: Potencia máxima a inyectar por un GD solar, con capacidad de almacenamiento de energía, conectado o Previsto de Conectar aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD.

GD : Potencia máxima a inyectar por un GD.

Para los cálculos anteriores, se considerará que las horas con sol dependerán de la zona geográfica a la cual pertenece el GD y corresponderán al intervalo comprendido entre la Hora de Salida y Hora de Puesta definidos en la Tabla 1.

Tabla 1: Horas de Salida y Puesta de Sol

ZONA GEOGRÁFICA	HORA SALIDA	HORA PUESTA
Regiones de: Arica y Parinacota, de Tarapacá y de Antofagasta	07:00	20:30
Regiones de: Atacama, de Coquimbo, de Valparaíso, Metropolitana, del Libertador Bernardo O'Higgins, del Maule, de Ñuble, del Biobío, de la Araucanía, de los Ríos y de los Lagos	06:30	21:30

La demanda mínima, tanto en horas con sol como sin sol, será determinada a partir de un perfil representativo de las cargas de los transformadores de distribución. El perfil de demanda representativo será construido a partir de las curvas de duración respectivas de los transformadores involucrados. En caso que existan equipos de generación en baja tensión, el perfil de demanda debe reflejar los aportes de estos últimos.

En caso que $D_{\min_{\text{noche}}}$ y $D_{\min_{\text{día}}}$ no sean conocidas, éstas se estimarán como un 30% de las demandas máximas respectivas.

Si un PMGD se encuentra operando o está previsto de conectar aguas arriba del PMGD en estudio, se deberá realizar el mismo análisis para el tramo de Alimentador donde se encuentra conectado el PMGD existente o donde informó como Punto de Conexión el PMGD previsto de conectar, considerando al PMGD en estudio dentro de la sumatoria de PMGD aguas abajo.

Cuando algún segmento del Alimentador ubicado aguas arriba del Punto de Conexión tenga menor capacidad que el segmento inmediatamente aguas abajo, la metodología anterior también deberá ser aplicada para el segmento de menor capacidad, no siendo aplicable la verificación preliminar.

Artículo 2-20 Evaluación de la regulación de tensión

La variación de tensión que genera un PMGD se calculará según la fórmula siguiente:

$$\Delta V = \frac{S_{\text{PMGD}} \cos(\varphi - \sigma)}{S_{\text{CC}}}$$

Donde:

S_{PMGD} : Potencia aparente del PMGD en MVA.

S_{CC} : Potencia de cortocircuito en el Punto de Conexión en MVA, sin considerar el PMGD.

φ : Ángulo de la impedancia de la red en el Punto de Conexión en grados o radianes, sin considerar el PMGD.

σ^1 : Ángulo entre la corriente y la tensión del PMGD en grados o radianes considerando el PMGD.

Las variaciones de tensión deberán cumplir la siguiente relación, para que se considere que el PMGD del Interesado cumple con el criterio de tensión. Los puntos del Alimentador a analizar serán definidos por la Empresa Distribuidora.

$$\Delta V_{\text{urbanos}} \leq 6\%$$

$$\Delta V_{\text{rurales}} \leq 8\%$$

En la eventualidad que la verificación anterior no se cumpla con el PMGD operando con factor de potencia unitario, se podrán analizar puntos de operación con factores de potencia distintos al unitario y que estén dentro de los límites operativos del PMGD, de manera de verificar si es posible lograr las desviaciones admisibles. Sin perjuicio de lo anterior el factor de potencia de operación aceptable será entre 0,95 inductivo y 0,96 capacitivo.

En caso que el PMGD emplee generadores asincrónicos, se deberá verificar adicionalmente que se cumpla la siguiente expresión. Quedan excluidos de esta verificación los generadores asincrónicos que están conectados a través de un equipo de electrónica de potencia (inversor).

$$K_{vs} \leq \frac{S_{CC}}{k_{man} \cdot S_{PMGD}}$$

Donde:

k_{man} : 4 para generadores doblemente alimentados, 6 para generadores directamente conectados.

K_{vs} : Constante de variación de tensión máxima en sincronización, equivalente a 16.

La Empresa Distribuidora podrá validar los resultados mediante un análisis estático que respalde el impacto del PMGD. La Empresa Distribuidora no podrá cobrar a ningún Interesado por la realización de estos estudios.

Artículo 2-21 Evaluación del impacto en el nivel de cortocircuito

Para la verificación del aporte del PMGD a la corriente de cortocircuito, se utilizará el modelo del Alimentador que posea la Empresa Distribuidora, o en su defecto se utilizará un modelo de impedancias de secuencia positiva y cero. Se obtendrán los niveles de cortocircuito en los puntos donde existan equipos de interrupción en el Alimentador, considerando tanto el aporte desde el sistema interconectado como de las fuentes contribuyentes a la red. Se considerará que los aportes del PMGD cumplen con este criterio siempre y cuando el cálculo anterior resulte en que ningún equipo de interrupción sobrepase en 85% su capacidad de ruptura.

¹ Si el PMGD inyecta con factor de potencia unitario, entonces $\sigma = 0$

Artículo 2-22 Evaluación en la coordinación de las protecciones

Finalmente, para verificar que un PMGD es de impacto no significativo, se debe determinar que el sistema de protecciones proyectado permita mantener una adecuada coordinación con el Sistema de Distribución. Para ello se deberá analizar el desempeño de los elementos de protección de sobrecorriente que operen ante fallas entre fases y fallas residuales.

La metodología para la verificación del INS tomará en consideración el aporte de cortocircuito que agrega el PMGD al Sistema de Distribución y la característica de sobrecorriente asociada a los equipos que forman parte del sistema de protección del Alimentador principal. Para esta verificación se definen dos categorías:

- a) Si el Alimentador principal posee curvas de sobrecorriente que clasifican dentro de la categoría extremadamente inversa, en los equipos de protección asociados y/o fusibles que formen parte de la operación coordinada del sistema de protección asociado al Sistema de Distribución, se evaluará si el nivel de cortocircuito trifásico y monofásico en el Punto de Conexión del nuevo PMGD en conjunto con la inyección de los GD existentes en la red de distribución, no aumenta más de un 5% con respecto al nivel de cortocircuito respectivo existente en el mismo punto sin inyección de PMGD.
- b) Si el Alimentador principal posee curvas de sobrecorriente que no clasifican dentro de la categoría extremadamente inversa y no posee fusibles que formen parte de la operación coordinada del sistema de protección asociado al Sistema de Distribución, se evaluará de la misma forma anteriormente mencionada con la diferencia que el umbral será de un 10% en el Punto de Conexión del nuevo PMGD.

Si el PMGD cumple con lo indicado en este artículo, se considerará que el PMGD tiene verificado el criterio de coordinación de protecciones para ser considerado INS. Sin embargo es la distribuidora quien deberá entregar los ajustes de protecciones asociados al equipo proyectado, en su propio lenguaje de programación.

En caso que el PMGD no cumpla con alguna de las dos categorías anteriormente indicadas, pero sí con los demás criterios del presente título, la Empresa Distribuidora deberá efectuar un estudio de protecciones de acuerdo a lo indicado en el Artículo 2-27, con el objetivo de determinar si es posible modificar los ajustes del Sistema de Distribución de modo de permitir una adecuada coordinación del sistema de protecciones producto del ingreso del nuevo PMGD. Si es posible, la Empresa Distribuidora deberá detallar los ajustes de los equipos de protección asociados, respetando la nomenclatura y rangos de ajuste propio de los mismos. Para la realización de este estudio, la Empresa Distribuidora tendrá 15 días hábiles adicionales al plazo indicado por Reglamento para la determinación del INS.

Si a consecuencia del análisis efectuado se determina que el sistema de protecciones debe ser modificado no tan solo en ajustes, sino que además a nivel de equipamiento en la subestación primaria para permitir una adecuada coordinación del sistema de protecciones de la red de distribución, se concluirá que dicho PMGD no será calificado como INS, por lo que corresponderá efectuar un análisis detallado de acuerdo a los estudios técnicos del Título 2-3 de la presente NT.

Para la aplicación del presente Artículo, se entenderá que una curva de sobrecorriente es extremadamente inversa si se define de acuerdo a las ecuaciones bajo estándares IEC e IEEE. En caso que el equipo de protección cuente con curvas que no estén definidas mediante los estándares anteriormente indicados, se considerará que una curva de sobrecorriente extremadamente inversa es aquella que cumple con los siguientes valores de su respectiva pendiente, con una variación no mayor a un 15% respecto al valor indicado, calculada entre los siguientes tramos:

- Tramo 1: entre 2 y 5 veces la corriente mínima de operación, pendiente de 0,29 p.u.
- Tramo 2: entre 5 y 10 veces la corriente mínima de operación, pendiente de 0,14 p.u.

Para efectos del cálculo en por unidad, el tiempo deberá ser normalizado respecto al tiempo de operación mayor que se obtenga sobre la respectiva curva de sobrecorriente entre los dos valores de corriente de pickup evaluados.

BORRADOR

Título 2-3 ESTUDIOS TÉCNICOS

Artículo 2-23 Generalidades

Si el PMGD no es calificado como INS, la Empresa Distribuidora indicará, a través del formulario de respuesta de la SCR, los estudios técnicos que se deberán realizar para evaluar el impacto que produce la conexión del PMGD en la red de distribución y de transmisión zonal asociada. Dicho listado no podrá exceder lo indicado en el presente título.

Los estudios técnicos para evaluar el impacto que produce la conexión del PMGD en la red de distribución se realizarán a través de un modelo eléctrico del Alimentador, considerando las impedancias y las longitudes de cada segmento del Alimentador. Se modelarán los medios de generación existentes en la red y aquellos previstos de conectar, además de los proyectos futuros en el Alimentador que informe la Empresa Distribuidora. No deberán ser considerados en los estudios técnicos; Generadores de Emergencia Móvil y generadores convencionales que presenten un factor de planta, durante el año anterior a la evaluación, menor al 5%.

Para la realización de los estudios técnicos, se deberán considerar los GD conectados y previstos de conectar al SD, para el caso de los EG solo se considerarán a aquellos que tengan una capacidad instalada mayor a 100 kW. Se entenderá por previstos de conectar a aquellos que tienen solicitud de conexión aprobada por la Empresa Distribuidora para el caso de los EG.

También se deberá realizar el análisis descrito en el Artículo 2-25 para conocer el posible impacto que el PMGD tendrá en el sistema de transmisión.

Artículo 2-24 Estudio de flujos de potencia

El estudio de flujos de potencia tendrá como objetivo verificar que luego de la conexión del PMGD, considerando sus inyecciones de potencia activa y reactiva ($-0,96 \leq FP \leq 0,95$), se cumpla con lo siguiente:

- a) Las tensiones en los nodos del Alimentador de distribución se encuentren dentro de los rangos establecidos en la normativa vigente.
- b) El impacto individual del PMGD por elevación de tensión cumpla con lo indicado en el Artículo 4-23 de la NTCO. Los niveles de carga en los elementos del Alimentador de distribución no deben superar su capacidad de diseño, la cual se entiende como la potencia máxima que se puede transmitir sin superar sus límites térmicos.

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

Los escenarios mínimos a considerar en el estudio de flujos de potencia corresponderán a los casos más exigentes que puedan ocurrir en la operación del Alimentador:

- Demanda máxima Neta del Alimentador.
- Demanda mínima Neta del Alimentador.

Para determinar la demanda máxima neta y la demanda mínima neta se deberá tomar en consideración los niveles de demanda informados por la distribuidora y las posibilidades de coincidencia de los GD, de manera de evaluar los casos más exigentes a los que se verá sometido el Alimentador.

