



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

Julio 2016  
Santiago de Chile

# ÍNDICE

<b>CAPÍTULO 1</b>	<b>: TERMINOLOGÍA Y EXIGENCIAS GENERALES .....</b>	<b>1</b>
Título 1-1	OBJETIVOS Y ALCANCE.....	2
Título 1-2	ABREVIATURAS Y DEFINICIONES.....	4
<b>CAPÍTULO 2</b>	<b>: PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN .....</b>	<b>7</b>
Título 2-1	INTERCAMBIOS DE INFORMACIÓN.....	8
Título 2-2	DETERMINACIÓN DE IMPACTO NO SIGNIFICATIVO .....	10
Título 2-3	ESTUDIOS TÉCNICOS.....	15
Título 2-4	EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN CONECTADAS A LOS SERVICIOS AUXILIARES DE UN GENERADOR .....	18
Título 2-5	DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE CONEXIÓN .....	18
<b>CAPÍTULO 3</b>	<b>: FACTOR DE REFERENCIACIÓN .....</b>	<b>22</b>
Título 3-1	DEFINICIÓN .....	23
Título 3-2	RESPONSABILIDADES Y PLAZOS.....	23
Título 3-3	METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL FR.....	24
<b>CAPÍTULO 4</b>	<b>: EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....</b>	<b>25</b>
Título 4-1	EXIGENCIAS GENERALES .....	26
Título 4-2	INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO E INSTALACIÓN DE CONEXIÓN.....	27
Título 4-3	DISPOSITIVO DE SINCRONIZACIÓN.....	28
Título 4-4	INSTALACIONES DE CONTROL Y MEDIDA .....	28
Título 4-5	COMPORTAMIENTO EN ESTADO NORMAL EN LA RED DE MEDIA TENSIÓN.....	32
Título 4-6	COMPORTAMIENTO EN ESTADO DE FALLA .....	33
Título 4-7	CALIDAD DEL SERVICIO DEL PMGD.....	35
Título 4-8	OPERACIÓN EN ISLA.....	35
<b>CAPÍTULO 5</b>	<b>: EXIGENCIAS PARA LAS PRUEBAS DE CONEXIÓN.....</b>	<b>37</b>
Título 5-1	ASPECTOS GENERALES.....	38
Título 5-2	PRUEBAS DE DISEÑO Y DE LA INSTALACIÓN DE CONEXIÓN .....	38
Título 5-3	PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO .....	40
<b>CAPÍTULO 6</b>	<b>: PRUEBAS PERIÓDICAS DE LA INSTALACIÓN DE CONEXIÓN .....</b>	<b>44</b>
<b>CAPÍTULO 7</b>	<b>: DISPOSICIONES TRANSITORIAS.....</b>	<b>46</b>
<b>CAPÍTULO 8</b>	<b>: FORMULARIOS .....</b>	<b>49</b>
Título 8-1	GENERALIDADES .....	50
Título 8-2	FORMULARIOS .....	50

**CAPÍTULO 1 :  
Terminología y Exigencias  
Generales**

### **Título 1-1 OBJETIVOS Y ALCANCE**

#### **Artículo 1-1**

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**

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.

#### **Artículo 1-3**

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.

#### **Artículo 1-4**

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 1-5**

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.

Por su parte, las empresas de subtransmisión a cuyas instalaciones se propaguen las inyecciones de un PMGD deberán informar a la Empresa Distribuidora correspondiente, el tiempo que tomará realizar las obras tal que las inyecciones del PMGD puedan ser evacuadas al sistema de subtransmisión y no causen un desmedro en la seguridad y calidad del servicio.

### **Artículo 1-6**

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 1-7**

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**

Los costos 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 forma permanente y gratuita para todos los Interesados.

### Artículo 1-9

La valorización de las actividades necesarias 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 presentada la SCR.

## Título 1-2 ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

### Artículo 1-10

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

- |                          |   |
|--------------------------|---|
| 1) CDEC                  | : Centro de Despacho Económico de Carga.  |
| 2) CC                    | : Costos de Conexión.   |
| 3) Comisión              | : Comisión Nacional de Energía.   |
| 4) Empresa Distribuidora | : Empresa Distribuidora, de Distribución o Empresa con Instalaciones de Distribución. |
| 5) FR                    | : Factor de Referenciación de la Energía y de la Potencia.                            |
| 6) INS                   | : Impacto No Significativo.   |
| 7) ICC                   | : Informe de Criterios de Conexión  |
| 8) NTSyCS                | : Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio.                                  |
| 9) PMGD                  | : Pequeño(s) Medio(s) de Generación Distribuido(s).                                   |
| 10) PNCP                 | : Precio de Nudo de Corto Plazo   |
| 11) SCR                  | : Solicitud de Conexión al SD.  |
| 12) SD                   | : Sistema de Distribución.  |
| 13) SI                   | : Solicitud de Información.   |
| 14) Superintendencia     | : Superintendencia de Electricidad y Combustibles.                                    |
| 15) VNR                  | : Valor Nuevo de Reemplazo.   |

### Artículo 1-11

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

- 1) **Alimentador:** Circuito que forma parte de la red de una Empresa Distribuidora y que se utiliza para distribuir electricidad desde el punto en donde recibe energía que permite dar suministro a clientes finales.
- 2) **Control de Tensión:** Conjunto de acciones destinadas a mantener la tensión de operación dentro de los niveles establecidos en la normativa vigente para SD.
- 3) **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.
- 4) **Demanda Neta de Alimentador:** Demanda total del Alimentador en estudio, menos los excedentes de energía de los medios de generación conectados a dicho Alimentador.

- 5) **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.
- 6) **Entrada en Operación:** Se entenderá que un PMGD ha entrado en operación una vez finalizadas las Pruebas de Puesta en Servicios, según el Título 5-3 de la presente NT.
- 7) **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.
- 8) **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.
- 9) **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.
- 10) **Interesado(s):** Persona natural o jurídica interesado en conectar un nuevo PMGD o modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD existente.
- 11) **Interruptor:** Dispositivo de maniobra con capacidad de apertura bajo corrientes de carga y cortocircuito.
- 12) **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.
- 13) **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.
- 14) **Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD):** Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts y mayores a 100 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.
- 15) **PMGD previsto de conectar:** Se refiere a un PMGD con ICC vigente.
- 16) **Protección Red e Instalación (Protección RI):** Protección que actúa sobre el Interruptor de Acoplamiento cuando al menos un valor de operación del SD se encuentra fuera del rango de ajuste de esta protección
- 17) **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.
- 18) **Operador del PMGD:** propietario o encargado de operar una instalación de PMGD conectado a un SD.
- 19) **Parpadeo:** variaciones de tensión que a través de la cadena "fuente de luz – ojo – cerebro", originan la impresión subjetiva de variaciones en la luminosidad.
- 20) **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.

- 21) **Reconectador:** Dispositivo de interrupción de corrientes de carga y cortocircuito, con posibilidad de recierre automático ajustable, monitoreo y operación vía telecomando.
- 22) **Red de baja tensión:** es aquella red cuya tensión nominal es inferior a 1 kV.
- 23) **Red de media tensión:** es aquella red cuya tensión nominal está comprendida entre 1 y 23 kV.
- 24) **Servicios auxiliares:** Equipos que participan en el funcionamiento de las unidades generadoras y subestaciones, actuando en la alimentación de los equipos de mando y control de los mismos.
- 25) **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.
- 26) **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.
- 27) **Tensión nominal ( $V_n$ ):** es la tensión entre fases mediante la cual se denomina o identifica una red, una subestación o un PMGD.
- 28) **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.
- 29) **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. A efectos de lo establecido en la presente NT se considerará que la vida útil de los PMGD deberá estar dentro del rango de 20 y 30 años.

# CAPÍTULO 2 : Procedimiento de Conexión

## **Título 2-1 INTERCAMBIOS DE INFORMACIÓN**

### **Artículo 2-1**

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 1.

### **Artículo 2-2**

La Empresa Distribuidora deberá informar sobre dicha comunicación 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 en el FORMULARIO 1.

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 2.

### **Artículo 2-3**

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 3. En este formulario el Interesado deberá indicar si desea ser evaluado como un PMGD de INS.

### **Artículo 2-4**

Una vez ingresada la SCR, la Empresa Distribuidora deberá comparar la demanda mínima del alimentador con la máxima inyección coincidente de los PMGD conectados añadiendo la máxima inyección del PMGD del Interesado. Si las inyecciones del o los PMGD son mayores a la demanda mínima, la Empresa Distribuidora deberá enviar a la empresa propietaria de las instalaciones de subtransmisión una copia del FORMULARIO 3, dentro del plazo de cinco días hábiles contados desde su recepción, y comunicar al Interesado y a la Superintendencia de este aviso.

Una vez recibida la comunicación y en conformidad con lo dispuesto en el Artículo 1-5, la empresa de subtransmisión tendrá 15 días hábiles para responder a la Empresa Distribuidora. Esta respuesta indicará cómo y en qué plazos la empresa de subtransmisión satisficará los requerimientos para cumplir con el servicio de transporte de acuerdo a la normativa vigente.

### **Artículo 2-5**

La Empresa Distribuidora deberá dar respuesta a la SCR emitida por el Interesado, dentro de los plazos establecidos en el Reglamento y utilizando para ello el FORMULARIO 4.

En el evento que el Interesado haya señalado que desea ser evaluado como de INS y el PMGD cumpla 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 4, la Empresa Distribuidora deberá emitir y enviar al Interesado el ICC, de acuerdo al formato establecido en el FORMULARIO 7.