Para la ejecución del estudio de flujos de potencia se deberán considerar los siguientes aspectos:

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

Artículo 2-25 Análisis de flujos de potencia Transmisión Zonal

En caso que el estudio indicado en el artículo anterior demuestre que existe inversión de flujo en la cabecera del Alimentador conectado a la subestación primaria al cual se conecta el PMGD, se deberá extender el análisis de los impactos a las redes de Transmisión Zonal. Este análisis tendrá 2 niveles: el primer nivel tiene la finalidad de determinar si existen congestiones en el transformador de la subestación primaria asociado a la conexión del PMGD; el segundo nivel, por su parte, tiene por objeto verificar si existen congestiones en la línea de transmisión zonal que representen un nivel de adyacencia aguas arriba del mismo transformador. Para el desarrollo del análisis se deberá seguir el procedimiento descrito en la siguiente figura:

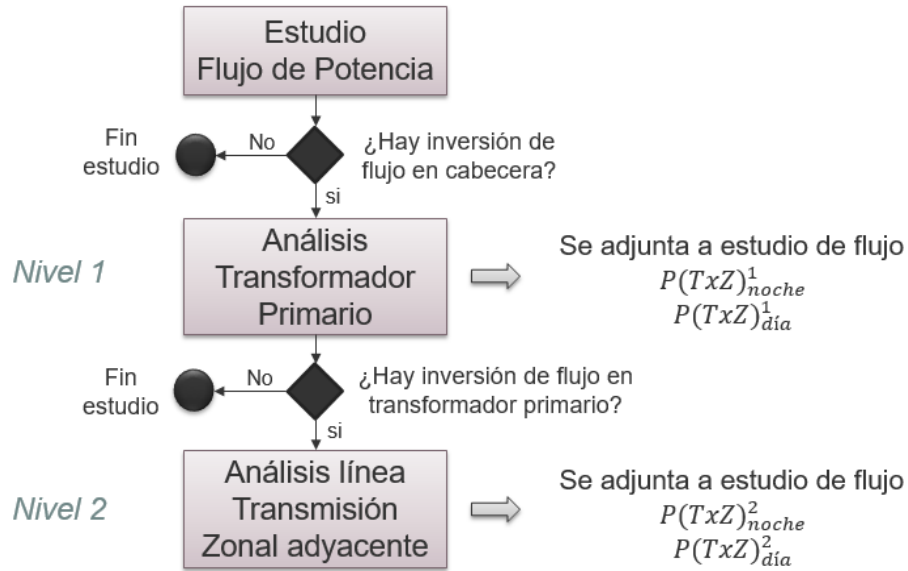


Figura 1: Análisis de impacto en Transmisión Zonal.

El análisis a nivel de Transmisión Zonal consiste en determinar e informar a la Empresa Distribuidora la potencia y el nivel de carga en horarios diurnos y nocturnos, para los 2 niveles de transmisión zonal indicados en el inciso anterior, basándose en las siguientes expresiones:

$$P(TxZ)_{noche}^i = \sum Dmin_{noche} - \left(\sum PMGD_{NS} + \sum PMGD_{sCA} \right)$$

$$P(TxZ)_{dia}^i = \sum Dmin_{dia} - \sum PMGD$$

Donde,

$P(TxZ)_{noche}^i$: Potencia, en horas sin sol, del elemento de transmisión zonal de nivel i, asociado al PMGD Interesado en la conexión.

$P(TxZ)_{dia}^i$: Potencia, en horas con sol, del elemento de transmisión zonal de nivel i, asociado al PMGD Interesado en la conexión.

$\sum Dmin_{noche}$: Sumatoria de las demandas mínimas, en horas sin sol, de todos los Alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel, expresada en MW, en estado normal de operación.

$\sum Dmin_{dia}$: Sumatoria de las demandas mínimas, en horas con sol, de todos los Alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel, expresada en MW, en estado normal de operación.

$\sum PMGD_{NS}$: Sumatoria de las potencias máximas a inyectar por los PMGD con fuente de energía primaria distinta a la solar, conectados o previstos de conectar en los Alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.

$\sum PMGD_{s\ CA}$: Sumatoria de las potencias máximas a inyectar por los PMGD solares, con capacidad de almacenamiento de energía, conectados o previstos de conectar en los Alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o a la línea de transmisión zonal según sea el nivel.

$\sum PMGD$: Sumatoria de las potencias máximas a inyectar por los PMGD conectados o previstos de conectar en los Alimentadores asociados al transformador de la subestación primaria o la línea de transmisión zonal según sea el nivel.

Las horas con sol y sin sol corresponderán a las que dispuestas en la Tabla 1.

Artículo 2-26 Estudio de cortocircuitos

El estudio de cortocircuitos tendrá como objetivo verificar que, ante la conexión del PMGD del Interesado, no se sobrepasen las capacidades de ruptura de los equipos de interrupción del Alimentador de distribución.

Dicha verificación deberá considerar un margen de seguridad, de manera que será aceptable que la corriente de cortocircuito a interrumpir por el equipo sea igual o menor al 85% respecto de su capacidad de ruptura.

Para la realización del estudio de cortocircuitos, se deberán considerar cortocircuitos trifásicos, monofásicos, bifásicos a tierra y bifásicos sin contacto con tierra; verificando el correcto cumplimiento de las protecciones según lo establecido en el Artículo 2-27, utilizando para ello la corriente de cortocircuito más alta obtenida.

Artículo 2-27 Estudio de coordinación de protecciones

El estudio coordinación de protecciones deberá definir los criterios y ajustes de las protecciones asociadas a la conexión del PMGD, junto con verificar la correcta coordinación del sistema de protecciones existente asociado al Alimentador donde se conecta.

El modelo eléctrico a utilizar en el marco del estudio coordinación de protecciones deberá ser el mismo al utilizado en los estudios de flujos de potencia y de cortocircuito, incorporando los equipos de protección asociados a la red de distribución del Alimentador principal.

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

Para el estudio de coordinación de protecciones se simularán cortocircuitos en diferentes puntos de la red de distribución, con el objetivo de verificar que los criterios de ajuste utilizados y las eventuales modificaciones al sistema de protecciones existente permitan mantener un esquema de protecciones con una adecuada selectividad, sensibilidad y rapidez ante al menos cortocircuitos monofásicos, bifásicos a tierra y entre fases.

Los puntos de falla mínimos a evaluar son los siguientes:

- Zona protegida por el segundo equipo de protección aguas abajo del Punto de Conexión del PMGD.

- Aguas arriba del primer equipo de protección más próximo al Punto de Conexión del PMGD, perteneciente a la red de distribución principal donde se conecta dicho PMGD.
- Tramo de conexión entre el Punto de Conexión y los equipos de generación en MT.
- Tramo inmediatamente posterior a la cabecera del Alimentador adyacente que tenga asociado el tiempo de operación mayor ante una falla en dicho punto con respecto al resto de los Alimentadores adyacentes.

La Empresa Distribuidora deberá definir en el “formulario de respuesta de la SCR”, los tipos de falla e impedancias asociadas a evaluar en el estudio de protecciones respectivo. También podrá definir eventuales puntos adicionales de falla a ser analizados en dicho estudio.

Para la coordinación de protecciones, se considerará aceptable un tiempo de coordinación entre curvas de sobrecorriente de elementos de protección adyacentes, mínimo de 100 ms. Podrán ser analizados tiempos inferiores a 100 ms siempre y cuando no se afecte la selectividad en el despeje de fallas.

Sin perjuicio de lo anterior, se deberá verificar ante toda situación el cumplimiento de las exigencias indicadas en el CAPÍTULO 4 de la presente NT respecto a las protecciones de frecuencia, voltaje y anti-isla.

Si el PMGD invierte flujo en la cabecera del Alimentador, se incluirán en el estudio de protecciones, las protecciones de todos los Alimentadores conectados al mismo transformador de subtransmisión.

El estudio de coordinación de protecciones deberá ser actualizado 3 meses previos a la Puesta en Servicio, en caso que las condiciones de la realización del estudio en la etapa de estudios técnicos hayan sufrido algún cambio que implique la necesidad de realizar la actualización.

Título 2-4 EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN CONECTADAS A LOS SERVICIOS AUXILIARES DE UN GENERADOR

Artículo 2-28 Limitación de inyecciones del PMGD

En el caso de Alimentadores abastecidos directamente de transformadores de Servicios Auxiliares de centrales generadoras, el propietario de dicha central podrá limitar las inyecciones del o los PMGD conectados al Alimentador. Está limitación solo podrá ser efectuada en caso que la inversión de flujos hacia la central de generación pueda afectar la continuidad de servicio de ésta. Para ello el propietario de la central generadora deberá solicitar autorización al Coordinador presentando un informe que justifique la limitación de las inyecciones del o los PMGD. El Coordinador tendrá 15 días hábiles para responder al requerimiento. El Coordinador enviará el informe a los PMGD que podrían verse limitados, quienes podrán emitir sus observaciones, según los plazos que estipule por el Coordinador, los cuales no podrán ser menores a 5 días hábiles.

Si el Coordinador autoriza a al propietario de la central a limitar las inyecciones del o los PMGD, tal que no se invierta el flujo hacia los Servicios Auxiliares, el PMGD deberá implementar los

automatismos necesarios para limitar sus inyecciones. La operación de dichos automatismos no debe poner en riesgo la continuidad de suministro de los consumos del Alimentador en cuestión.

Título 2-5 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE CONEXIÓN

Artículo 2-29 Generalidades

El estudio de Costos de Conexión debe ser realizado por la Empresa Distribuidora. Este estudio no se deberá realizar en caso que el PMGD del Interesado haya sido calificado como de Impacto No Significativo.

Artículo 2-30 Determinación de los Costos de Conexión

Los Costos de Conexión (CC) a la red de distribución de un PMGD serán determinados de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CC = \sum_{i=1}^{HE} VP(CProy_{PMGD})_i - \sum_{i=1}^{HE} VP(CProy_{NO PMGD})_i$$

Donde:

$VP(CProy_{PMGD})_i$: Valor presente de los costos asociados a la inversión, operación y mantenimiento, excluyendo las pérdidas, en que debe incurrir la Empresa Distribuidora, considerando la operación del PMGD, de modo de dar cumplimiento a la normativa técnica vigente en el Sistema de Distribución. No serán considerados en este análisis los costos asociados a las compras de energía y potencia por parte de la Empresa Distribuidora. Lo anterior deberá ser evaluado para todo año “i”, desde el año de Entrada en Operación del PMGD hasta el fin del Horizonte de Evaluación. Para el año 1, se debe considerar la red de distribución incluyendo las Obras Adicionales que deben realizarse para permitir la conexión del PMGD, de acuerdo a lo definido en los estudios técnicos.

$VP(CProy_{NO PMGD})_i$: Valor presente de los costos asociados a la inversión, operación y mantenimiento, excluyendo las pérdidas, en que debe incurrir la Empresa Distribuidora, sin considerar la operación del PMGD, de modo de dar cumplimiento a la normativa técnica vigente en el Sistema de Distribución. No serán considerados en este análisis los costos asociados a las compras de energía y potencia por parte de la Empresa Distribuidora. Lo anterior deberá ser evaluado para todo año “i”, desde el año de Entrada en Operación del PMGD hasta el fin de su Vida Útil, según el Horizonte de Evaluación. Para el año 1, se debe considerar la red de distribución existente, sin incluir las Obras Adicionales que deben realizarse para permitir la conexión del PMGD, de acuerdo a lo definido en los estudios técnicos.

HE : Horizonte de evaluación, vida útil.

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

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

Las inversiones estructurales corresponderán a las inversiones necesarias para mantener las variables eléctricas del Sistema de Distribución dentro del rango determinado por la normativa vigente. Para determinar la necesidad de este tipo de inversiones, se deberá evaluar la red de distribución frente a dos escenarios para cada año; el escenario de Demanda Neta máxima y el escenario de Demanda Neta mínima en el Sistema de Distribución.

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

$$F.O. = \min \sum_{i=1}^{HE} VNR + CE + CPérdidas$$

Donde:

VNR : Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones del Sistema de Distribución bajo estudio.

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

CPérdidas : Costo de las pérdidas del Sistema de Distribución, valorizadas de acuerdo al Precio Equivalente de la subestación primaria de distribución menos el Ajuste o Recargo correspondiente de acuerdo al Decreto de Precio Nudo Promedio vigente.

HE : Horizonte de evaluación, vida útil.

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

Una vez determinado el costo de las pérdidas del Sistema de Distribución para el primer año se podrá evaluar si este justifica expansiones adicionales en el Sistema de Distribución. En caso de no justificarse expansiones en el primer año, se debe revisar el último año del horizonte de planificación bajo la misma metodología. Si se justifica una expansión en el último año, se debe aplicar la metodología para cada año del horizonte de evaluación, de modo de determinar el año exacto en que el costo de las pérdidas justifica la expansión.

Debe destacarse que los escenarios a evaluar para determinar la función objetivo deben cumplir con la normativa técnica vigente.

En ambas etapas, la valorización de las instalaciones deberá basarse en los valores de componentes, costos de montaje asociados y recargos, establecidos en el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) vigente de la Empresa de Distribución, fijado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles o el Panel de Expertos, según corresponda. En caso de que los

componentes no se encuentren fijados en el VNR de la Empresa Distribuidora correspondiente, se deberá buscar en los registros del resto de las Empresas Distribuidoras del sistema. Si tampoco existen en el VNR de otras Empresas Distribuidoras, estos deberán ser homologados con los disponibles en aquella red de distribución, mediante un mecanismo determinado de común acuerdo entre el Interesado y la Distribuidora.

En ambas etapas deberán considerarse en el análisis los PMGD que se encuentran en funcionamiento en la fecha de evaluación y aquellos que se encuentren con su ICC vigente. No podrán formar parte de ninguna de estas dos etapas los Generadores de Emergencia Móvil y los generadores convencionales que presenten un factor de planta, durante el año anterior a la evaluación, menor al 5%.

Artículo 2-31 Generación estimada del PMGD

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

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

Artículo 2-32 Demanda del Alimentador

La demanda de energía eléctrica en el Alimentador debe ser representada considerando lo siguiente:

Demanda de corto y mediano plazo: comprende el periodo de evaluación desde el año de la Entrada en Operación del PMGD hasta los 5 años siguientes. Esta proyección estará compuesta por 2 componentes: una componente asociada a un crecimiento vegetativo de la demanda y una componente asociada a la conexión de consumos industriales, comerciales, etc, ambas proyecciones deberán estar acotadas a los Alimentadores de la zona bajo estudio. Respecto de la componente de crecimiento vegetativo, esta será determinada a partir de correlaciones o regresiones de mediciones realizadas por la Empresa Distribuidora, a partir de los datos históricos de los últimos cinco años. Respecto a la componente de crecimiento industrial, estará asociada a proyectos puntuales con alta probabilidad de materializarse, respaldados por información otorgada por municipalidades u otros organismos (permisos de construcción y/o evaluación ambiental). Para estos efectos, deberá considerarse la potencia de consumo del proyecto y su fecha de puesta en servicio.

Demanda de largo plazo: comprende el periodo desde el sexto año posterior a la Entrada en Operación del PMGD bajo estudio, hasta el año en que se cumple la Vida Útil de este. Las tasas

de crecimiento de la demanda de largo plazo serán las obtenidas a partir del Informe de Precios de Nudo de Corto Plazo que se encuentre vigente. Las tasas de crecimiento de la demanda a considerar serán aquellas que se utilicen en el PNCP para representar la demanda de Empresa Distribuidora a la cual se conectará el PMGD.

BORRADOR

CAPÍTULO 3 : Factor de Referenciación

BORRADOR

Título 3-1 GENERALIDADES

Artículo 3-1 Objetivo

Los propietarios de los PMGD deberán participar de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a la coordinación del Coordinador, en conformidad a lo establecido en el Reglamento, para tal efecto, las inyecciones de energía y potencia de los PMGD deberán ser referidas a la barra de la subestación de distribución primaria asociada a dicho medio de generación. Para ello, se utilizará un Factor de Referenciación (FR), que deberá ser calculado por la Empresa Distribuidora de acuerdo a lo dispuesto en el presente Capítulo y entregado al Coordinador según los términos y plazos que se indiquen.

Artículo 3-2 Responsabilidad del cálculo del FR

La responsabilidad de calcular cada FR será de la Empresa Distribuidora en cuyas redes se encuentre conectado el PMGD. Sin perjuicio de lo anterior, la Empresa Distribuidora debe entregar las bases de datos y toda la información necesaria para que el FR respectivo pueda ser revisado y reproducido por los PMGD del Alimentador respectivo.

En caso de que exista uno o más PMGD conectados en un Alimentador que se conecte a un Alimentador de propiedad de otra Empresa Distribuidora, se deberá considerar el conjunto de instalaciones como un solo sistema para el cálculo del FR. Para ello, la Empresa Distribuidora propietaria del Alimentador que está conectado a otro Alimentador deberá proporcionar toda la información necesaria a la Empresa Distribuidora propietaria del Alimentador conectado a la subestación primaria, para que esta última pueda calcular un único FR. Los plazos para la entrega de dicha información deberán permitir el cumplimiento por parte Empresa Distribuidora propietaria del Alimentador conectado a la subestación primaria, de los plazos establecidos en el presente capítulo, para el cálculo del FR.

En caso de algún desacuerdo entre las partes, ya sea en la implementación de la metodología de cálculo o del cálculo mismo del FR, éstas podrán recurrir a la Superintendencia.

Artículo 3-3 Consideraciones del cálculo

El Factor de Referenciación de un Alimentador deberá ser calculado por la Empresa Distribuidora una vez al año y comunicado al Coordinador y a los propietarios de los PMGD, cuya fecha será el 1 de diciembre. Se deberán utilizar como datos de cálculo, los registros horarios de la operación real de demanda del Alimentador y generación de los PMGD desde una fecha que represente el estado actual del Alimentador hasta el mes inmediatamente anterior al cálculo. Además deberán ser utilizados y considerados en el cálculo los perfiles de tensión en cabecera del(los) Alimentador(es) y los requerimientos de reactivos por parte de los PMGD.

La Empresa Distribuidora deberá enviar junto a la comunicación al Coordinador y a los propietarios de los PMGD, la base de datos utilizada para el cálculo de los FR, las memorias de cálculo y una minuta explicativa que resuma el proceso.

El Factor de Referenciación será idéntico para todos los PMGD conectados a un mismo Alimentador, a excepción de los que aún mantengan acuerdos de pérdidas con la Empresa Distribuidora, los cuales tendrán, por el plazo definido en dicho acuerdo, Factores de Referenciación igual a uno. Una vez vencido dicho acuerdo, el PMGD en cuestión deberá adoptar el FR respectivo del Alimentador al cual se conecta.

Si para la fecha de cálculo del FR existe uno o más PMGD que no dispongan de registros de operación real en la ventana de tiempo definida en el primer inciso del presente artículo, estos deberán ser considerados en el cálculo utilizando para ello las inyecciones proyectadas entregadas por el Interesado en el “formulario de presentación de SCR”.

Artículo 3-4 Observaciones del FR

El Coordinador y los propietarios de los PMGD podrán realizar observaciones a los cálculos realizados, las que deberán ser remitidas a la Empresa Distribuidora a más tardar el día 15 de diciembre. Una vez que la Empresa Distribuidora reciba las observaciones, deberá recalculer los Factores de Referenciación si es que acoge una o más de las observaciones realizadas por el Coordinador y/o los propietarios de los PMGD.

La Empresa Distribuidora deberá comunicar los resultados finales del cálculo de los Factores de Referenciación al Coordinador y a los propietarios de los PMGD antes del 25 de diciembre. Los Factores de Referenciación calculados deberán ser aplicados por el Coordinador a partir del 1 de enero siguiente, para referir las inyecciones de energía y potencia de los PMGD a la barra de la subestación de distribución primaria asociada a dicho medio de generación.

Título 3-2 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL FR

Artículo 3-5 Cálculo del FR

El Factor de Referenciación corresponderá a una matriz, cuyos valores dependerán de la Generación Agregada de los PMGD conectados y de la Potencia Consumida del Alimentador.

Los datos indicados en el Artículo 3-3 se utilizarán para realizar el cálculo de los factores de referenciación de la matriz.

Las demandas a utilizar deberán representar un comportamiento normal de la red de distribución, excluyéndose de los cálculos aquellos registros horarios que representen una condición anormal del sistema, ya sea por error en las mediciones, por alguna maniobra o trasposos de carga entre Alimentadores, o por algún otro motivo.

Para conformar la matriz de FR, se debe realizar una clasificación por 10 intervalos de Generación Agregada de PMGD y 10 intervalos de Potencia Consumida, de acuerdo a lo que se señala a continuación:

$$\begin{aligned} IG_i &= \left(G_{\min} + \frac{(i-1)}{10} \cdot (G_{\max} - G_{\min}), G_{\min} + \frac{i}{10} \cdot (G_{\max} - G_{\min}) \right] \\ ID_j &= \left(D_{\min} + \frac{(j-1)}{10} \cdot (D_{\max} - D_{\min}), D_{\min} + \frac{j}{10} \cdot (D_{\max} - D_{\min}) \right] \end{aligned}$$

Donde:

IG_i : Intervalo i-ésimo de Generación Agregada de los PMGD del Alimentador.

ID_j : Intervalo j-ésimo de Potencia Consumida del Alimentador.

CAPÍTULO 3

$G_{\min}$	: Generación Agregada mínima del conjunto de PMGD del Alimentador, a partir de los datos indicados en el Artículo 3-3.
$D_{\min}$	: Potencia Consumida mínima del Alimentador, a partir de los datos indicados en el Artículo 3-3.
$G_{\max}$	: Generación Agregada máxima del conjunto de PMGD del Alimentador, a partir de los datos indicados en el Artículo 3-3.
$D_{\max}$	: Potencia Consumida máxima del Alimentador, a partir de los datos indicados en el Artículo 3-3.

La matriz de Factores de Referenciación FR_L estará compuesta por 100 FR para cada Alimentador L.

$$FR_L = \begin{matrix} & ID_1 & ID_2 & \dots & ID_{10} \\ \begin{matrix} IG_1 \\ IG_2 \\ \vdots \\ IG_{10} \end{matrix} & \begin{bmatrix} FR_{L,IG_1,ID_1} & FR_{L,IG_1,ID_2} & \dots & FR_{L,IG_1,ID_{10}} \\ FR_{L,IG_2,ID_1} & FR_{L,IG_2,ID_2} & \dots & FR_{L,IG_2,ID_{10}} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ FR_{L,IG_{10},ID_1} & FR_{L,IG_{10},ID_2} & \dots & FR_{L,IG_{10},ID_{10}} \end{bmatrix} \end{matrix}$$

Cada Factor de Referenciación por nivel de Generación Agregada y Potencia Consumida de la matriz FR_L se calculará según la siguiente expresión:

$$FR_{L,IG_i,ID_j} = 1 + \frac{\sum_{h=1}^{N_{i,j}} (PLOSS_o(h,IG_i,ID_j) - PLOSS_{PMGD}(h,IG_i,ID_j))}{\sum_{h=1}^{N_{i,j}} \sum_{g=1}^K PMGD_{g,h,IG_i,ID_j}}$$

Donde:

FR_{L,IG_i,ID_j} : Factor de Referenciación de los PMGD conectados en el Alimentador L, en el intervalo de Generación Agregada IG_i e intervalo de Potencia Consumida ID_j .