Si el PMGD no cumple con lo establecido en el Título 2-2, la Empresa Distribuidora deberá indicar en el FORMULARIO 4, la máxima potencia que podría tener el PMGD de manera que sea clasificado como de Impacto No significativo, para lo cual deberá adjuntar una nueva SCR con la potencia modificada.

#### **Artículo 2-6**

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 4. Los estudios técnicos a realizar no podrán incluir estudios adicionales a los indicados en el Título 2-3.

Con esta información y dentro de 5 días hábiles posteriores a la recepción del FORMULARIO 4, 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 5. Si pasados los 5 días hábiles el Interesado no ha entregado el FORMULARIO 5, 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 2-7**

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 6A.

Una vez que se disponga de los resultados finales de los estudios técnicos, la Empresa Distribuidora deberá comunicarlos al Interesado, a través del FORMULARIO 6B.

Cada vez que el Interesado haya recibido un FORMULARIO 6B con los resultados de un estudio técnico, éste deberá responder a la Empresa Distribuidora indicando su conformidad con los resultados informados y señalando si es de su interés continuar con el proceso de conexión. Para ello, el Interesado deberá utilizar el FORMULARIO 6.

#### **Artículo 2-8**

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 y emitirá el FORMULARIO 7 dentro del plazo establecido en el Reglamento. El ICC deberá incluir el valor final de los Costos de Conexión y el Factor de Referenciación determinado según lo establecido en el CAPÍTULO 3.

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

### **Artículo 2-9**

Una vez emitido el ICC de un PMGD, la Empresa Distribuidora deberá comunicar al propietario de las instalaciones de subtransmisión correspondiente enviando una copia del ICC.

### **Artículo 2-10**

Si se presentan dos o más SCR en un mismo alimentador, la Empresa Distribuidora deberá resolverlas en función de la hora y fecha de presentación de las mismas. Los plazos para la emisión del ICC serán contados desde la fecha en que se haya resuelto la SCR precedente.

## **Título 2-2 DETERMINACIÓN DE IMPACTO NO SIGNIFICATIVO**

### **Artículo 2-11**

Para determinar si un PMGD es de Impacto No Significativo el Interesado deberá manifestar su interés través del FORMULARIO 3. Dicha determinación deberá ser realizada por la Empresa Distribuidora e informada a través del FORMULARIO 4.

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 presentados en el Artículo 2-12 al Artículo 2-16.

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%.

### **Artículo 2-12**

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.

$$PMI \leq 0,85 Cap_{\text{diseño}}$$

Donde:

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

Cap<sub>diseño</sub>: 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:

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

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

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.

$Dmin_{día}$  : 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.

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

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

$PMGD$  : Potencia máxima a inyectar por un PMGD.

Para los cálculos anteriores, se considerará que las horas con sol dependerán de la zona geográfica a la cual pertenece el PMGD 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, 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 2-13

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:

$S_{\text{PMGD}}$  : Potencia aparente del PMGD en MVA.

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

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

$\sigma^1$  : Ángulo entre la corriente y la tensión del PMGD grados o radianes.

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

---

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

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.

#### **Artículo 2-14**

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.

#### **Artículo 2-15**

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.

#### **Artículo 2-16**

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 PMGD 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 desde el Artículo 2-23 al Artículo 2-26, 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 10 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 para permitir una adecuada coordinación del sistema de protecciones de la red de distribución, se concluirá que dicho PMGD no es 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.

## **Título 2-3 ESTUDIOS TÉCNICOS**

### **Artículo 2-17**

Si el PMGD no es calificado como INS, la Empresa Distribuidora indicará, a través del FORMULARIO 4, los estudios técnicos que se deberán realizar para evaluar el impacto que produce la conexión del PMGD en la red de distribución. 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%.

### **Artículo 2-18**

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:

- Las tensiones en los nodos del Alimentador de distribución se encuentren dentro de los rangos establecidos en la normativa vigente, especialmente durante la energización de los transformadores.
- El impacto individual del PMGD por elevación de tensión cumpla con lo indicado en el Artículo 4-27 de la NTCO. Los niveles de carga en los elementos del Alimentador de distribución no superen el 85% de la capacidad térmica.

### **Artículo 2-19**

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 medios de generación, de manera de evaluar los casos más exigentes a los que se verá sometido el Alimentador.

### **Artículo 2-20**

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.

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, siempre y cuando la sobrecarga sea atribuible al PMGD en estudio.

#### **Artículo 2-21**

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.

#### **Artículo 2-22**

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 2-25, utilizando para ello la corriente de cortocircuito más alta obtenida.

#### **Artículo 2-23**

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.

#### **Artículo 2-24**

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.

#### **Artículo 2-25**

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 fallas.

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 4, 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.

#### **Artículo 2-26**

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.

#### **Artículo 2-27**

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.

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

### **Artículo 2-28**

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. Esta 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 a la DO del CDEC respectivo presentando un informe que justifique la limitación de las inyecciones del o los PMGD. La DO tendrá 15 días hábiles para responder al requerimiento.

### **Artículo 2-29**

Si el CDEC 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 2-30**

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 2-31**

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

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

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 de su vida útil, según el Artículo 1-11, numeral 29). 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.

$VP(CP_{\text{Proy NO PMGD}})_i$ : 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 Artículo 1-11, numeral 29). 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.

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.

$$F. O. = \min \sum_{i=1}^{VU} VNR + CE + CP_{\text{pérdidas}}$$

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.

CP<sub>pérdidas</sub> : 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.

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 2-32**

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 2-33**

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.

# CAPÍTULO 3 : Factor de Referenciación

## **Título 3-1 DEFINICIÓN**

### **Artículo 3-1**

Los propietarios de los PMGD deberán participar de las transferencias de energía y potencia entre empresas eléctricas que se encuentren sujetas a la coordinación de un CDEC, 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 referenciación (FR), que deberá ser calculados por la Empresa Distribuidora de acuerdo a lo dispuesto en el presente Capítulo y entregado al o los CDEC respectivo(s) según los términos y plazos que se indiquen.

## **Título 3-2 RESPONSABILIDADES Y PLAZOS**

### **Artículo 3-2**

La responsabilidad de calcular los factores 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 los FR puedan ser revisados y reproducidos por cualquier Interesado. 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**

El Factor de Referenciación FR de un Alimentador deberá ser calculado por la Empresa Distribuidora dos veces al año; el 1 de Diciembre y 1 de Junio. Para cada caso, se deberán utilizar como datos de demanda del Alimentador y generación de los PMGD, los registros de la operación real de los doce meses inmediatamente anteriores a la fecha de realización del cálculo considerando una resolución horaria. 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.

Si para la fecha de cálculo del FR existe uno o más PMGD que no dispongan de registros de operación real, estos deberán ser considerados en el cálculo utilizando para ello las inyecciones proyectadas entregadas por el interesado en el FORMULARIO 3.

### **Artículo 3-4**

Una vez calculados los Factores de Referenciación FR estos deberán ser comunicados al CDEC respectivo y a propietarios de los PMGD, a más tardar los días 7 de diciembre y 7 de junio según sea el periodo de cálculo. Tanto los CDEC como los propietarios de los PMGD podrán realizar observaciones a los cálculos realizados, las que deberán ser remitidas a la Empresa Distribuidora a más tardar los días 15 de diciembre y 15 de junio según corresponda.

Una vez que la Empresa Distribuidora reciba las observaciones, deberá recalcular Factores de Referenciación FR, teniendo en cuenta las observaciones realizadas por el CDEC respectivo y los propietarios de los PMGD.

La Empresa Distribuidora deberá comunicar los resultados finales del cálculo de los Factores de Referenciación tanto al CDEC respectivo como a los propietarios de los PMGD antes del 25 de

diciembre y 25 de junio según sea el periodo de cálculo. Los Factores de Referenciación calculados deberán ser aplicados por los CDEC a partir del 1 de enero y 1 de julio según corresponda, para referir las 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 3-3 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL FR

#### Artículo 3-5

El Factor de Referenciación será idéntico para todos los PMGD conectados a un Alimentador L. A partir de los datos indicados en el Artículo 3-3 se deberán calcular factores de referenciación para cada mes del año considerando perfiles de demanda y generación diarios y para 3 bloques horarios:

- Día: 8:01 - 18:00.
- Tarde: 18:01 - 23:59.
- Noche: 00:00 - 08:00.

Para la realización de las simulaciones se deberán considerar los perfiles horarios de demanda y generación que se indican en el Artículo 3-3 para calcular una matriz de factores de referenciación tal como se indica a continuación:

$$FR_{L,M,B} = 1 + \frac{\sum_{h=1}^N (P_{LOSS_o(h,M,B)} - P_{LOSS_{PMGD}(h,M,B)})}{\sum_{h=1}^N \sum_{i=1}^K PMGD_{i,h,M,B}}$$

Donde:

- $FR_{L,M,B}$  : Factor de Referenciación de los PMGD conectados en el Alimentador L, para el mes M y bloque horario B.
- $P_{LOSS_o(h,M,B)}$  : Pérdidas del Alimentador L, sin considerar ningún PMGD conectado para la hora h del mes M y bloque horario B.
- $P_{LOSS_{PMGD}(h,M,B)}$  : Pérdidas del Alimentador L considerando los PMGD conectados para la hora h del mes M y bloque horario B.
- $PMGD_{i,h,M,B}$  : Potencia generada por el PMGD i, a durante la hora h del mes M y bloque horario B.
- N : Cantidad de horas durante periodo de estudio.
- 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

Si un PMGD se conecta por primera vez a la red, tendrá el Factor de Referenciación vigente del Alimentador correspondiente. Si para el Alimentador correspondiente no se ha determinado un Factor de Referenciación, éste se considerará igual a uno hasta que se realice un proceso de cálculo de Factores de referenciación de acuerdo a lo establecido en el presente Capítulo.