$PLOSS_o(h,IG_i,ID_j)$: Pérdidas del Alimentador L, sin considerar ningún PMGD conectado para la hora h, en el intervalo de Generación Agregada IG_i e intervalo de Potencia Consumida ID_j . Se incluyen los PMGD que tienen contrato vigente de pago de pérdidas.

$PLOSS_{PMGD}(h,IG_i,ID_j)$: Pérdidas del Alimentador L considerando los PMGD conectados para la hora h, en el intervalo de Generación Agregada IG_i e intervalo de Potencia Consumida ID_j . Se incluyen los PMGD que tienen contrato vigente de pago de pérdidas.

$PMGD_{g,h,IG_i,ID_j}$: Potencia generada por el PMGD g, durante la hora h, en el intervalo de Generación Agregada IG_i e intervalo de Potencia Consumida ID_j .

$N_{i,j}$: Cantidad de horas en el intervalo de Generación Agregada IG_i e intervalo de Potencia Consumida ID_j .

K : Cantidad de PMGD conectados en el Alimentador L de la red de distribución bajo estudio.

No deberán ser considerados para este análisis; Generadores de Emergencia Móvil y los generadores convencionales que presenten un factor de planta, del año anterior al año de evaluación, menor al 5%.

Artículo 3-6 Ventanas sin registros

En caso que con los registros históricos especificados en el Artículo 3-3 existan ventanas dentro de la matriz FR_L sin registros, el cálculo del FR para cada ventana (IG_i, ID_j) sin registros deberá considerar datos creados, adoptando las siguientes consideraciones:

- 1 Potencia Consumida dentro del intervalo ID_j
- $(k + 2)$ niveles de Generación Agregada de PMGD que estén dentro del intervalo IG_i , como una combinación de los k PMGD conectados. Estas combinaciones deben abarcar los casos más representativos teniendo en cuenta las tecnologías de cada PMGD.

Artículo 3-7 Aplicación de FR

Una vez obtenida la matriz de factores de referenciación de acuerdo a lo señalado en el Artículo 3-5, se deberá identificar el FR horariamente en función de las siguientes actividades:

- a) Determinar la Generación Agregada y la Potencia Consumida para cada hora.
- b) Para cada variable definida tanto de Generación Agregada como de Potencia Consumida, se deberá buscar la coordenada correspondiente dentro de la matriz de factores de referenciación, lo que permitirá definir el FR a aplicar en dicha hora.

En caso de que alguna o ambas variables estén fuera de los límites de la matriz, se deberá asignar el FR más cercano dentro de la matriz de factores de referenciación.

Artículo 3-8 Opciones de actualización de los FR

Se deberá realizar una actualización de los FR, cada vez que ocurra alguno de los siguientes eventos:

- Cambio relevante y permanente en la topología de la Red de Media Tensión.
- Incorporación de un nuevo PMGD a la red de distribución, o bien, el retiro de un PMGD de la red de distribución.
- Aumento en a lo menos un 10% de la Potencia Consumida máxima, o de la Generación Agregada máxima, verificados en un 10% o más de los datos del mes.

La Empresa Distribuidora deberá calcular los FR en el primer día hábil del mes siguiente a la ocurrencia de alguno de los eventos descritos anteriormente, y deberá comunicar dichos resultados a los propietarios de los PMGD y al Coordinador, quienes tendrán un plazo de 10 días corridos para realizar observaciones a los cálculos de los FR actualizados.

La Empresa Distribuidora tendrá un plazo de 10 días corridos para informar los FR definitivos, teniendo en cuenta las observaciones realizadas por los propietarios de los PMGD y del Coordinador.

Los FR actualizados comenzarán a regir desde el primer día del segundo mes siguiente a la ocurrencia de alguno de los eventos descritos anteriormente, y tendrán vigencia hasta la

próxima fecha de cálculo de FR establecida en el Artículo 3-3, o hasta la próxima actualización según los términos del presente Artículo.

Artículo 3-9 Consideraciones ante registros insuficientes

En caso de no contar con los registros suficientes especificados en el Artículo 3-3 para definir los límites de la matriz de FR, se podrán adoptar alguna de las siguientes consideraciones:

- Para conformar los intervalos de Potencia Consumida ID_j , se considerará la Potencia Consumida máxima ($P_{\max}$) como la capacidad de diseño del Alimentador y la Potencia Consumida mínima ($P_{\min}$) como un 30% de la demanda máxima respectiva. Se entenderá capacidad de diseño como la potencia máxima que puede transmitir una sección de línea de distribución sin superar sus límites térmicos.
- Para conformar los intervalos de generación IG_i , se considerará la Generación Agregada máxima ($G_{\max}$) como la suma de las capacidades de los PMGD y la Generación Agregada mínima ($G_{\min}$) como cero.

Para los efectos establecidos en el presente artículo, se entenderá que existen registros insuficientes cuando éstos representen una data inferior a dos meses de datos horarios.

Para el cálculo de los FR de cada ventana sin registros, se utilizarán las consideraciones especificadas en el Artículo 3-6.

CAPÍTULO 4 : Exigencias Técnicas para la Conexión al Sistema de Distribución

BORRADOR

Título 4-1 EXIGENCIAS GENERALES

Artículo 4-1 Generalidades

Un PMGD conectado a las instalaciones de una Empresa Distribuidora, en su caso, adquiere la calidad de usuario del SD y le serán aplicables los derechos y obligaciones establecidas en la normativa vigente. Lo anterior, de manera que un PMGD pueda operar adecuadamente en el SD, y para que los efectos sobre la Red de Media Tensión del SD y sobre los clientes estén dentro de los límites establecidos en la normativa vigente, incluyendo que no se supere la potencia aparente de inyección máxima entregada por el PMGD al SD.

Artículo 4-2 Exigencias en el Punto de Conexión

Las exigencias establecidas en el presente Capítulo deben cumplirse en el Punto de Conexión, aunque los equipos mismos estén ubicados en otro lugar. Las exigencias del presente capítulo se aplican tanto a la conexión de PMGD con solo una Unidad Generadora, en base a la capacidad de esa unidad, como a la de PMGD constituidos por varias unidades generadoras, en este caso, en base la capacidad agregada de las unidades.

Artículo 4-3 Mantenimiento de instalaciones

El propietario del PMGD deberá mantener en todo momento el buen estado de las instalaciones eléctricas que permiten la conexión de éste con el SD. Dichas instalaciones comprenden el conjunto de líneas, Empalmes y equipos eléctricos entre su Punto de Conexión al SD y sus unidades de generación, incluyendo el Punto de Conexión.

Asimismo, la Empresa Distribuidora podrá solicitar al Propietario del PMGD que efectúe el mantenimiento y/o las reparaciones que sean necesarias sobre el Empalme, líneas y/o equipamiento que indica el párrafo anterior, en el caso que se detecten anomalías, debiendo remitirse esta solicitud con copia a la Superintendencia.

Artículo 4-4 Certificación o Autorización de Productos

Los productos que formen parte de un equipo de generación, para poder ser utilizadas bajo el esquema de PMGD, deberán contar con la certificación o autorización de la Superintendencia. Esta exigencia sólo será aplicable para los productos que se definan en el procedimiento que emita la Superintendencia para tales efectos y en aquellos PMGD integrados a edificaciones.

Artículo 4-5 Conexión de transformadores elevadores

La conexión de PMGD a redes de media tensión se hará a través de transformadores elevadores de tensión con uno de sus devanados en conexión delta. Se podrá implementar tanto una conexión D-y (delta en media tensión) como una conexión Y-d (estrella en media tensión aterrizada). En ambos casos se deberán implementar esquemas de protecciones (transformadores de corriente y potencial, protecciones y equipos de interrupción de suministro), los cuales deben ser selectivos para detectar y despejar oportunamente fallas a tierra que ocurran en el lado de media tensión.

En caso de que la conexión del PMGD se realice mediante un transformador distinto a los mencionados en el párrafo anterior, esta será aceptada siempre y cuando se realice un estudio

de protecciones que pruebe el correcto funcionamiento de éstas. Esto aplica para todos los PMGD, incluyendo aquellos de impacto no significativo.

Para el caso de PMGD asincrónicos sin equipos de electrónica de potencia incorporados, la velocidad de partida debe estar entre el 95 y 105% de su velocidad de sincronismo. Si el PMGD solo pudiese partir como motor, deberá convenir con la empresa correspondiente las condiciones de conexión a la Red de Media Tensión.

Para controlar la energía reactiva suministrada a la red, los PMGD sincrónicos dispondrán de un control de excitación que permita regular la energía reactiva suministrada a la red.

Título 4-2 INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO E INSTALACIÓN DE CONEXIÓN

Artículo 4-6 Respaldo

La Instalación de Conexión dispondrá de una alimentación de consumos propios desde el SD, así como de un abastecimiento de Servicios Auxiliares independiente del SD, normalmente baterías. La capacidad deberá estar dimensionada para operar toda la Instalación de Conexión con todos los elementos secundarios, protecciones y auxiliares, durante al menos dos horas cuando falte el apoyo desde la Red de Media Tensión. No estará permitido operar la Instalación de Conexión, si la tensión medida en bornes de las baterías está por debajo de los niveles mínimos recomendados por el fabricante; y ante la ausencia de los Servicios Auxiliares a causa de una condición de falla.

Artículo 4-7 Interruptor de acoplamiento

El Interruptor de Acoplamiento debe permitir la desconexión automática del PMGD bajo corrientes de falla cuando actúen sobre él las protecciones del mismo. Por lo tanto, para la conexión del PMGD con el SD, este equipo de maniobras deberá contar con capacidad de interrupción ante las corrientes de falla previstas en el Punto de Conexión seleccionado o en la ubicación de operación efectiva en el caso de Instalaciones Compartidas descrito en el Artículo 4-18, y en los PMGD menores a 500 kW. Este equipo, debe asegurar separación galvánica de todas las fases. Adicional al Interruptor propio de la Unidad Generadora, la Instalación de Conexión deberá contar con este elemento de maniobra, sobre el que actuará la Protección RI descrita en el Artículo 4-16.

Artículo 4-8 Equipamiento

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

- a) Desconectador.
- b) Equipamiento de medida.
- c) Protección RI.
- d) Interruptor de Acoplamiento.

Este último deberá operar en MT, exceptuándose el caso de Instalaciones Compartidas descrito en el Artículo 4-18, y en los PMGD menores a 500 kW.

La Protección RI deberá medir en MT, exceptuándose el caso de PMGD menores a 500 kW descrito en el Artículo 4-16.

El orden del equipamiento de medida podrá variar respecto a los otros elementos mínimos de La Instalación de Conexión del PMGD, si esto se acordará entre la Empresa Distribuidora y el PMGD.

Las partes de la Instalación de Conexión que están unidas galvánicamente con la Red de Media Tensión del SD deberán disponer de protección contra descargas atmosféricas y sobre tensiones.

El diseño y construcción de la Instalación de Conexión, así como de la totalidad de la subestación de conexión, se realizarán conforme lo establecido en el 0.

El desconectador indicado en el literal a) deberá ser de apertura visible, y debe estar ubicado en el Punto de Conexión al SD y será accesible en todo momento al personal de la Empresa Distribuidora. Además, en la primera estructura del Empalme del PMGD, deberá existir un letrero que indique “Peligro Generador Conectado”.

Artículo 4-9 Puesta a tierra

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

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

Los demás requisitos aplicables a la puesta a tierra del PMGD deberán cumplir lo dispuesto por el 0.

Artículo 4-10 Coordinación con equipos del SD

La conexión de un PMGD no debe hacer que se sobrepase la capacidad de los equipos existentes en el SD, ni la capacidad de interrumpir cortocircuitos en ella. La conexión de un PMGD no debe causar la operación de Interruptores o desconectores existentes en el SD, ni impedir su cierre o recierre. No se podrán ocupar equipos que no estén aprobados para ello, en particular, en las funciones de separación o conexión de un PMGD, dar respaldo a un Interruptor y en general en la operación con carga.

Artículo 4-11 Regulación de tensión del transformador elevador

En caso de que la tensión del SD en el Punto de Conexión presente un rango de variación que supere las exigencias establecidas, se recomienda que el transformador de media a baja tensión de la Instalación de Conexión tenga un rango de regulación bajo carga suficiente, de manera de compensar en todas las instalaciones de baja tensión la banda de variación que presente la tensión en la Red de Media Tensión. Las características del transformador deberán ser informadas a la empresa correspondiente, incluyendo conexión, paso del cambiador, impedancias de cortocircuito, máxima corriente de conexión, entre otras. La conexión del neutro del lado de media tensión de todos los transformadores conectados galvánicamente con el SD deberá ser determinada por la Empresa Distribuidora respectiva.

Título 4-3 DISPOSITIVO DE SINCRONIZACIÓN

Artículo 4-12 Exigencias

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

Título 4-4 INSTALACIONES DE CONTROL Y MEDIDA

Artículo 4-13 Ubicación

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

En Instalaciones Compartidas, se podrá utilizar un equipo de medida bidireccional que cumpla con las exigencias establecidas tanto para la medición de las inyecciones de energía como de los consumos, conforme a la normativa vigente.

Artículo 4-14 Incorporación al Sistema de Medidas de Transferencias Económicas

Los PMGD deberán implementar un sistema de medida de acuerdo a lo dispuesto en el Título “Sistema de Medidas de Transferencias Económicas” de la NTSyCS vigente.

Los medidores de energía, analizadores de red y los Equipos Compactos de Medida deberán ser polifásicos y cumplir con el índice de clase de precisión indicado en la NTSyCS vigente.

Por su parte, los transformadores de corriente y de potencial para medida deberán ser de tres elementos y cuatro hilos.

El enlace de comunicación desde las instalaciones del PMGD hasta la Plataforma de Recepción de Medidas de Transferencias Económicas (PRMTE) del Coordinador, deberá ser implementado por la Empresa Distribuidora a través del enlace de comunicaciones que ésta dispone para comunicarse con la PRMTE del Coordinador.

Adicionalmente, el sistema de medida deberá disponer de equipos de respaldo mediante baterías o un sistema de almacenamiento de energía equivalente, para operar por al menos dos horas luego de una interrupción de suministro.

En caso de que un PMGD se componga de unidades generadoras de más de una tecnología, se deberá tener un equipo de medida por cada agrupación de unidades de la misma tecnología.

El PMGD deberá además habilitar un acceso para que la Empresa Distribuidora pueda interrogar los equipos de medida, con el objeto de que esta última pueda conocer el estado del PMGD en caso de falla.

Excepcionalmente, para aquellos PMGD cuya potencia instalada sea menor o igual a 1,5 MW, las Empresas Distribuidoras a las cuales se conectan dichos consumos podrán implementar sistemas de medida que cumplan con las exigencias establecidas en el Artículo 4-15 del presente Título.

Artículo 4-15 Incorporación de PMGD con Baja Potencia Instalada

Los Empresas Distribuidoras que cuenten con PMGD conectados en sus redes cuya potencia instalada sea menor o igual a 1,5 MW, podrán enviar las medidas que sean requeridas a la PRMTE del Coordinador, mediante un enlace similar al establecido en el Artículo 4-14, pero considerando las siguientes exigencias especiales para los sistemas de medición asociados:

1. Características Generales de los Sistemas de Medición:

- 1.1. Fabricación acorde a última revisión de norma IEC 62052-11:2003 e IEC 62053-22:2003, ANSI 12.20, NCh 2542, o aquellas que las reemplacen.
- 1.2. Capacidad de medición de cuatro cuadrantes para energía activa y reactiva.
- 1.3. Del tipo estático normalizados como índice de clase de precisión 0,5 o más precisa, según norma IEC 62053-22:2003 o aquella que la reemplace.
- 1.4. Disponer de tres elementos y cuatro hilos, para conexión designada como Sistema de Medida de tres elementos. Solo se podrán instalar transformadores de corriente y de potencial de dos elementos en caso de que la medición se realice en un transformador elevador con grupo de conexión no aterrizado en el lado de media tensión, donde se realice la medición.
- 1.5. Corriente de carga máxima secundaria de, al menos, 10 [A] para medidores de corriente nominal de 5 [A], y de, al menos, 2 [A] para medidores de corriente nominal de 1 [A].
- 1.6. Disponer de indicadores visuales de, al menos, energía acumulada y demanda máxima.
- 1.7. Disponer de programas que como mínimo permitan la lectura y configuración local.
- 1.8. Disponer de capacidad para generar archivos de salida con formato exportable a planillas de cálculo de uso comercial.

2. Memoria de Masa para los Sistemas de Medición:

- 2.1. Disponer de almacenamiento de información en periodos de integración de 15 minutos.
- 2.2. Disponer de memoria de masa para el registro de, al menos, 4 canales, durante al menos 40 días, para almacenamiento en periodos de integración de 15 minutos.
- 2.3. Capacidad de conservar los datos históricos ante ajustes de sincronización u otros, es decir, mantener inalterados los registros anteriores a la intervención.
- 2.4. Capacidad de mantener su configuración y memoria de masa durante, al menos, 40 días por medio de una memoria no volátil.

3. Registro de Variables:

- 3.1. Medición y cálculo de, al menos, las siguientes variables eléctricas en unidades de ingeniería:

- 3.1.1. Energía Activa Consumida [kWh] (1 variable)
- 3.1.2. Energía Reactiva Consumida [kVArh] (1 variable)
- 3.1.3. Energía Activa Inyectada[kWh] (1 variable)
- 3.1.4. Energía Reactiva Inyectada [kVArh] (1 variable)
- 3.2. Configuración de las constantes de razón de transformación y de multiplicación, de modo tal que los datos de la medida correspondan a la energía inyectada o retirada.
- 3.3. La cantidad de periodos de data medida debe ser igual a la cantidad de periodos correspondientes al tiempo transcurrido.
- 3.4. Registrar los retiros en canales directos (delivered consumido o positivo), y las inyecciones en los canales reversos (received entregado, inyectado o negativo), considerando como referencia la barra de conexión.
- 3.5. El sistema de medición junto con el enlace de comunicación con el Coordinador deberán garantizar una disponibilidad de información mayor o igual al 97% en una ventana móvil de 12 meses.

4. Estampa de Tiempo:

- 4.1. Para los medidores conectados cuya potencia sea menor a 1,5 MW la estampa podrá ser al inicio o al final del intervalo de cada registro.
- 4.2. La hora local de los equipos de medida deberá estar referida a UTC-3, sin cambio durante el año. Cualquier facturación horaria entre los Clientes y las Empresas Distribuidoras, se deberá realizar de acuerdo a la memoria de masa del medidor, y los ajustes de hora deben ser realizados por los respectivos sistemas de facturación de cada Empresa Distribuidora.
- 4.3. La sincronización horaria deberá ser ejecutada con una regularidad tal que impida diferencias superiores a 3 minutos entre la hora referida a UTC-3 y la hora del equipo de medida.
- 4.4. La sincronización horaria podrá ser realizada en forma remota o presencial, según las funcionalidades que estén disponibles en el equipo de medida.
- 4.5. El reloj interno deberá disponer de un sistema de alimentación que le permita una operación autónoma por, al menos, 5 años.
- 4.6. El equipo de medida deberá disponer de un visualizador o display que permita al Cliente visualizar la hora configurada en el equipo.

5. Comunicaciones y envío de datos de los Equipos de Medida:

- 5.1. El sistema de comunicación deberá permitir al PRMTE del Coordinador acceder a la información de la hora local del medidor.
- 5.2. Disponer de protocolos estándares y abiertos para ser integrado al PRMTE que defina el Coordinador. En caso de que dicho medidor no se encuentre en la PRMTE,

la Empresa Distribuidora deberá coordinarse con el proveedor de la PRMTE del Coordinador, a objeto de que sea incorporado en dicha plataforma.

- 5.3. Contar con un puerto de comunicación Ethernet, de acuerdo a lo establecido en el Anexo Técnico de la NTSyCS “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas”, o un puerto de comunicación serial. En caso de que se utilice un puerto serial, deberá establecerse un periodo de lectura remota diario para uso exclusivo de la PRMTE del Coordinador, lo que debe ser previamente acordado con el Coordinador. Durante dicho periodo, el equipo deberá estar siempre disponible para el uso exclusivo del Coordinador, debiendo el PMGD asegurar dicha disponibilidad.
- 5.4. Si el equipo de medida presenta problemas para realizar el registro de las variables eléctricas o para establecer la comunicación con la PRMTE del Coordinador, este último notificará a la Empresa Distribuidora correspondiente, la cual tendrá un plazo máximo de 15 días hábiles desde recibida la notificación, para tomar las medidas correctivas que permitan subsanar o normalizar el problema. Si transcurrido dicho plazo el problema persiste, el Coordinador deberá informar a la Superintendencia, junto con todos los antecedentes del caso, para que ésta inicie un proceso de investigación, el cual podrá concluir con sanciones y/o desconexiones de las instalaciones involucradas.

En el caso de interrupción en la interrogación remota de los equipos de medida, la Empresa Distribuidora correspondiente será responsable de enviar la información que requiera el Coordinador en los formatos que este último establezca y con una periodicidad diaria o cada 3 días corridos como máximo, desde ocurrida la interrupción y hasta que se restablezca interrogación remota de los equipos de medida.

Artículo 4-16 Protección RI

Las medidas de protección para el PMGD, distintas a la protección RI, tales como protección contra cortocircuitos, protección contra sobrecargas y protección contra descargas eléctricas, deberán ser implementadas respetando las normas vigentes.

Todos los PMGD deberán contar con una protección RI, la que deberá estar ubicada cercana al equipo de medida o en un punto a convenir entre el titular del PMGD y la Empresa Distribuidora.

La Protección RI deberá medir en MT, exceptuándose el caso de PMGD menores a 500 kW en donde se podrá utilizar un esquema de medición en BT siempre que la caída de tensión entre el Punto de Conexión a la red y la protección RI en BT sea inferior del 3%.

En caso que el Interruptor de Acoplamiento fuese un equipo Reconectador, la protección RI podrá estar integrada a éste. Esta protección actuará sobre el Interruptor de acoplamiento para la desconexión del PMGD del SD, cuando se presenten valores inaceptables de tensión o frecuencia, o se detecte una condición de funcionamiento en isla no intencionada.

La pérdida de comunicación entre la Protección RI y el Interruptor de Acoplamiento, deberá producir la apertura inmediata de este último. En el caso que la protección RI esté integrada al Interruptor de Acoplamiento, esta desconexión no podrá ser retrasada por ninguna otra función de control.

Las funciones de la Protección RI medirán las variaciones de tensión y frecuencia en media tensión. La medición de tensión deberá implementarse trifásicamente y la tensión se medirá entre fases, mientras que las protecciones contra caída o subida de la frecuencia podrán ser implementadas monofásicamente. Deberá ser posible acceder a la lectura de los ajustes de la protección RI sin la necesidad de elementos adicionales.