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

## **Título 4-1 EXIGENCIAS GENERALES**

### **Artículo 4-1**

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**

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**

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**

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 4-5**

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 ocho horas cuando falte el apoyo desde la red de media tensión. La autonomía establecida anteriormente podrá ser reducida en casos justificados técnicamente, y siempre que se cuente con el acuerdo de la Empresa Distribuidora. 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.

### **Artículo 4-6**

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. Lo anterior corresponde a un interruptor de poder, o reconectador, o interruptor de motor para PMGD. 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 4-19.

### **Artículo 4-7**

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

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

Este último deberá operar en MT, exceptuándose el caso de Instalaciones Compartidas descrito en el Artículo 4-21, y en los PMGD menores a 500 kW.

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 Artículo 1-6.

### **Artículo 4-8**

El desconectador indicado en el artículo anterior deberá ser de apertura visible, estará ubicado en el punto de conexión al SD y será accesible en todo momento al personal de la Empresa

Distribuidora. Además, en el Punto de Conexión con la red de distribución, deberá existir un letrero que indique “Peligro Generador Conectado”.

#### **Artículo 4-9**

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 Artículo 1-6.

#### **Artículo 4-10**

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**

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**

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**

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**

Los propietarios de PMGD deberán contar con un sistema de medidas de acuerdo a lo que indica el Título “Sistema de Medidas de Transferencias Económicas” de la NTSyCS vigente, a menos que se especifique lo contrario.

Adicionalmente, el sistema de medida deberá disponer de equipos de respaldo mediante baterías o un sistema de almacenamiento de energía equivalente, para operar por 2 horas luego de una interrupción de suministro.

### **Artículo 4-15**

Los medidores de energía y los Equipos Compactos de Medida podrán cumplir con una clase de precisión igual al 0,5% siempre que la potencia del PMGD sea menor o igual a 1 MW.

Los transformadores de corriente y de potencial para medida deberán ser de tres elementos. Solo se podrán instalar transformadores de corriente y de potencial de dos elementos en caso 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.

### **Artículo 4-16**

En caso de que un PMGD se componga de unidades generadoras de más de una tecnología, se deberá tener un equipo de medida que agrupe a aquellas unidades generadoras ERNC y/o Cogeneración eficiente, y otro para las demás unidades.

### **Artículo 4-17**

El enlace de comunicación hacia la DP del CDEC respectivo podrá ser implementado de dos maneras; la primera de acuerdo a lo indicado en el Anexo Técnico “Sistemas de Medidas para Transferencias Económicas” de la NTSyCS, es decir, a través de un enlace de comunicación exclusivo directo al CDEC. Si el PMGD utiliza esta conexión, deberá habilitar un acceso para que la Empresa Distribuidora pueda interrogar los equipos de medida con el objeto de que ésta última pueda conocer el estado del PMGD en caso de falla.

### **Artículo 4-18**

Como segunda opción para dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo precedente, el PMGD podrá implementar un enlace hacia el sistema de comunicación de la Empresa Distribuidora, de manera que el envío de las medidas del PMGD hacia la *plataforma de recepción de medidas de transferencias económicas* del CDEC respectivo, se realice a través del enlace de comunicaciones que la Empresa Distribuidora dispone para estos fines. Este tipo de conexión también deberá permitir el acceso de la Empresa Distribuidora a las mediciones del PMGD, con el objeto de que aquella pueda conocer el estado de éste en caso de falla.

#### **Artículo 4-19**

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. En caso que el Interruptor de Acoplamiento fuese un equipo reconector, la protección RI podrá estar integrada a éste. Esta protección actuará sobre el interruptor de acoplamiento para la desconexión del 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 4-20**

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.

**Artículo 4-21**

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 Artículo 1-6 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 4-22**

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 4-23**

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 4-24**

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.

**Artículo 4-25**

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.

Para aquellos PMGD que tengan el canal de comunicación con el CDEC habilitado, este último deberá poner dicha información a disposición de la Empresa Distribuidora.

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

**Artículo 4-26**

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 4-27**

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 4-41.

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 4-28**

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 4-29**

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 4-30**

La Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir interferencia electromagnética, de acuerdo a lo establecido por el Artículo 1-6, sin que la existencia de interferencias lleve a un cambio de Estado de Operación o a una operación falsa de ella.

**Artículo 4-31**

La Instalación de Conexión deberá ser capaz de resistir ondas de tensión y corriente, de acuerdo a lo establecido por el Artículo 1-6.

**Artículo 4-32**

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 4-33**

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

**Artículo 4-34**

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 4-39.

**Artículo 4-35**

El PMGD deberá estar separado de la red de media tensión del SD, cuando ésta sea reconectada al Sistema Interconectado que corresponda.

**Artículo 4-36**

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 4-37**

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 48,0	90
$< 48,0$	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 Artículo 1-6. 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 4-38**

Se exigirá una protección contra pérdida del sincronismo, de modo de cumplir con lo establecido en el Artículo 4-41.

#### **Artículo 4-39**

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 4-40**

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 4-41**

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 normativa vigente.

#### **Artículo 4-42**

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 internacional de las norma IEC61000-3-2, IEC 61000-3-4 o IEC61000-3-12 según corresponda aplicar.

En la operación del PMGD, las corrientes y tensiones armónicas inyectadas en el Punto de Conexión, no deberán superar los límites dispuestos en la normativa vigente.

### **Título 4-8 OPERACIÓN EN ISLA**

#### **Artículo 4-43**

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.

**Artículo 4-44**

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 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**

## **Título 5-1 ASPECTOS GENERALES**

### **Artículo 5-1**

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.

Previo a la entrada en operación del PMGD, el propietario deberá comunicar la puesta en servicio a la Superintendencia y al CDEC respectivo, 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 que indique que se cumple la normativa eléctrica vigente y que acredite la conformidad con las pruebas de diseño eléctrico, firmada por el propietario y por el instalador eléctrico responsable de la instalación eléctrica del PMGD; b) antecedentes mínimos del proyecto, tales como: Descripción de los principales características del PMGD, como ubicación, potencia, tecnología, diagrama unilineal, planos, memorias de cálculo y estudios, según corresponda.

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"*.

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

### **Artículo 5-2**

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 5-3**

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 4-30. 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 Artículo 1-6.

### **Artículo 5-4**

Los PMGD que operan con inversores deberán cumplir con los límites de inyección de corriente continua prescritos en el Artículo 4-40. 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 Artículo 1-6.

### **Artículo 5-5**

La prueba de formación fortuita de isla eléctrica deberá verificar que se cumple con lo establecido en el Artículo 4-37, si corresponde, de la presente NT, cualquiera sea el método usado para detectar aislamiento. El presente artículo podrá ser acreditado mediante la presentación de certificados emitidos en conformidad con las normas IEEE 1547 o VDE 0126-1-1 u otra normativa equivalente.

### **Artículo 5-6**

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 4-42. 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 Artículo 1-6.

Adicionalmente, los PMGD 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**

Las pruebas de sincronización, deberán demostrar que se cumple con las exigencias establecidas en el Artículo 4-27. 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 4-27 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 4-27 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 4-27 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 4-27, ni las exigencias de parpadeo establecidas en Artículo 4-41.

## CAPÍTULO 5

---

- 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 4-27 las exigencias de parpadeo del Artículo 4-41.

### **Artículo 5-8**

Para las pruebas de aislación 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 4-31, bajo todas las formas normales de operación, de acuerdo a lo establecido por el Artículo 1-6, 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 Artículo 1-6. Como resultado de las pruebas, se habrá verificado que la unidad no falló, no operó erróneamente, ni proporcionó información equivocada.

## **Título 5-3 PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO**

### **Artículo 5-9**

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 aislación.
- d) Prueba de formación fortuita de isla eléctrica.
- e) Limitación de inyecciones de potencia y disparo transferido.

### **Artículo 5-10**

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 4-7.
- b) Inspección para confirmar la existencia del Interruptor de Acoplamiento, en concordancia con lo establecido en el Artículo 4-6.

- 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 4-36 y Artículo 4-37.

### **Artículo 5-11**

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 4-36 y Artículo 4-37.

### **Artículo 5-12**

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**

Para las pruebas de aislación 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 4-32.

### **Artículo 5-14**

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**

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 4-22.

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**

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**

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**

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 Artículo 4-14 y Artículo 4-17. Adicionalmente, los equipos 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 CDEC, en conformidad a lo indicado en el Artículo 4-17.

### **Artículo 5-19**

El PMGD que cuente con reconexión automática deberá verificar que ésta se realiza según las exigencias del Artículo 4-39.

### **Artículo 5-20**

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 recomienza 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**

El FORMULARIO 9, contiene todos los aspectos relacionados con los resultados de las pruebas de puesta en servicio señaladas en el presente Título. Las pruebas definidas en dicho formulario deben ser realizadas en presencia de la Empresa Distribuidora.

Una vez superadas las pruebas, dicho formulario debe ser firmado y archivado por el PMGD y la Empresa Distribuidora como comprobante de la realización de ellas. Adicionalmente, la Empresa Distribuidora deberá enviar copia del FORMULARIO 9 a la Superintendencia, con copia al CDEC respectivo, dentro de los 5 días siguientes a la realización de estas pruebas.

### **Artículo 5-22**

La comunicación al CDEC deberá incluir una carta dirigida a las Direcciones Técnicas solicitando la Entrada en Operación. El CDEC comunicará mediante carta dirigida al PMGD, a la

## CAPÍTULO 5

---

Superintendencia y a la Comisión, el otorgamiento de la autorización indicando la fecha de Entrada en Operación, a partir de la cual la instalación respectiva quedará disponible por parte del CDEC para todos los efectos establecidos en la normativa vigente. En caso de rechazo, el CDEC indicará a la empresa los requerimientos que se encuentran pendientes.

**CAPÍTULO 6 :  
Pruebas Periódicas de la  
Instalación de Conexión**

### **Artículo 6-1**

El Operador del PMGD deberá mantener siempre en buenas condiciones técnicas todas las instalaciones requeridas para la operación coordinada con la Empresa Distribuidora. 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.

Cada Informe de Pruebas deberá documentar cronológicamente las pruebas realizadas los que deberán estar siempre accesibles para la Empresa Distribuidora, la Superintendencia y la Comisión. Dicho informe contemplará los aspectos detallados en el FORMULARIO 10.

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 Artículo 6-1.

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**

La Empresa Distribuidora, podrá desconectar a un PMGD del SD, sin previo aviso, en caso que compruebe peligro inminente o además perturbaciones que encontrándose fuera de los rangos establecidos en la Norma Técnica correspondiente que afecten sus propias instalaciones. Esto también es válido para el caso en que la superación de la potencia inyectada máxima comprometa la operación del SD o que 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 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 7 : Disposiciones Transitorias

### **Artículo 7-1**

La presente NT, entrará en vigencia a partir de la fecha de publicación de su resolución exenta aprobatoria en el Diario Oficial, y en consistencia con lo establecido en los respectivos artículos transitorios del Artículo 7-2 al Artículo 7-4.

En consecuencia, el Interesado que ha recibido información de las Empresas Distribuidoras, pero que aún no ha presentado una SCR a la fecha de publicación de la presente NT, se deberá someter a lo dispuesto en dicha NT.

No obstante lo anterior, los Interesados que han iniciado el proceso de conexión y se encuentren con la SCR ingresada a la Empresa Distribuidora antes de la fecha de entrada en vigencia de la presente NT, en tales casos, la Empresa Distribuidora deberá proceder de la siguiente forma:

- Si la respuesta a la SCR será favorable, la tramitación deberá continuar según la NT vigente al momento de la presentación de la SCR.
- Si la respuesta a la SCR será desfavorable, la Empresa Distribuidora deberá responder al Interesado mediante el “FORMULARIO 6B: ENTREGA RESULTADOS ESTUDIOS TÉCNICOS A INTERESADO” de la presente NT, y el Interesado en un plazo acordado entre las partes, deberá ingresar a la Empresa Distribuidora el “FORMULARIO 7: ENVÍO INFORME DE CRITERIOS DE CONEXIÓN” de la presente NT, junto con los estudios técnicos corregidos. En este caso, continuará la tramitación de acuerdo a lo dispuesto en la presente NT.

La Empresa Distribuidora deberá registrar la fecha de ingreso de todas las SCR que se encuentren en trámite previo a la fecha de entrada en vigencia de la presente NT, con el objeto de respetar el orden de llegada según lo dispuesto en el Reglamento.

Los Interesados cuya SCR se encuentra en trámite, tendrán el derecho de retirar sus solicitudes e iniciar un nuevo proceso de conexión bajo el amparo de la nueva regulación.

### **Artículo 7-2**

Los PMGD que ya se encuentren conectados a una red de distribución deberán comunicar a la Superintendencia con copia a la Empresa Distribuidora, a más tardar el 1 de Diciembre de 2015, los antecedentes que permiten comprobar que sus instalaciones cumplen con las exigencias que establece la presente Norma. En caso contrario, deberá indicar el plazo en el cual ejecutará las adecuaciones pertinentes, presentando un plan de trabajo con una duración que no podrá superar los 18 meses.

### **Artículo 7-3**

Los PMGD que hayan resuelto el pago asociado a las pérdidas, por un periodo de tiempo definido, previamente al ingreso de la presente NT, tendrán factores de referenciación igual a uno. Sin perjuicio de lo anterior, una vez que el periodo de tiempo haya caducado deberán ser referenciados con el  $FR_L$  del Alimentador al que se encuentre conectado y participar del cálculo de acuerdo a lo dispuesto en el CAPÍTULO 3.

Para efectos de aplicación de la fórmula del Artículo 3-5 se deberán considerar los siguientes términos:

$P_{Loss_o(h)}$  : Pérdidas en la hora “h” del Alimentador “L”, sin considerar ningún PMGD conectado. Excepto los que tengan un contrato vigente de pago de pérdidas.

$P_{Loss_{PMGD}(h)}$ : Pérdidas en la hora “h” del Alimentador “L” considerando los PMGD conectados. Incluidos los que tengan un contrato vigente de pago de pérdidas.

**Artículo 7-4**

Los PMGD que ya se encuentren conectados a una red de distribución deberán acordar con el CDEC un plazo para adaptar sus instalaciones de manera de dar cumplimiento de las exigencias del sistema de medida del Título 4-4.

**Artículo 7-5**

Las centrales generadoras a las que se refiere el Título 2-4 tendrán un plazo de seis meses corridos para entregar el referido informe al CDEC. Durante este tiempo, el propietario de la central generadora podrá limitar las inyecciones del o los PMGD siempre y cuando las inyecciones puedan afectar la continuidad del servicio de la central.

# CAPÍTULO 8 : Formularios

## **Título 8-1    GENERALIDADES**

### **Artículo 8-1**

Los formularios que se presentan a continuación, son obligatorios para realizar el procedimiento de conexión de un PMGD al SD y se encontrarán disponibles de acuerdo a lo establecido en el Artículo 1-7. Estos deben ser completados en su totalidad según corresponda y la documentación que se solicita adjuntar debe estar en un formato legible.

En los formularios, se indica el “N° de proceso de conexión”, el que debe ser asignado por la Empresa de Distribución e identificará al PMGD durante el proceso de conexión.

### **Artículo 8-2**

Los formularios pueden ser completados a través de cualquier método que resulte legible. Si cualquier información no puede ser escrita en el espacio disponible para ella, quien lo escriba podrá modificar los espacios, pero nunca borrar los ítems que deben ser completados.

## **Título 8-2    FORMULARIOS**



**Esta información será entregada por la empresa distribuida con la respuesta a la SCR en el Formulario 4, solamente en el caso que el PMGD sea clasificado como de Impacto significativo.**

- Nivel de cortocircuito trifásico y monofásico en la cabecera del Alimentador.
- Informar si el transformador se la subestación primaria de distribución en la que conecta al alimentador cuenta con cambiador de taps bajo carga e informar su consigna respectiva.
- Resistencia (secuencia positiva y cero) y reactancia (secuencia positiva y cero) de cada segmento del Alimentador. En caso de existir tramos con cables aislados, se deberá indicar además la susceptancia de secuencia positiva del tramo.
- Últimas lecturas de demanda máxima y mínima anuales (activa y reactiva), en Estado Normal del SD, verificadas o estimadas.
- Capacidad de ruptura de interruptores y reconectores.
- Marca, modelos y ajustes de equipos de protección.
- Capacidad de los transformadores de distribución.
- Capacidad y características de operación de equipos de compensación y reguladores de tensión.
- Plano referenciado geográficamente del Alimentador, donde se distingan los segmentos del trazado y su longitud, equipos de protección y maniobra, transformadores de distribución, equipos de compensación, reguladores de tensión y otros equipos relevantes.
- Proyectos Futuros en el Alimentador (\*)
- Criterios de diseño del Alimentador(\*\*)

Otra información necesaria.  
Especificar:

N° de proceso de conexión:.....	Autoriza a la Empresa Distribuidora en conformidad al artículo. 15°, en cumplimiento de las disposiciones del Reglamento, Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
---------------------------------	--

**DATOS ENVÍO**

Timbre y fecha de recepción Empresa Distribuidora:	Firma, fecha y timbre Interesado:
--	-----------------------------------

(\*) Entiéndase por los proyectos de inversión relevantes que afectarán la información proporcionada sobre el Alimentador, incluyendo ampliaciones o modificaciones de éste, en el plazo máximo de 18 meses, a partir de la fecha de solicitud de los antecedentes.

(\*\*) A efectos de diseñar eventuales instalaciones adicionales.