La Empresa Distribuidora deberá verificar los ajustes de la Protección RI, y sellar los equipos de protección contra eventuales modificaciones. Además la Empresa Distribuidora será la única facultada para supervisar modificaciones a los ajustes de las protecciones, y podrá realizar auditorías aleatorias al estado de éstas, y del sello de las mismas. La Empresa Distribuidora deberá mantener un registro de cada inspección que realice, el cual podrá ser solicitado por la Superintendencia. La forma de operar de la Protección RI deberá ser garantizada por un certificado o protocolo de pruebas entregado por el fabricante. Dicho certificado será entregado por el Propietario u Operador del PMGD a la Empresa Distribuidora respectiva de acuerdo a lo señalado en el Artículo 6-1.

Artículo 4-17 Funciones de protección

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

- a) Subtensión (Nema 27).
- b) Sobretensión (Nema 59).
- c) Subfrecuencia (Nema 81U).
- d) Sobrefrecuencia (Nema 81O).
- e) Anti isla eléctrica.

Adicionalmente, la Instalación de Conexión deberá contar con las siguientes funciones de protecciones:

- a) Sobrecorriente de Fase (Nema 50/51).
- b) Sobrecorriente Residual (Nema 50N/51N).
- c) Sobretensión de Secuencia Cero (Nema 59N).

Los PMGD cuya potencia instalada sea inferior a 500 kW podrán prescindir de las funciones de Sobrecorriente Residual (Nema 50N/51N) y Sobretensión de Secuencia Cero (Nema 59N), a menos que la Empresa Distribuidora las requiera justificadamente.

Si el prescindir de las funciones señaladas anteriormente, conlleva a la utilización de un elemento fusible como dispositivo de acoplamiento del PMGD con la red, la factibilidad de éste deberá ser verificada por la Empresa Distribuidora para efectos de revisar la correcta coordinación y protección en relación al SD.

Artículo 4-18 Disparo transferido

En el caso de una Instalación Compartida, el Interruptor de Acoplamiento podrá ubicarse en un lugar distinto a la Instalación de Conexión, con el propósito de que la desconexión del PMGD no implique necesariamente la desconexión de las instalaciones de consumo. De manera análoga, en el caso de PMGD con capacidad instalada inferior a 500 kVA, el Interruptor de Acoplamiento también podrá ubicarse en un lugar distinto a la Instalación de Conexión. Para tal efecto, la

Protección RI deberá actuar sobre el Interruptor de Acoplamiento mediante un sistema de disparo transferido.

El sistema de disparo transferido deberá cumplir con las siguientes características mínimas:

- a) En caso de falla del enlace para la transferencia del disparo, el Interruptor de Acoplamiento deberá desacoplar al PMGD inmediatamente.
- b) Se deberá tomar resguardo contra interferencias que puedan afectar al sistema de disparo transferido.
- c) Las especificaciones técnicas del sistema de disparo transferido se realizarán conforme lo establecido en el 0 y deberán contar con la aprobación de la Empresa Distribuidora.

En caso de que en una Instalación Compartida no se habilite el esquema descrito en el primer párrafo, la Protección RI deberá actuar sobre el Interruptor de Acoplamiento ubicado en el Punto de Conexión con el Alimentador, desconectando simultáneamente el PMGD y el consumo, frente a fallas en la red.

En caso de presencia de grupos de emergencia, se deberá tomar los resguardos necesarios para evitar el paralelismo no intencional entre éstos y el o los PMGD.

En cualquier caso, la implementación de disparo transferido no reemplaza las protecciones propias del PMGD.

Artículo 4-19 Limitación de potencia a inyectar

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

Artículo 4-20 Pruebas

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

El tipo y conformación de la regleta de pruebas deberá ser concordado con la Empresa Distribuidora o con la empresa dueña de instalaciones de distribución, en su caso y, de la misma forma, podrá establecerse que la regleta sea reemplazada por enchufes de prueba, siempre que éstos aseguren la imposibilidad de efectuar conexiones incorrectas.

Artículo 4-21 Sistemas de comunicación operativa

Los PMGD deberán disponer en todo momento de Sistemas de Comunicación, correspondiente a vínculos telefónicos y/o de radiocomunicaciones que permitan establecer las comunicaciones de voz con la empresa respectiva, y entre aquellos PMGD que posean una relación funcional de tipo operativo.

En el caso que el enlace de comunicación para efectos del sistema de medida se implemente desde el PMGD a la Empresa Distribuidora, éste será utilizado para verificar el estado de la conexión del PMGD al Alimentador cuando la Empresa Distribuidora lo estime necesario.

Título 4-5 COMPORTAMIENTO EN ESTADO NORMAL EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN

Artículo 4-22 Regulación y Elevación de Tensión

Un PMGD no deberá regular activamente la tensión en el Punto de Conexión. En el caso en que la empresa respectiva necesite que el PMGD regule tensión, este servicio deberá ser acordado por las partes referidas.

La elevación de tensión originada por los PMGD que operan en una Red de Media Tensión de un SD no debe exceder, en el Punto de Conexión asociado a cada uno de ellos, el 6% de la tensión existente sin dichas inyecciones.

Artículo 4-23 Sincronización al SD

El PMGD debe permitir su sincronización al SD sin originar oscilaciones de tensión en el Punto de Conexión mayores que un $\pm 6\%$ de la tensión previa a la sincronización, y sin originar un Parpadeo que exceda lo indicado en el Artículo 4-34.

En el caso de generadores sincrónicos, los ajustes máximos del equipo de sincronización automática serán los siguientes:

- a) Diferencia de tensión $\Delta V < \pm 10\%$
- b) Diferencia de frecuencia $\Delta f < \pm 0,5 \text{ Hz}$
- c) Diferencia de ángulo de fase $\Delta \varphi < \pm 10^\circ$

Artículo 4-24 Energización por parte del PMGD

El PMGD no deberá energizar la Red de Media Tensión del SD, o parte de ésta, cuando la red se encuentre desenergizada, salvo autorización y coordinación previa con la Empresa Distribuidora.

Artículo 4-25 Compensación de potencia reactiva

La compensación de reactivos asociada a un PMGD deberá ser consistente con la banda de regulación de tensión establecida en la presente NT para el punto de repercusión respectivo.

Cuando se requiera instalar compensación, se deberá acordar con la Empresa Distribuidora la potencia, conexión y forma de control de ella. Si la potencia reactiva inyectada por el PMGD presenta oscilaciones que generan variaciones superiores o iguales al 5% de la Tensión de Suministro en el punto repercusión asociado, la compensación de reactivos deberá ser regulada automáticamente.

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

Artículo 4-26 Interferencia electromagnética

La Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir interferencia electromagnética, de acuerdo a lo establecido por el 0, sin que la existencia de interferencias lleve a un cambio de Estado de Operación o a una operación falsa de ella.

Artículo 4-27 Ondas de tensión y corriente

La Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir ondas de tensión y corriente, de acuerdo a lo establecido por el 0.

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

Título 4-6 COMPORTAMIENTO EN ESTADO DE FALLA**Artículo 4-28 Desconexión**

El PMGD deberá separarse automáticamente de la Red de Media Tensión del SD, durante fallas en el circuito al cual está conectado.

Cuando el PMGD esté conectado a una Red de Media Tensión de un SD en el que existe reconexión, el tiempo de despeje de la Protección RI deberá ser lo suficientemente breve como para garantizar que el PMGD se separe de la Red de Media Tensión durante el periodo sin tensión, antes de la reconexión.

La conexión o cierre del Interruptor de acoplamiento deberá ser impedida mientras la tensión de la Red de Media Tensión del SD se mantenga por debajo del valor de operación de la protección contra caídas de la tensión, según se especifica en el Artículo 4-32.

El PMGD deberá estar separado de la Red de Media Tensión del SD, cuando ésta sea reconectada al Sistema Interconectado.

Artículo 4-29 Desconexión por tensión

Si cualquiera de las tensiones entre fases medidas alcanza uno de los rangos indicados en la Tabla 2, el PMGD deberá separarse de la Red de Media Tensión del SD, en el tiempo de despeje señalado. Se entenderá como tiempo de despeje el tiempo que transcurre entre el inicio de la condición de falla y la separación de la Red de Media Tensión del SD. Los ajustes de tensión y tiempo de despeje podrán ser ajustables en terreno.

Tabla 2: Tiempo de despeje según rango de tensión

Rango de tensión [% de V_n]	Tiempo de despeje [segundos]
$V < 50$	0,16
$50 \leq V \leq 90$	2,00
$110 < V < 120$	1,00
$V \geq 120$	0,16

Artículo 4-30 Desconexión por frecuencia

Cuando la frecuencia nominal del SD esté en los rangos indicados en la Tabla 3, el PMGD deberá separarse de la Red de Media Tensión del SD, en los tiempos de despeje señalados. Los ajustes de frecuencia y tiempo de despeje podrán ser ajustables en terreno.

Tabla 3: Tiempo de despeje según rango de frecuencia

Rango de Frecuencia [Hz]	Tiempo de despeje [segundos]
$>51,5$	0,1
51,5 a 51,0	90
51,0 a 49,0	Permanente

49,0 a 47,5	90
< 47,5	0,1

En caso de presentarse una Operación en Isla de manera involuntaria debido a una falla en el SD, la Instalación de Conexión del PMGD deberá detectar la situación y desconectarse de la Red de Media Tensión del SD en un tiempo máximo de 2 segundos.

Las protecciones anti isla eléctrica podrán ser del tipo ROCOF, Vector Shift u otro, y su diseño y configuración deberá realizarse en conformidad con lo establecido en el 0. El sistema de protección anti isla eléctrica deberá contar con la aprobación de la Empresa Distribuidora.

En caso que la Unidad Generadora cuente con protecciones anti isla activas integradas, éstas deben ser implementadas y habilitadas obligatoriamente, independientemente de las protecciones ubicadas en la Instalación de Conexión.

Artículo 4-31 Pérdida de sincronismo

Se exigirá una protección contra pérdida del sincronismo, de modo de cumplir con lo establecido en el Artículo 4-34.

Artículo 4-32 Reconexión al SD

Los PMGD podrán reconectarse automáticamente al SD solo si la tensión y la frecuencia de la red están dentro de los siguientes rangos de tolerancia:

1. Red Urbana: 0,94 a 1,06 V_c y 49,6 a 50,4 Hz, respectivamente, durante al menos 5 minutos.
2. Red Rural: 0,92 a 1,08 V_c y 49,6 a 50,4 Hz, respectivamente, durante al menos 5 minutos.

Cuando un PMGD se reconecte al SD, luego de una falla en el SD o de una isla no intencionada, la potencia inyectada no debe superar el gradiente de 10% de su Capacidad Instalada por minuto. Los PMGD, cuya potencia sea inferior a 500 kVA y que no puedan configurar un gradiente, podrán reconectarse con un retardo de 1 a 10 minutos contados desde que las condiciones del SD se encuentren dentro de los rangos de tolerancia aceptados, incluyendo el tiempo de espera. Este tiempo será definido en coordinación con la Empresa Distribuidora.

Los anteriores parámetros de reconexión podrán modificarse, en casos justificados técnicamente por la Empresa Distribuidora, lo que deberá ser comunicado a la Superintendencia.

En el caso de una desconexión manual del PMGD por la Empresa Distribuidora, el titular del PMGD debe coordinar la reconexión con la misma.

Título 4-7 CALIDAD DEL SERVICIO DEL PMGD

Artículo 4-33 Inyección de corriente continua

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

Artículo 4-34 Parpadeo

El PMGD no deberá crear una severidad de Parpadeo molesta para otros usuarios del SD. Lo anterior se medirá conforme a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

Artículo 4-35 Distorsión armónica

Las corrientes y tensiones armónicas generadas por el(los) inversor(es) o convertidor(es) de frecuencia que formen parte de un PMGD deberán cumplir con los estándares definidos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

En la operación del PMGD, las corrientes y tensiones armónicas inyectadas en el Punto de Conexión, no deberán superar los límites dispuestos en la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución.