IDENTIFICACIÓN DE LA SOLICITUD DE INFORMACIÓN		
Número de solicitud:		
N° de proceso de conexión:		
Fecha de la solicitud:		
Fecha de la respuesta:		
IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA		
Nombre:	Teléfono:	
Dirección:	E-mail:	
Ciudad, región:	Código Postal	
Ingeniero Responsable		
Nombre:	Teléfono:	
Cargo:	E-mail:	
DATOS RELACIONADOS CON EL PMGD		
Nombre del proyecto:	Potencia activa a inyectar:.....MW	
ANTECEDENTES TÉCNICOS DE LA RED		
Nombre Alimentador:	Nivel de tensión.....kV	
Punto de Conexión– Geo referenciado : (coordenada en formato UTM Datum WGS 84)		
Código ID de Alimentador (Proceso Star):		
Código de Estructura de Empresas de Distribución a contactarse:	Tipo de estructura:	
Nivel de cortocircuito en la cabecera del Alimentador	Trifásico:.....MVA	Monofásico.....MVA
Nivel de cortocircuito en el Punto de Conexión	Trifásico:.....MVA	Monofásico.....MVA
DATOS DE TRAMITACIÓN		
Cantidad de SCR en trámite en alimentador:	Cantidad de SCR en trámite para PMGD INS: Cantidad de SCR en trámite para PMGD no INS:	
OTROS ANTECEDENTES A ENTREGAR		
<input type="checkbox"/> Nómina de los Interesados en conectar o en modificar las condiciones previamente establecidas para la conexión y/u operación de un PMGD con ICC aprobada.		
<input type="checkbox"/> Nómina de los PMGD u otros medios de generación que ya se encuentren operando en el Alimentador seleccionado.		
<input type="checkbox"/> Cronograma de todas las SCR en trámite del alimentador, la cual deberá contener las fechas estimadas de tramitación de cada PMGD, respetando el orden de llegada de la SCR y los plazos legales regulados el proceso de conexión, también deberá informarse la fecha estimada en que se tramitara el presente PMGD.		
<input type="checkbox"/> Listado de Estudios Técnicos requeridos, para el caso de ser clasificado como PMGD de impacto significativo, en conformidad al artículo 16, literal c del Reglamento.		
<b>Comentarios adicionales:</b>		

Lugar, fecha

Firma:

Recibido:

Hoja de datos del PMGD	
<p><b>Operador (socio contractual):</b></p> <p>Nombre:</p> <p>Nombre de Representante legal:</p> <p>Dirección:</p> <p>Ciudad, región:</p> <p>Giro:</p> <p>Código SII:</p> <p>Teléfono:</p> <p>E-mail:</p>	
<p><b>Ubicación de la Planta</b></p> <p>Dirección:</p> <p>Ciudad, región:</p> <p><b>Constructor:</b></p> <p>Nombre:</p> <p>Ciudad, región:</p> <p>Teléfono:</p> <p>E-mail:</p>	
Datos de solicitud de Información	
<p>Nº de proceso de conexión:</p> <p>Fecha de la respuesta F2:</p>	
Datos de conexión	
<p>Potencia activa a inyectar: MW</p> <p>Potencia Instalada de PMGD: MW</p> <p>Predicción de energía anual: MWh</p> <p>Potencia Instalada de los consumos: MW</p> <p>Vida Útil de PMGD: Años</p>	<p>Sistema de Generación</p> <p><input type="checkbox"/> Convencionales</p> <p><input type="checkbox"/> Basados en ERNC</p> <p><input type="checkbox"/> Cogeneración Eficiente: _____%</p> <p>PMGD pertenece a una Instalación Compartida <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/></p>
<p>Punto de Conexión (coordinada en formato UTM Datum WGS 84)</p> <p>Geo referencia:</p> <p>Nombre de Alimentador:</p> <p>Código ID de Alimentador (Proceso Star):</p>	
<p>Solicita evaluación como PMGD de impacto no significativo <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/></p> <p>(Para PMGD menores o iguales a 1,5 MW) <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/></p>	
Instalación	
<p><b>Punto de Conexión</b></p> <p><b>Transformador de red</b></p> <p>Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/></p> <p><b>Barra</b></p> <p><b>Número de unidades (Formulario 3A)</b> <input type="checkbox"/></p> <p><b>Número de unidades (Formulario 3B)</b> <input type="checkbox"/></p> <p><b>Número de unidades (Formulario 3B)</b> <input type="checkbox"/></p>	
<p>Descripción del PMGD:</p>	
<p>Transformador de red (si es necesario instalar)</p>	<p>Tipo de conexión:</p> <p>Impedancia de cortocircuito de secuencia positiva: ..... %</p> <p>Impedancia de cortocircuito de secuencia cero:..... %</p>

	<b>Lado de Alta Tensión:</b> Tensión nominal: .....kV Potencia nominal: ..... MVA Tap máximo: .....kV Tap mínimo:..... kV Número de taps:.....	<b>Lado de Baja Tensión</b> Tensión nominal.....kV
Protecciones RI	Incremento de frecuencia: ..... Hz    Tiempo de disparo: ..... s * Caída de frecuencia: .....Hz    Tiempo de disparo: ..... s *	
	<b>Parámetros al lado de Alta Tensión del Transformador de red</b> Aumento de Tensión: ..... U <sub>n</sub> Tiempo de disparo: ..... s * Caída de Tensión: ..... U <sub>n</sub> Tiempo de disparo: ..... s *	
	<b>Parámetros de Protección de red de Baja Tensión. (Aplica para Inversores o convertidores)</b> Aumento de Tensión: ..... U <sub>n</sub> Tiempo de disparo:..... s * Caída de Tensión: ..... U <sub>n</sub> Tiempo de disparo:..... s *	
Unidad de compensación (si es necesario instalar)	Potencia reactiva .....kVar	
	controlada acoplada inductivamente circuito de absorción	Sí <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> para.....Hz
Líneas	<b>Lado de Alta Tensión de la instalación:</b> Longitud del cable: ..... km Tipo y sección del cable ..... Longitud de línea aérea: ..... km Tipo y sección de la línea ...	
	<b>Lado de Baja Tensión de la instalación (hasta barra de unidad generadora):</b> Longitud del cable: ..... km Tipo y sección del cable ..... Longitud de línea aérea: ..... km Tipo y sección de la línea ...	
Anexos	Diagrama Unilineal con datos de equipos empleados y Planos de la planta ..... Cronograma de ejecución del proyecto ..... Proyección de diaria de generación e inyección del PMGD ..... Número de formularios 3A ..... Número de formularios 3B .....	
Comentarios		
<b>DATOS ENVÍO</b>		
Timbre y fecha de recepción Empresa Distribuidora:		Firma, fecha y timbre Interesado:

Página 2 de 3

Página 3 de 3

<b>Hoja de datos del PMGD (Esta página será llenada por la Empresa de Distribución)</b>	
N° de proceso de conexión:	
Número de solicitud de conexión:	
Fecha de Ingreso SCR:	Hora de Ingreso SCR:
<b>DATOS TÉCNICOS</b>	
<b>Conexión a la red</b>	
Punto de Conexión:	

Código de estructura Distribución:

ID Alimentador(Proceso Star-SEC):

Nivel de cortocircuito en el Punto de Conexión.....MVA

En media tensión, conexión a S/E de la \_\_\_\_\_ S/E del cliente Sí  No

Ubicación de equipos de medida Baja Tensión  Media Tensión

Equipo Desconectador de instalación de conexión accesible en cualquier momento Sí  o No

Tipo: .....

Lugar: .....

Equipo Compacto de medida ubicación en común acuerdo con Distribuidora Sí  o No

Tipo: .....

Lugar: .....

Protección RI instalada de instalación de conexión sensar en MT Sí  o No

Tipo: .....

Lugar de instalación: .....

Interruptor de Acoplamiento Opera en MT Sí  o No

(No Obligatorio para Instalaciones Compartidas, ni PMGD inferiores 1 MW)

Tipo: .....

Lugar: .....

**Lista de chequeo** (verificar antes de la puesta en servicio)

Los siguientes antecedentes del operador están en poder de la Empresa \_\_\_\_\_:

- Plano de ubicación con límites del terreno y lugar del PMGD
- Unilineal de toda la instalación eléctrica, con datos de los equipos empleados
- Planos de cableado, con datos sobre tipo, fabricante, conexión y función de cada una de las protecciones
- Descripción del tipo y forma de operar de la máquina motriz y del generador, así como de la forma de conexión a la red
- Cronograma de ejecución del proyecto.
- Protocolo con los ajustes de las protecciones del PMGD
- Proyección diaria de generación e inyección del PMGD.
- Otros (detallar)

\_\_\_\_\_  
Lugar y fecha

\_\_\_\_\_  
Nombre y Unidad operativa de la Empresa

\_\_\_\_\_  
Revisor, teléfono

Hoja de Datos del PMGD (Este formulario será llenado por el operador <input type="checkbox"/> o el constructor <input 2"="" type="checkbox/&gt;)&lt;/th&gt; &lt;/tr&gt; &lt;/thead&gt; &lt;tbody&gt; &lt;tr&gt; &lt;td colspan="/> <u>Operador (socio contractual):</u> Nombre: Dirección: Ciudad: <td colspan="2"><u>Ubicación de la planta:</u> Dirección: Ciudad:</td>				<u>Ubicación de la planta:</u> Dirección: Ciudad:	
Unidad	Fabricante:..... Tipo:..... Cogeneración Eficiente: Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	Número de unidades idénticas: .....			
Energético primario	Eólico <input type="checkbox"/> Hidro <input type="checkbox"/> Fotovoltaica <input type="checkbox"/> Biomasa <input type="checkbox"/>	Gas natural <input type="checkbox"/> GLP <input type="checkbox"/> Fuel oil/diésel <input type="checkbox"/> Desechos <input type="checkbox"/>	Otro <input type="checkbox"/> .....		
Modos de operación	Operación en isla prevista <input type="checkbox"/> si <input type="checkbox"/> no <input type="checkbox"/> Inyección al sistema <input type="checkbox"/> si <input type="checkbox"/> no <input type="checkbox"/>				
Datos del generador	Generador sincrónico <input type="checkbox"/> Potencia activa: MW Potencia Aparente: MVA Tensión nominal: kV Corriente nominal: kA	Generador asincrónico <input type="checkbox"/> Directamente acoplado <input type="checkbox"/> Doblemente alimentado <input type="checkbox"/> Otro: ..... <input type="checkbox"/> Corriente de arranque: kA Para generadores eólicos (informe de pruebas): S <sub>max 10 min</sub> ..... MVA			
Transformador de la máquina (si es necesario instalar)	Potencia nominal: MVA Tensión nominal de AT: kV Tensión nominal de BT: kV Impedancia de cortocircuito: %				
Protecciones RI de Punto de Conexión	Fabricante: .....	Tipo: .....			
	RI Instalada en <input type="checkbox"/> lado de alta tensión Lugar: ..... Tipo protecciones Anti isla: ..... Ajustes protecciones Anti isla: .....	Interruptor de Acoplamiento <input type="checkbox"/> lado de alta tensión <input type="checkbox"/> lado de baja tensión <input type="checkbox"/> en la barra de la instalación			
	Incremento de frecuencia .....Hz Caída de frecuencia.....Hz	Tiempo de disparo.....s*			
	Aumento de tensión.....V Caída de tensión.....V	Tiempo de disparo.....s*			
Unidad de compensación (si es necesaria)	Potencia reactiva: ..... kVAr Controlada <input type="checkbox"/> Acoplada inductivamente <input type="checkbox"/> Circuito de absorción <input type="checkbox"/>	Sí <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> para.....Hz	No <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>		
Líneas (unidad a barra)	Cable <input type="checkbox"/> Línea aérea <input type="checkbox"/>	Longitud: .....km Tipo y sección: .....			
Comentarios					
Timbre y fecha de recepción Empresa Distribuidora:		Firma, fecha y timbre Interesado:			