Título 4-8 OPERACIÓN EN ISLA

Artículo 4-36 Operación en Isla

En las Instalaciones Compartidas, el PMGD podrá abastecer el consumo del respectivo cliente, siempre que dichas instalaciones permanezcan aisladas del SD, para lo cual, deberán implementar un esquema de protecciones que garantice que no se inyectará energía a la red mientras ésta permanezca desenergizada.

La Empresa Distribuidora puede convenir con el propietario u Operador del PMGD una Operación en Isla del PMGD, bajo condiciones de interrupciones de suministro programados, acordadas, coordinadas y/o estudiadas por la empresa correspondiente. Para ello, el propietario u Operador del PMGD y la empresa respectiva deberán suscribir un acuerdo de operación en el que se aseguren condiciones apropiadas de calidad de suministro a usuarios y la suficiente seguridad de operación al PMGD.

CAPÍTULO 5 : Exigencias para las Pruebas de Conexión

BORRADOR

Título 5-1 ASPECTOS GENERALES

Artículo 5-1 Verificación de exigencias

La verificación de las exigencias establecidas en el CAPÍTULO 4 de la presente NT para las Instalaciones de Conexión, se realizará en conformidad a las pruebas señaladas en el presente Capítulo. Las pruebas son aplicables a cualquier esquema de conexión. Los resultados de estas pruebas deberán ser documentados formalmente por el propietario u Operador del PMGD. Dicha documentación deberá estar disponible para la Empresa Distribuidora y la Superintendencia.

Las especificaciones y exigencias tendrán validez cualquiera que sea la característica del PMGD, esto es, máquina sincrónica, máquina asincrónica, inversor estático o convertidor de frecuencia.

Artículo 5-2 Comunicación y Autorización de Interconexión

La etapa de puesta en servicio de un PMGD es aquella que se inicia con la interconexión y energización del mismo por parte de la Empresa Distribuidora. Todo PMGD que se interconecte al Sistema de Distribución deberá previamente haber sido declarado en construcción por la Comisión, y autorizado por el Coordinador para su energización.

Para la puesta en servicio, la Empresa Distribuidora deberá manifestar si tiene o no reparos respecto a la autorización del Coordinador para el inicio de este proceso, en conformidad a lo establecido en el procedimiento de conexión del CAPÍTULO 2.

Título 5-2 PRUEBAS DE DISEÑO Y DE LA INSTALACIÓN DE CONEXIÓN

Artículo 5-3 Pruebas

Las pruebas de diseño corresponden a aquellas efectuadas en equipos representativos, ya sea en fábrica, en un laboratorio de pruebas o en terreno, bajo condiciones adecuadas. Las pruebas son requeridas tanto para equipos en celdas, con componentes herméticos, como para equipos individuales al aire libre.

Artículo 5-4 Interferencia electromagnética

Los equipos correspondientes a la Instalación de Conexión deben probar que la existencia de interferencia electromagnética no debe conducir a un cambio de estado o a una falsa operación de la instalación, según lo dispuesto en el Artículo 4-26. Para verificar el cumplimiento de lo anterior, se deberá presentar una declaración de conformidad del fabricante de los equipos de acuerdo a lo establecido por el 0.

Artículo 5-5 Formación de isla eléctrica

La prueba de formación fortuita de isla eléctrica deberá verificar que se cumple con lo establecido en el Artículo 4-30 de la presente NT, cualquiera sea el método usado para detectar aislamiento. Esta exigencia podrá ser acreditada mediante la presentación de certificados emitidos en conformidad con las normas IEEE 1547 o VDE 0126-1-1 u otra normativa equivalente.

CAPÍTULO 5

Artículo 5-6 Inversores

Los PMGD que operan con inversores deberán cumplir con:

- a) Límites de inyección de corriente continua prescritos en el Artículo 4-33. Para verificar el cumplimiento de lo anterior, se deberá presentar una declaración de conformidad del fabricante de los equipos de acuerdo a lo establecido en el 0. Que los PMGD que operan con inversores deberán verificar que, bajo un grupo controlado de condiciones, la unidad cumple con los límites armónicos especificados en el Artículo 4-35. Para verificar el cumplimiento de lo anterior, se deberá presentar una declaración de conformidad del fabricante de los equipos de acuerdo a lo establecido en el 0.
- b) Adicionalmente, en caso que estén conformados por inversores tipo *full converter*, deberán acreditar el cumplimiento de la protección anti isla según la norma IEC 62116 (alternativamente VDE 0126-1-1, IEEE 1547 o VDE AR-N 4105 según corresponda), mediante la presentación de una declaración de conformidad del fabricante.

Artículo 5-7 Sincronización

Las pruebas de sincronización, deberán demostrar que se cumple con las exigencias establecidas en el Artículo 4-23. Según la tecnología de la Unidad Generadora se realizarán las siguientes pruebas:

- a) Conexión de un PMGD sincrónico a una Red de Media Tensión de un SD: Esta prueba debe demostrar que el equipo de sincronización no permite el cierre, si alguno de los 3 parámetros señalados en el Artículo 4-23 está fuera del rango exigido al momento de la conexión. Para ello se deberá ajustar fuera de rango en el sincronizador cada uno de los parámetros indicados en el Artículo 4-23 en forma secuencial, y verificar que al cabo de 5 minutos no se produce el cierre del Interruptor de sincronismo del generador. Finalmente, se deberá verificar que al ajustar los 3 parámetros indicados en el Artículo 4-23 dentro del rango, se produce el cierre del Interruptor de sincronismo del generador.
- b) Conexión de una máquina asincrónica: En el caso de generadores de inducción autoexcitados se debe determinar la máxima corriente de partida, o *inrush*, tomada por la máquina. Los resultados de la prueba, junto con la información sobre impedancias de la Red de Media Tensión del SD en la localidad propuesta, permiten estimar la caída de tensión en la partida, y verificar que la unidad no excede las exigencias de sincronización establecidas en el Artículo 4-23, ni las exigencias de Parpadeo establecidas en Artículo 4-34.
- c) Conexión de instalaciones con inversores: Un PMGD que opera con inversores y que produce tensión fundamental antes de la conexión, deberá ser probado en forma similar a los generadores sincrónicos.
- d) Otros PMGD basados en inversores: Se deberá determinar la máxima corriente de partida del generador. Los resultados de la prueba, junto con la información sobre impedancias de la Red de Media Tensión del SD en la localidad propuesta, permiten estimar el cambio de tensión en la partida, y verificar que la unidad no excede las exigencias de sincronización hechas en el Artículo 4-23 las exigencias de Parpadeo del Artículo 4-34.

Artículo 5-8 Aislamiento

CAPÍTULO 5

Para las pruebas de aislamiento se considerará que el desempeño frente a ondas de impulso de la Instalación de Conexión deberá ser probado en relación con las exigencias del Artículo 4-27, bajo todas las formas normales de operación, de acuerdo a lo establecido por el O, para todos los equipos de Tensión Nominal inferior a 1.000 V. Los equipos de tensión superior a 1.000 V serán probados de acuerdo con los estándares del fabricante o de quien integre los equipos. Para los circuitos de control y de señales se verificará que su desempeño frente a ondas de impulso sea conforme lo establecido por el O. Como resultado de las pruebas, se habrá verificado que la unidad no falló, no operó erróneamente, ni proporcionó información equivocada.

Además, para las pruebas de aislamiento se considerará que al dispositivo de apertura visible se le realizará una prueba de dieléctrico a través de los contactos abiertos del mismo, para confirmar que se cumplen las exigencias relativas al equipo de cierre de la Instalación de Conexión del Artículo 4-27.

Título 5-3 PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO

Artículo 5-9 Generalidades

Las pruebas de puesta en servicio tienen como finalidad comprobar el correcto desempeño del equipamiento de la Instalación de Conexión y Unidad Generadora en terreno. Estas pruebas se realizarán ya sea usando un método de carga externa, un método de inyección secundaria o bien energizando la instalación desde el SD.

Las pruebas de puesta en servicio que se aplicarán a cada equipo serán las siguientes:

- a) Respuesta a tensión y frecuencia anormales.
- b) Respuesta a sobre corrientes residual y de fase.
- c) Pruebas de aislamiento.
- d) Prueba de formación fortuita de isla eléctrica.
- e) Limitación de inyecciones de potencia y disparo transferido.

Artículo 5-10 Protocolo de puesta en servicio

Antes de las pruebas señaladas en el presente Título, el Operador del PMGD o su propietario realizará las siguientes inspecciones visuales:

- a) Inspección para asegurar el cumplimiento de las exigencias establecidas en el Artículo 4-8.
- b) Inspección para confirmar la existencia del Interruptor de Acoplamiento, en concordancia con lo establecido en el Artículo 4-7.
- c) Inspección de los ajustes de la protección RI, tanto de los parámetros de desacoplamiento como de los de reconexión, en concordancia con lo establecido en el Artículo 4-29 y Artículo 4-30.

Artículo 5-11 Pruebas de respuesta a tensión y frecuencia anormales

CAPÍTULO 5

La prueba de respuesta a tensión y frecuencia anormales debe demostrar que el PMGD dejará de energizar la Red de Media Tensión del SD cuando la tensión o la frecuencia sobrepasen los límites especificados en el Artículo 4-29 y Artículo 4-30.

Artículo 5-12 Pruebas de respuesta a sobrecorriente

La prueba de respuesta a sobrecorriente residual y de fase debe demostrar que el PMGD dejará de energizar la Red de Media Tensión del SD cuando la corriente residual y de fase sobrepasen los límites especificados en el proyecto o estudio de protecciones. Esta prueba se puede realizar utilizando el método de inyección secundaria.

Artículo 5-13 Pruebas de aislamiento

Para las pruebas de aislamiento se considerará que al dispositivo de apertura visible se le realizará una prueba de dieléctrico a través de los contactos abiertos del mismo, para confirmar que se cumplen las exigencias del Artículo 4-27.

Artículo 5-14 Prueba de formación fortuita de isla

La prueba simplificada de formación fortuita de isla, deberá verificar la actuación de la protección RI cuando los parámetros de ajuste se encuentran fuera del rango, según lo establecido en el Título 4-6 y Título 4-8, si corresponde, de la presente NT.

Artículo 5-15 Prueba de limitación de inyecciones

La prueba de limitación de inyecciones de potencia será aplicable para los PMGD cuya potencia instalada supere la potencia máxima declarada para inyección a la red que tengan un sistema limitador de inyección a la red. El sistema será probado para confirmar que la potencia declarada para inyección y el tiempo de operación del sistema, no supere bajo ninguna circunstancia lo descrito en el Artículo 4-19.

Los PMGD que cuenten con una protección en el Punto de Conexión con disparo transferido, deberán verificar, adicionalmente, que la pérdida de comunicación entre la protección RI y el Interruptor de acoplamiento, provoca la desconexión inmediata del PMGD.

Artículo 5-16 Inspección de las instalaciones

El Operador del PMGD o su propietario deberá realizar una inspección de la Instalación de Conexión y Unidad Generadora del PMGD, a fin de verificar que éstas correspondan con los planos, memorias y especificaciones técnicas del proyecto definitivo y que sirvieron de base para la emisión del ICC.

Artículo 5-17 Pruebas de puesta a tierra

El Operador del PMGD o su propietario deberá realizar pruebas a las puestas a tierra de la Instalación de Conexión y Unidad Generadora, con el objetivo de comprobar su existencia y su correcta implementación.