<b>Hoja de Datos del Inversor</b> (Este formulario será llenado por el operador o el constructor)			
<u>Operador (socio contractual):</u> Nombre: Dirección: Ciudad:		<u>Ubicación de la planta:</u> Dirección: Ciudad:	
Unidad	Fabricante:..... Tipo:..... Cogeneración Eficiente: Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	Número de unidades idénticas: .....	
Energético primario	Eólico <input type="checkbox"/> Hidro <input type="checkbox"/> Fotovoltaica <input type="checkbox"/> Biomasa <input type="checkbox"/>	Gas natural <input type="checkbox"/> GLP <input type="checkbox"/> Fuel oil/diésel <input type="checkbox"/> Desechos <input type="checkbox"/>	Otro <input type="checkbox"/> .....
Modos de operación	Operación en isla prevista Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> Inyección al sistema Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>		
Datos del inversor	Control desde red <input type="checkbox"/>	Op. 6 pulsos <input type="checkbox"/>	Modulación de pulso <input type="checkbox"/>
	Control en planta <input type="checkbox"/>	Op. 12 pulsos <input type="checkbox"/>	Otro <input type="checkbox"/> .....
	Protección Anti-Isla Integrada: si <input type="checkbox"/> no <input type="checkbox"/>		Certificado en base a la norma .....
	<b>Configuración de protecciones de inversores:</b> Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>		
	Incremento de frecuencia .....Hz		Tiempo de disparo.....s*
	Caída de frecuencia.....Hz		Tiempo de disparo.....s*
Protecciones RI de Punto de Conexión	Fabricante: .....		Tipo: .....
	RI Instalada en <input type="checkbox"/> lado de alta tensión		Interruptor de Acoplamiento <input type="checkbox"/> lado de alta tensión
	Lugar: .....		<input type="checkbox"/> lado de baja tensión
	Tipo protecciones anti isla: .....		<input type="checkbox"/> en la barra de la instalación
	Ajustes protecciones anti isla: .....		
	Incremento de frecuencia .....Hz		Tiempo de disparo.....s*
Unidad de compensación (si es necesaria)	Potencia reactiva kVAr		
	Controlada	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
	Acoplada inductivamente	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
	Circuito de absorción	Sí <input type="checkbox"/> para.....Hz	No <input type="checkbox"/>
Líneas (unidad a barra)	Cable <input type="checkbox"/>	Longitud km	
	Línea aérea <input type="checkbox"/>	Tipo y sección:	
Comentarios:			
<b>DATOS ENVÍO</b>			
Timbre y fecha de recepción Empresa Distribuidora:		Firma, fecha y Timbre Interesado:	

(\*) D.S. 327/97: Índices de contaminación por inyección de armónicas de corriente

IDENTIFICACIÓN DE LA SCR	
Número de Solicitud SCR: N° de proceso de conexión: Fecha de ingreso SCR: Fecha de respuesta SCR:	
IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA	
Nombre: Dirección: Ciudad, región:	Teléfono: E-mail: Código Postal:
Ingeniero Responsable	
Nombre: Cargo:	Teléfono: E-mail:
DATOS RELACIONADOS CON EL PMGD	
Nombre del proyecto: Nombre de Alimentador: Código ID de Alimentador (Proceso Star):	
<b>PMGD solicitó evaluación Impacto No significativo</b> Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	
<b>Análisis de PMGD de Impacto no Significativo</b>	
El PMGD cumple con el requisito de flujo de potencia	Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
El PMGD cumple con los requisitos de variación de tensión en el Alimentador	Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
El PMGD cumple con los requisitos respecto al aporte de corriente de cortocircuito	Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
El PMGD cumple con los requisitos de coordinación de protecciones	Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
En caso que alguno o algunos de los requisitos anteriores no se cumpla, indicar la potencia a inyectar para la cual se tiene pleno cumplimiento de los requisitos para ser considerado PMGD de Impacto No Significativo: _____ MW	
<b>Se adjuntan respaldos técnicos del análisis (Obligatorio)</b> <input type="checkbox"/>	
Antecedentes requeridos para PMGD de impacto significativo	
Los siguientes estudios serán requeridos en caso que el PMGD no califique como de Impacto No Significativo y no modifique su potencia a inyectar:	
Estudio de flujos de potencia	Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
Estudio de cortocircuitos	Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
Estudio de protecciones	Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
<input type="checkbox"/> Cronograma, señalando las etapas y plazos para la realización y entrega de los Estudios Técnicos. <input type="checkbox"/> Costo y modalidad de pago de cada estudio.	
ANTECEDENTES A ENTREGAR PARA PMGD DE IMPACTO SIGNIFICATIVO	
<input type="checkbox"/> Secciones y capacidad de diseño de los conductores de cada segmento del Alimentador. <input type="checkbox"/> Informar si el transformador se la Subestación Primaria de Distribución en la que conecta al alimentador cuenta con cambiador de taps bajo carga e informar su consigna respectiva. <input type="checkbox"/> Resistencia (secuencia positiva y cero) y reactancia (secuencia positiva y cero) de cada segmento del Alimentador. <input type="checkbox"/> Últimas lecturas de demanda máxima y mínima anuales (activa y reactiva), en estado normal, verificadas o estimadas. <input type="checkbox"/> Capacidad de ruptura de interruptores y reconectores. <input type="checkbox"/> Marca, modelos y ajustes de equipos de protección. <input type="checkbox"/> ¿Existen equipos de protección de sobrecorriente con curvas extremadamente inversas?:    Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> Capacidad de los transformadores de distribución. <input type="checkbox"/> Capacidad y características de operación de equipos de compensación y reguladores de tensión. <input type="checkbox"/> Plano referenciado geográficamente del Alimentador, donde se distingan los segmentos del trazado y su longitud, equipos de protección y maniobra, transformadores de distribución, equipos de compensación, reguladores de tensión y otros equipos relevantes. <input type="checkbox"/> Nómina de los Interesados en conectar o en modificar las condiciones previamente establecidas para la	

<p>conexión y/u operación de un PMGD.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Nómina de los PMGD u otros Medios de Generación que ya se encuentren operando en el Alimentador seleccionado.</li> <li><input type="checkbox"/> Listado de Estudios Técnicos requeridos, para el caso de ser clasificado como PMGD de impacto significativo, con detalle de costos y plazo de ejecución de estudios.</li> <li><input type="checkbox"/> Criterios de diseño del Alimentador.</li> <li><input type="checkbox"/> Información sobre proyectos futuros en el Alimentador.</li> <li><input type="checkbox"/> Borrador del contrato de conexión y operación o borrador de la modificación del contrato de conexión y operación, según corresponda.</li> </ul>	
<p><b>Observaciones:</b></p>	
<p><b>DATOS ENVÍO</b></p>	
<p>Lugar, fecha de envío</p>	<p>Firma ingeniero responsable y timbre Empresa Distribuidora</p>

IDENTIFICACIÓN DEL INTERESADO	
Persona natural o representante legal	
Nombre: Rut: Dirección: Ciudad:	Región: Teléfono: E-mail: Código Postal:
Persona jurídica (si corresponde)	
Nombre: Rut: Giro: Código SII::	Dirección: Ciudad: Teléfono: E-mail:
DATOS RELACIONADOS CON EL PMGD	
Nombre del proyecto: Nombre de Alimentador: Código ID de Alimentador (Proceso Star):	N° de proceso de conexión: Número de Solicitud SCR: Fecha de la SCR:
<b>Aceptación clasificación de "PMGD que produce impacto no significativo"</b>	
<input type="checkbox"/> Sí acepta respuesta de SCR <input type="checkbox"/> Sí acepta Bajar potencia de PMGD para ser clasificado como Impacto No significativo y adjunta nueva SCR con potencia modificada. <input type="checkbox"/> No acepta y desiste del proyecto	
<b>Aceptación de realización de Estudios Técnicos para los PMGD de impacto significativo</b>	
Acepta realizar listado de estudios: <input type="checkbox"/> Sí acepta, <input type="checkbox"/> No acepta	Los estudios serán realizados por: <input type="checkbox"/> Empresa Distribuidora <input type="checkbox"/> Por terceros Indicar Nombre: Datos de Contacto:
<b>Comunicación de realización de Estudios Técnicos por parte del Interesado</b> (Solo aplica para estudios realizados por terceros) (Artículo. 17° del Reglamento)	
Los siguientes antecedentes se envían junto al presente Formulario: <input type="checkbox"/> Listado de Estudios Técnicos a realizar con cronograma, señalando las etapas y plazos de entrega de estudios técnicos y sus respectivas observaciones.	
DATOS ENVÍO	
Timbre y fecha de recepción Empresa Distribuidora:	Firma, fecha y timbre Interesado:

<b>IDENTIFICACIÓN DEL INTERESADO</b>	
Persona natural o representante legal	
Nombre: Rut: Dirección: Ciudad:	Región: Teléfono: E-mail: Código Postal:
Persona jurídica (si corresponde)	
Nombre: Rut: Giro: Código SII::	Dirección: Ciudad, región: Teléfono: E-mail:
<b>DATOS RELACIONADOS CON EL PMGD</b>	
Nombre del proyecto: Nombre de Alimentador: Código ID de Alimentador (Proceso Star):	N° de proceso de conexión: Fecha de ingreso Formulario 5:
<b>Entrega de Estudios Técnicos</b> (artículo 17° del Reglamento)	
Los siguientes antecedentes se envían junto al presente Formulario:	Fecha de entrega próximos estudios: Día mes año
Estudio de flujos de potencia                      Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	Estudio de flujos de potencia:                      /                      /
Estudio de cortocircuitos                            Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	Estudio de cortocircuitos:                            /                      /
Estudio de protecciones                            Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	Estudio de protecciones:                            /                      /
<b>Observaciones</b>	
<b>DATOS ENVÍO</b>	
Timbre y fecha de recepción Empresa Distribuidora:	Firma, fecha y timbre Interesado:

<b>IDENTIFICACIÓN DEL FORMULARIO 5</b>	
Número de Solicitud F5: N° de proceso de conexión: Fecha de ingreso F5: Fecha de respuesta:	
<b>IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA</b>	
Nombre: Dirección: Ciudad, región:	Teléfono: E-mail: Código postal:
<b>Ingeniero Responsable</b>	
Nombre: Cargo:	Teléfono: E-mail:
<b>DATOS RELACIONADOS CON EL PMGD</b>	
Nombre del proyecto: Nombre de Alimentador: Código ID de Alimentador (Proceso Star):	
<b>Entrega de Resultados de Estudios Técnicos (artículo 17° del Reglamento)</b>	
Los siguientes antecedentes se envían junto al presente Formulario: Informe de estudio de flujos de potencia y eventuales Obras Adicionales a ejecutar y su costo aproximado ¿Con observaciones? Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> – Fecha entrega correcciones:  Informe de estudio de cortocircuitos y eventuales Obras Adicionales a ejecutar y su costo aproximado ¿Con observaciones? Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> – Fecha entrega correcciones:  Informe de estudio de protecciones y eventuales Obras Adicionales a ejecutar y su costo aproximado ¿Con observaciones? Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> – Fecha entrega correcciones:	
<b>Costos de eventuales Obras Adicionales a ejecutar</b>	
Informado en estudio de flujos de potencia: Informado en estudio de flujos de cortocircuitos: Informado en estudio de flujos de protecciones: Costo totales informados de eventuales Obras Adicionales a ejecutar:	
<b>Observaciones</b>	
<b>DATOS ENVÍO</b>	
Lugar, fecha de envío	Firma ingeniero responsable y timbre Empresa Distribuidora

<b>IDENTIFICACIÓN DEL INTERESADO</b>										
Persona natural o representante legal										
Nombre:	Región:									
Rut:	Teléfono:									
Dirección:	E-mail:									
Ciudad:	Código Postal:									
Persona jurídica (si corresponde)										
Nombre:	Dirección:									
Rut:	Ciudad, región:									
Giro:	Teléfono:									
Código SII:	E-mail:									
<b>DATOS RELACIONADOS CON EL PMGD</b>										
Nombre del proyecto:	Número de Solicitud F5:									
Nombre de Alimentador:	N° de proceso de conexión:									
Código ID de Alimentador (Proceso Star):	Fecha de respuesta F6B:									
<b>Ratificación por parte del Interesado (artículo 17° del Reglamento)</b>										
<input type="checkbox"/> Sí, el Interesado ratifica los resultados de o los estudios. <table style="width: 100%; margin-left: 100px;"> <tr> <td style="text-align: center;">Estudio de flujos de potencia</td> <td style="text-align: center;">Sí <input type="checkbox"/></td> <td style="text-align: center;">No <input type="checkbox"/></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Estudio de cortocircuitos</td> <td style="text-align: center;">Sí <input type="checkbox"/></td> <td style="text-align: center;">No <input type="checkbox"/></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Estudio de protecciones</td> <td style="text-align: center;">Sí <input type="checkbox"/></td> <td style="text-align: center;">No <input type="checkbox"/></td> </tr> </table>		Estudio de flujos de potencia	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	Estudio de cortocircuitos	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	Estudio de protecciones	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Estudio de flujos de potencia	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>								
Estudio de cortocircuitos	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>								
Estudio de protecciones	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>								
<input type="checkbox"/> El Interesado adjunta estudios corregidos y solicita reevaluación										
<input type="checkbox"/> Sí, el Interesado ratifica su interés de continuar con los Estudios o con la etapa siguiente.										
<input type="checkbox"/> No, el Interesado no ratifica su interés de continuar con los Estudios.										
<b>Observaciones</b>										
<b>DATOS ENVÍO</b>										
Timbre y fecha de recepción Empresa Distribuidora:	Firma, fecha y timbre Interesado:									

<b>IDENTIFICACIÓN</b>	
Número de Solicitud: N° de proceso de conexión: Fecha de ingreso SCR: Fecha de ingreso F7: Fecha de entrega de ICC:	
<b>IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA</b>	
Nombre: Dirección: Ciudad, región:	Teléfono: E-mail: Código Postal:
<b>Ingeniero Responsable</b>	
Nombre: Cargo:	Teléfono: E-mail:
<b>DATOS RELACIONADOS CON EL PMGD</b>	
Nombre del proyecto:	
<b>Punto de Conexión</b>	
Geo referenciado : (coordenada en formato UTM Datum WGS 84) Código de estructura de distribución:	Código ID de Alimentador (Proceso Star): Nombre del Alimentador: Tipo de estructura:
<b>Envío de Informe de Criterios de Conexión</b> (Artículos 16° quinquies y 16° sexies del Reglamento)	
<b>ICC PARA PMGD CLASIFICADOS COMO DE IMPACTO NO SIGNIFICATIVO</b>	
<b>Datos de Conexión</b> Potencia Activa a inyectar: .....MW Predicción de energía anual: .....MWh Vida Útil de PMGD: .....	<input type="checkbox"/> Adjunta Factor de Referenciación de inyecciones a la fecha de emisión de ICC según formato establecido por el CDEC respectivo Costos de conexión al SD: ..... Fecha de Vigencia de ICC: ..... Renovación ICC:   Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> - Fecha:
Los siguientes antecedentes se envían junto al presente Formulario:	
<input type="checkbox"/> Informe de Criterios de Conexión, el cual debe incluir el cálculo de Factor de Referenciación de Inyecciones a la fecha de emisión de ICC (artículo 38° del Reglamento)	
<b>ICC PARA PMGD CLASIFICADOS COMO DE IMPACTO SIGNIFICATIVO</b>	
<b>Datos de Conexión</b> Potencia Activa a inyectar: .....MW Predicción de energía anual: .....MWh Vida Útil de PMGD: ..... <input type="checkbox"/> Adjunta Factor de Referenciación de inyecciones a la fecha de emisión de ICC según formato establecido por el CDEC respectivo	Demanda actual del Alimentador: .....MW Demanda proyectada del Alimentador: .....MW Años de proyección de demanda: ..... Plazos de ejecución de Obras Adicionales:.....Días Costos de conexión al SD: ..... Costo final a pagar: ..... Fecha de Vigencia de ICC: ..... Renovación ICC:   Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/> - Fecha:
Valor presente de costo de inversión, operación y mantenimiento sin PMGD (\$):	
Valor presente de costo de inversión, operación y mantenimiento con PMGD (\$):	

<p><u>Para el caso de aquellos PMGD que producen un impacto significativo en la red:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><input type="checkbox"/> Informe de Criterios de Conexión, el cual debe incluir el cálculo de los Factores de Referenciación de Inyecciones a la fecha de emisión del ICC (artículo 38° del Reglamento)</li> <li><input type="checkbox"/> Metodología utilizada para estimar la demanda de energía y antecedentes que sustentan el cálculo, incluyendo el consumo histórico (Adjuntar al formulario).</li> <li><input type="checkbox"/> Listado de PMGD en operación o con ICC vigente considerados en el cálculo (Adjuntar al formulario).</li> <li><input type="checkbox"/> Informe de Costos de Conexión (artículo 32° del Reglamento), que debe incluir:            Valor presente de costo de inversión, operación y mantenimiento sin PMGD (\$)            Valor presente de costo de inversión, operación y mantenimiento con PMGD (\$)</li> </ul>		
<p><b>Costos de conexión:</b></p> <p>El desglose de costos y el detalle de plazos de ejecución de las obras que se detallan a continuación podrá incluirse en el informe de costos de conexión y omitirse de este formulario.</p>		
Detalle de costos por ítem	Costo de ítem (\$)	Código VNR de ítem u homologable
DETALLE DE PLAZO EJECUCIÓN DE LAS OBRAS		
<b>DATOS ENVÍO</b>		
Lugar, fecha de envío	Firma ingeniero responsable y timbre Empresa Distribuidora	