Artículo 5-18 Instalaciones de medida y facturación

El Operador del PMGD o su propietario deberá verificar la concordancia de las instalaciones de medida y facturación de acuerdo a lo establecido en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**.. Adicionalmente, los equipos

CAPÍTULO 5

de medida deberán contar con sus respectivos certificados de aprobación y comprobación de exactitud emitidos por entidades autorizadas por la Superintendencia para tales efectos.

Deberá verificarse la existencia del enlace y respectivo protocolo de comunicación con la distribuidora o Coordinador, en conformidad a lo indicado en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Artículo 5-19 Reconexión automática

El PMGD que cuente con reconexión automática deberá verificar que ésta se realiza según las exigencias del Artículo 4-32.

Artículo 5-20 Pruebas de no formación de isla

Una vez conectado el PMGD, el Operador del PMGD deberá llevar a cabo la Prueba de Funcionamiento de la no formación de Isla. Para esto deberá comprobar el funcionamiento de la separación del SD, operando un equipo que interrumpa la carga. Verificar que la Instalación de Conexión deja de energizar sus terminales de salida, y no reconecta o no recommienza su operación dentro del rango de tiempo requerido. La prueba deberá ser ejecutada individualmente para cada fase. Esta prueba verifica concordancia con las exigencias sobre separación de la Red de Media Tensión del SD establecidas en el CAPÍTULO 4.

De existir una instalación compensadora de reactivos, se deberá comprobar que ella es conectada y desconectada junto con el PMGD.

Para los PMGD que operen en una isla programada, deberá efectuarse la Prueba de Funcionamiento de Operación Programada en Isla, una vez suscrito el acuerdo de Operación en Isla con la Empresa Distribuidora. Durante la prueba, el PMGD deberá mantener en todo momento los niveles de tensión y frecuencia establecidos en la normativa vigente.

Todas las pruebas señaladas en el presente artículo serán realizadas siguiendo los procedimientos y protocolos elaborados por la Empresa Distribuidora, conforme lo establecido en la presente NT.

Artículo 5-21 Pruebas de puesta en servicio

Los resultados de las pruebas de puesta en servicio señaladas en el presente Título, estarán contenidos en el “formulario de protocolo de puesta en servicio” que la Superintendencia destine al efecto, el cual deberá contener al menos lo siguiente:

- a. Datos relacionados con el PMGD
 - I. Nombre del proyecto, Alimentador y subestación donde se conecta.
 - II. N° de proceso de conexión y de solicitud de ICC.
- b. Inspección Visual para asegurar cumplimiento de las exigencias técnicas establecidas en CAPÍTULO 4.
 - I. Confirmación de existencia de Interruptor de Acoplamiento.
 - II. Ajustes de la protección RI, parámetros de desacoplamiento y de reconexión.
 - III. Existencia de protecciones con funciones de sobrecorriente de fase, residual y sobretensión de secuencia cero.
- c. Parámetros de desconexión de la protección RI.
 - I. Rangos de tensión y tiempos de despeje.

CAPÍTULO 5

- II. Rangos de frecuencia y tiempos de despeje.
- d. Parámetros de reconexión de la protección RI.
 - I. Rangos de tensión y tiempos de reconexión.
 - II. Rangos de frecuencia y tiempos de reconexión.
- e. Parámetros de protección anti-isla.
 - I. Relé Salto Vector o Rocof.
 - II. Tiempo de desconexión medido Salto Vector o Rocof.
- f. Excedente de potencia asociada a la puesta en servicio.
- g. Consumos propios del PMGD.
- h. Declaración de realización de puesta en servicio en presencia de Empresa Distribuidora e instalador eléctrico autorizado por la Superintendencia.
- i. Declaración jurada de cumplimiento de todas las exigencias establecidas en la presente NT

Las pruebas de puesta en servicio deben ser realizadas en presencia de la Empresa Distribuidora y de un instalador eléctrico autorizado por la Superintendencia.

Una vez superadas las pruebas, el “formulario de protocolo de puesta en servicio” debe ser firmado y archivado por el PMGD, la Empresa Distribuidora y el instalador eléctrico autorizado por la Superintendencia como comprobante de la realización de ellas. Adicionalmente, la Empresa Distribuidora deberá enviar copia del “formulario de protocolo de puesta en servicio” a la Superintendencia, con copia al Coordinador, dentro de los 5 días siguientes a la realización de estas pruebas.

Artículo 5-22 Entrada en Operación

El PMGD deberá enviar una carta dirigida al director ejecutivo del Coordinador solicitando su Entrada en Operación. El Coordinador comunicará mediante carta dirigida al PMGD, a la Superintendencia y a la Comisión, el otorgamiento de la autorización indicando la fecha de Entrada en Operación, a partir de la cual la instalación queda disponible por parte del Coordinador para todos los efectos establecidos en la normativa vigente. En caso de rechazo, el Coordinador indicará a la empresa los requerimientos que se encuentran pendientes.

El Coordinador tendrá un plazo máximo de 20 días para responder a la solicitud del PMGD.

CAPÍTULO 6 : Pruebas Periódicas de la Instalación de Conexión

BORRADOR

Artículo 6-1 Pruebas periódicas

El Operador del PMGD deberá mantener siempre en buenas condiciones técnicas todas las instalaciones requeridas para la operación coordinada con la Empresa Distribuidora y el Coordinador. Para ello, un instalador eléctrico que disponga de licencia clase A emitida por la Superintendencia, deberá acreditar, en intervalos regulares de un año, una inspección exhaustiva del estado del PMGD y una inspección visual de los ajustes de la Protección RI, junto con una revisión del correcto funcionamiento del Interruptor de Acoplamiento. Adicionalmente, en intervalos regulares no mayores a 3 años, se realizarán pruebas a la Protección RI, por medio del método de inyección secundaria, verificando que su operación sea de acuerdo a los parámetros de configuración señalados en la presente NT.

Dichas acciones deberán ser coordinadas previamente con la Empresa Distribuidora con el fin del retiro e instalación de sellos de la Protección RI.

Los resultados deberán quedar anotados en un Protocolo e Informe de Pruebas Periódicas, en el cual se deberá documentar cronológicamente las pruebas realizadas, las que deberán estar siempre accesibles para la Empresa Distribuidora, la Superintendencia y la Comisión. Dicho informe contemplará los aspectos detallados en el “formulario de informe de pruebas periódicas” que la Superintendencia destine al efecto, el cual deberá contener al menos lo siguiente:

- a. Inspección de ajustes de parámetros de protección RI de desacoplamiento y reconexión.
 - I. Ajustes y tiempos de desconexión visualizados.
- b. Verificación de operación de protección RI mediante desajuste de valores límites.
 - I. Valor de disparo y tiempo de desconexión.
 - II. Funcionamiento de reconexión automática.

La Empresa Distribuidora podrá solicitar en cualquier momento una verificación del Interruptor de Acoplamiento, de los ajustes de la Protección RI, así como la existencia del informe indicado en el presente artículo.

En caso de irregularidades la Empresa Distribuidora deberá solicitar al PMGD la regularización en un plazo no superior a 10 días hábiles, de lo contrario la Empresa Distribuidora estará facultada para desconectar el PMGD del SD.

Artículo 6-2 Desconexión de Instalaciones

La Empresa Distribuidora, podrá desconectar a un PMGD del SD, sin previo aviso, en caso que compruebe peligro inminente, perturbaciones que encontrándose fuera de los rangos establecidos en la Norma Técnica correspondiente afecten las instalaciones del SD o en caso de desconexión programada. Esto también es válido para el caso en que la superación de la potencia inyectada máxima comprometa la operación del SD o que se detecte que los ajustes de las protecciones de red se encuentran adulteradas.

La empresa referida deberá informar a la Superintendencia en un plazo no superior a 5 días de ocurrida la desconexión, con copia al Coordinador y al Operador del PMGD, toda vez que desconecte al PMGD del SD por las razones señaladas en el inciso anterior. Dicha carta deberá precisar el día y la hora de la desconexión y los motivos técnicos que justifiquen la decisión.

CAPÍTULO 6

La Empresa Distribuidora deberá informar a la Superintendencia en un plazo no superior a 5 días de normalizada la desconexión, con copia al Coordinador y al Operador del PMGD.

BORRADOR

CAPÍTULO 7 : Disposiciones Transitorias

BORRADOR

Artículo 7-1 Publicidad de la información

La implementación del medio electrónico de acceso público para la publicación de la información técnica a la que hace referencia el Artículo 2-1, se deberá realizar en 3 etapas cronológicas, contados desde la publicación de la presente Norma Técnica:

- 1) La Empresa Distribuidora tendrá un plazo de 12 meses para implementar el medio electrónico de acceso público, debiendo encontrarse disponible en dicho plazo la información técnica relacionada a los Alimentadores para los cuales ya se han realizado solicitudes de conexión.
- 2) Una vez implementado el medio electrónico de acceso público, la Empresa Distribuidora deberá incorporar la información técnica asociada para cada solicitud de información respecto a un nuevo Alimentador que no se encuentre en el medio electrónico de acceso público.
- 3) En un plazo de 24 meses se deberá dejar disponible la información de todos los Alimentadores de la Empresa Distribuidora.

Artículo 7-2 Solicitud de información

En el periodo que medie entre la publicación de la presente NT y la implementación del medio electrónico de acceso público, todos los Interesados en conectar un PMGD, y aquellos Interesados en modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD existente, deberán realizar la solicitud de conexión a la Empresa Distribuidora mediante el formato definido en el Artículo 2-1 de la NT que se encontraba vigente de manera previa a la presente modificación. Por su parte, la Empresa Distribuidora deberá dar respuesta a la solicitud de información de acuerdo al formato definido en el Artículo 2-2 de la NT que se encontraba vigente de manera previa a la presente modificación.

Artículo 7-3 PMGD con contrato vigente de pago asociado a pérdidas

Las Empresas Distribuidoras deberán informar en un plazo de 20 días hábiles contados desde la publicación de la presente NT, a la Superintendencia y a la Comisión, un listado de los PMGD que hayan resuelto el pago asociado a las pérdidas mediante un contrato y por un tiempo definido. Esta información deberá contener el nombre del PMGD, la potencia instalada del proyecto, la empresa a la cual pertenece y la fecha de término del contrato de pérdidas.

Artículo 7-4 Aplicación de los FR

En un plazo de 3 meses de publicada la presente NT, las Empresas Distribuidoras deberán realizar el cálculo de los FR según lo dispuesto en el CAPÍTULO 3, para todos los Alimentadores que tengan PMGD en operación. El Coordinador y los propietarios de los PMGD podrán realizar observaciones al cálculo de los FR en los plazos dispuestos en el Artículo 3-8. El FR calculado comenzará a ser utilizado por el Coordinador para efectos de las Transferencias de Energía y Potencia, al mes siguiente que las Empresas Distribuidoras obtengan los FR.

A partir del plazo indicado anteriormente, la Empresa Distribuidora deberá realizar las actualizaciones de los FR, en los casos dispuestos en el Artículo 3-8.

Artículo 7-5**Exigencias para PMGD en proceso de conexión**

Los Interesados que hayan presentado su SCR con anterioridad a la publicación de la presente NT, en un plazo de 90 días corridos desde la publicación de la presente NT, deberán presentar la documentación para iniciar revisión de SCR según lo establecido en literal c de las exigencias mínimas del “formulario de presentación de SCR” definido en Artículo 2-6.

En un plazo de 10 días hábiles desde la publicación de la presente NT, la Empresa Distribuidora deberá informar lo dispuesto en el literal anterior, a todos los Interesados en conectar un PMGD, y aquellos Interesados en modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD existente, que hayan presentado una SCR con anterioridad a la publicación de la presente NT.

Todo Interesado que no presente los documentos en el plazo señalado deberá volver a ingresar una SCR si desea obtener el ICC para su proyecto.

BORRADOR