<b>IDENTIFICACIÓN DEL INTERESADO</b>	
Persona natural o representante legal	
Nombre: Rut: Dirección: Ciudad:	Región: Teléfono: E-mail: Código Postal:
Persona jurídica (si corresponde)	
Nombre: Rut: Giro: Código SII::	Dirección: Ciudad, región: Teléfono: E-mail:
<b>DATOS RELACIONADOS CON EL PMGD</b>	
Nombre del proyecto: Nombre del Alimentador: Código ID de Alimentador (Proceso Star):	N° de proceso de conexión: Número de solicitud ICC: Fecha de entrega de ICC:
<b>Declaración por parte del Interesado</b>	
El Interesado, a partir de la revisión del ICC declara:	
<input type="checkbox"/> Aceptar conforme el ICC enviado por la Empresa Distribuidora y reserva capacidad solicitada <input type="checkbox"/> No aceptar el ICC y solicita correcciones. Además adjunta antecedentes que fundamentan su disconformidad <input type="checkbox"/> No Aceptar el ICC enviado por la Empresa Distribuidora y no continuar con el proceso de conexión	
<b>Observaciones</b>	
<b>DATOS ENVÍO</b>	
Timbre y fecha de recepción Empresa Distribuidora:	Firma del solicitante:

<b>Nombre de PMGD</b>		<b>N° de proceso de conexión:</b>				
<b>Persona natural o representante legal</b>						
Nombre:			Región:			
Rut:			Teléfono:			
Dirección:			E-mail:			
Ciudad:			Código Postal:			
<b>Persona jurídica (si corresponde)</b>						
Nombre:			Dirección:			
Rut:			Ciudad, región:			
Giro:			Teléfono:			
Código SII:			E-mail:			
Operador (o socio contractual)			Ubicación de la planta			
Nombre:			Dirección:			
Dirección:			Comuna:			
Comuna:			Constructor de la planta			
Teléfono:			Nombre:			
Fax:			Dirección:			
Fecha de ICC:			Fono/Fax:			
N° Solicitud ICC:			N° de proceso de conexión:			
Código ID de Alimentador:						
<b>Inspección Visual</b>						
Inspección para asegurar el cumplimiento de las exigencias establecidas en el Artículo 4-6.					Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Inspección para confirmar la existencia del Interruptor de Acoplamiento, en concordancia con lo establecido en el Artículo 4-5.					Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
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 los artículos 4-33 y 4-34.					Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Verificar la existencia de protecciones con funciones de Sobrecorriente de Fase, Sobrecorriente Residual y de Sobretensión de Secuencia Cero, según corresponda.					Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Ubicación de Equipos de medida concuerdan con lo acordado.					Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
<b>Protección RI: Parámetros de desconexión</b>						
<b>Rango de tensión configurado (% de Vn)</b>	<b>Rango de tensión [% de V<sub>n</sub>]</b>	<b>Tiempo de despeje configurado [s]</b>	<b>Tiempo de despeje [s]</b>	<b>Opera correctamente</b>		
	V < 50		0,16	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	
	50 ≤ V ≤ 90		2	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	
	110 < V < 120		1	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	
	V ≥ 120		0,16	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	
<b>Rango de Frecuencia configurado [Hz]</b>	<b>Rango de Frecuencia [Hz]</b>	<b>Tiempo de despeje configurado [s]</b>	<b>Tiempo de despeje [s]</b>	<b>Opera correctamente</b>		
	>51,5		0,1	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	
	51,5 a 51,0		90	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	
	51,0 a 49,0		Permanente	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	
	49,0 a 48,0		90	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	
	< 48,0		0,1	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	
<b>Parámetros de reconexión</b>						
<b>Zona</b>	<b>Rango de tensión configurado (% de Vn)</b>	<b>Rango de tensión [% de V<sub>n</sub>]</b>	<b>tiempo de reconexión configurado [min]</b>	<b>Tiempo de reconexión [min]</b>	<b>Opera correctamente</b>	
Red Urbana		0,94 Vn ≤ Vn ≤ 1,06 Vn		< 5 minutos	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Red Rural		0,92 Vn ≤ Vn ≤ 1,08 Vn		< 5 minutos	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
<b>Zona</b>	<b>Rango de frecuencia configurado Hz</b>	<b>Rango de frecuencia Hz</b>	<b>tiempo de reconexión configurado (min)</b>	<b>Tiempo de reconexión (min)</b>	<b>Opera correctamente</b>	
Red Urbana		49,6 ≤ Fn ≤ 50,4		< 5 minutos	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Red Rural		49,6 ≤ Fn ≤ 50,4		< 5 minutos	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>

<b>Parámetros de Protección Anti-Isa</b>						
Relé salto vector *		0° a 18°		°	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Relé Rocof *		0 a 1 Hz/seg		Hz/seg	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
*Estos ajustes se acuerdan con la Empresa Distribuidora		0 a 150 ms		ms	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Tiempo de desconexión medido Salto Vector o Rocof:				ms	Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Sellado de Protección RI - N° sello de distribuidora:						
<b>Equipo de medida, condiciones de conexión, compensación</b>						
Cumple con clase de exactitud los equipos de medición					Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Sistema de medida cumple con el sistema de autonomía y telemedida					Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Cumple condiciones de conexión según normativa					Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
La compensación se conecta y desconecta con el generador					Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
El propietario del PMGD y la Empresa Distribuidora han suscrito el contrato de conexión y operación respectivo					Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Sellado de equipo de medida N° de sello.					Sí <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
<b>Observaciones:</b>						
La planta fue puesta en servicio en presencia de los abajo firmantes.						
Con la firma del protocolo, el constructor de PMGD declara haber cumplido todas las exigencias establecidas en la NTCO.						
Lugar y fecha:				Operador del PMGD:		
Constructor del PMGD:				Por la Empresa Distribuidora:		

Página 2 de 2

Pruebas _____			
Informe de pruebas: "Medidas de propiedades eléctricas, para la conexión del PMGD Informe N°: ..... _____ a la red de _____ (resumen)			
<b>Verificación Anual:</b>			
Sí No			
<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> 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 los artículos 4-33 y 4-34.			
Verificaciones	Ajuste	Ajustes visualizados	Tiempo desconexión Visualizados
Protección elevación tensión	1,06 U <sub>nG</sub>		
Protección baja de tensión	0,80 U <sub>nG</sub>		
Protección alza frecuencia	50,5 Hz		
Protección baja de frecuencia	49,5 Hz		
Protección anti isla			
Sí No			
<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> Inspección del correcto funcionamiento del Interruptor de Acoplamiento.			
<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/> Inspección del estado de cada componente del PMGD			
<b>Informe de Inspección Periódica</b>			
Deberá realizarse un informe que detalle el protocolo de inspección con los resultados obtenidos, y medidas para subsanar las posibles observaciones.			
<b>Verificación de Pruebas de Protección RI:</b>			
<input type="checkbox"/> La verificación de operación de protecciones mediante el desajuste de un valor límite produjo desconexión exitosa			
	Ajuste	Valor de disparo	Tiempo desconexión
Protección elevación tensión	1,06 U <sub>nG</sub>		
Protección baja de tensión	0,80 U <sub>nG</sub>		
Protección alza frecuencia	50,5 Hz		
Protección baja de frecuencia	49,5 Hz		
Protección anti isla			
<b>Reconexión automática</b> Sí <input type="checkbox"/> o No <input type="checkbox"/>			
Tiempo de reconexión _____ Ingresar en Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>			
rampa			
Tiempo propio elemento de maniobras: ____ ms <input type="checkbox"/> medido <input type="checkbox"/> según certificado de prueba fabricante			
Singularidades:			
<b>Instalación de sello de Empresa Distribuidora</b>			
N° sello retirado: ..... Fecha: ..... N° sello instalado: ..... Fecha: .....			
Este Informe de Pruebas, de fecha _____			
Mediciones efectuadas por: _____		Fecha: _____	
Instalador Clase A: _____			
Timbre	_____	_____	_____
	Firma	Firma	

**FORMULARIO 11      INFORMA DESCONEXIÓN, RETIRO, MODIFICACIÓN O CESE DE OPERACIONES DE UN PMGD**

<b>IDENTIFICACIÓN DEL INTERESADO</b>	
Persona natural o representante legal	
Nombre:	Región:
Rut:	Teléfono:
Dirección:	E-mail:
Ciudad:	Código Postal:
Persona Jurídica (si corresponde)	
Nombre:	Dirección:
Rut:	Ciudad, región:
Giro:	Teléfono:
Código SII::	E-mail:
<b>DATOS RELACIONADOS CON EL PROYECTO</b>	
Nombre del proyecto:	N° de proceso de conexión:
<b>DECLARACIÓN POR PARTE DEL INTERESADO</b>	
<input type="checkbox"/> El propietario declara que a partir de la fecha dd/mm/aaaa, serán, según corresponda, desconectadas, retiradas, modificadas o cesadas en su operación las siguientes unidades correspondientes al PMGD. <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Identificación de Unidad de Generación</li> <li>○ Características técnicas extraídas de los Datos de Conexión declarados en el F3 Solicitud de Conexión a la Red asociado a su última conexión</li> </ul>	
<input type="checkbox"/> Conjuntamente, declara que dicho proceso ha cumplido con las disposiciones del <i>artículo 146º quáter de la LGSE</i> , los artículos 15º y 21º del Reglamento y el <i>artículo 13º del D.S. N°291</i> , procedimientos e instrucciones del CDEC respectivo.	
<b>DATOS ENVÍO</b>	
Lugar, fecha de envío	Firma y timbre Interesado