



# **NORMA TÉCNICA DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN DE EQUIPAMIENTO DE GENERACIÓN EN BAJA TENSIÓN**

# Índice

<b>Capítulo 1. Terminología y Alcances.....</b>	<b>3</b>
Título 1-1 Objetivos y Alcances .....	3
Título 1-2 Abreviaciones y Definiciones .....	4
<b>Capítulo 2. Procedimiento Técnico de Conexión y Protocolo de Puesta en Servicio .....</b>	<b>7</b>
Título 2-1 Disposiciones Generales para el Procedimiento de Conexión .....	7
Título 2-2 Primera Conexión de un EG al SD .....	8
<b>Capítulo 3. Capacidad Instalada Máxima y Estudios de Conexión .....</b>	<b>9</b>
Título 3-1 Capacidad Instalada Permitida .....	9
Título 3-2 Estudios de Conexión .....	13
<b>Capítulo 4. Exigencias Técnicas para la Conexión del EG al SD .....</b>	<b>15</b>
Título 4-1 Instalación de la Conexión y DESBALANCE .....	15
Título 4-2 Instalaciones de Medida .....	16
Título 4-3 Interruptor de Acoplamiento .....	16
Título 4-4 Protección RI.....	17
Título 4-5 Operación del EG .....	20
Título 4-6 Calidad de Servicio del EG.....	23
<b>Capítulo 5. Formularios Únicos .....</b>	<b>24</b>
Formulario 1: Solicitud de Información .....	24
Formulario 2: Respuesta a la Solicitud de Información.....	25
Formulario 3: Solicitud de Conexión.....	27
Formulario 4: Respuesta a Solicitud de Conexión .....	29
Formulario 5: Notificación de Conexión .....	30
Formulario 6: Protocolo de Conexión de un EG .....	32

# **CAPÍTULO 1. TERMINOLOGÍA Y ALCANCES**

## **TÍTULO 1-1 OBJETIVOS Y ALCANCES**

### **Artículo 1-1 Generalidades**

La presente norma técnica establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de Equipamientos de Generación cuya capacidad instalada total no supere los 100kW, en redes de concesionarios de servicio público de distribución de electricidad, en ejecución de lo dispuesto en el artículo 149° bis del Decreto con Fuerza de Ley N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y de lo previsto en el Decreto N° 71, del 4 de Junio 2014, del Ministerio de Energía, que aprobó el Reglamento para regular el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales.

### **Artículo 1-2 Alcances**

Para efectos de aplicación de la presente norma, el EG señalado en el artículo precedente deberá encontrarse comprendido en alguna de las categorías indicadas a continuación:

- a. Sistemas de generación de energía eléctrica mediante medios renovables no convencionales, cuya energía primaria provenga de alguna de las fuentes indicadas en la letra aa) del artículo 225° Del DFL N° 4/20.018 del 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y
- b. Instalaciones de cogeneración eficiente señaladas en la letra ac) del DFL N° 4/20.018 del 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

La presente NT considera:

- a. La terminología y marco ordenador de carácter técnico para su aplicación,
- b. Procedimientos técnicos de conexión y entrada en operación del EG,
- c. Exigencias técnicas para la conexión del EG y
- d. Exigencias técnicas para la operación de un EG.

Las exigencias que se plantean en la presente NT deben ser cumplidas en el punto de repercusión o de conexión asociado a cada EG. Dichas exigencias serán aplicables independientemente de que la energía eléctrica sea producida por Unidades de Generación sincrónicas o asincrónicas, con o sin convertidor de frecuencia, o por Unidades de Generación de corriente continua con inversor.

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

### **Artículo 1-3 Normas Asociadas**

En todas aquellas materias relativas al diseño, construcción, mantenimiento, reparación, modificación e inspección de instalaciones, fabricación, ensayos e instalación de equipos,

materiales y accesorios se establecerán en conformidad con la normativa vigente o instrucciones de carácter general que emita la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

En ausencia de éstas podrán aplicarse normas extranjeras, internacionalmente reconocidas, emitidas por las organizaciones que a continuación se indican: International Electrotechnical Commission (IEC), International Organization for Standardization (ISO), Normas DIN/VDE y American Society of Testing Materials /American National Standards Institute (ASTM/ANSI), Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). En todo caso, la aplicación de estas normas deberá ser aprobada por la Superintendencia, a requerimiento expreso del solicitante.

## TÍTULO 1-2 ABREVIACIONES Y DEFINICIONES

### Artículo 1-4 Abreviaciones

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

1. **CC:** Contrato de Conexión.
2. **CHP:** Instalaciones de cogeneración eficiente.
3. **CIP:** Capacidad Instalada Permitida.
4. **Comisión:** Comisión Nacional de Energía.
5. **EG:** Equipamiento de Generación.
6. **EN:** Norma Europea.
7. **FV:** Fotovoltaico.
8. **Instalador:** Instalador Autorizado por la SEC.
9. **LGSE:** Inciso final del artículo 149º bis del Decreto con Fuerza de Ley N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.
10. **MCIP:** Máxima capacidad instalada permitida.
11. **NC:** Notificación de Conexión.
12. **Protección RI:** Protección de red e instalación.
13. **RA:** Reconexión automática.
14. **Reglamento:** Reglamento para regular el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales.
15. **RMS:** Valor medio cuadrático.
16. **SC:** Solicitud de Conexión.
17. **SCR:** Solicitud de Conexión al SD.
18. **SD:** Sistema de Distribución.
19. **Superintendencia:** Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
20. **UG:** Unidad generadora.

## Artículo 1-5 Definiciones

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

1. **Adecuaciones:** Obras físicas menores y trabajos en la red de distribución eléctrica, necesarios para la conexión de un Equipamiento de Generación a la red de distribución eléctrica y que deban ser solventados por el propietario de dichas instalaciones, tales como el cambio en la capacidad del empalme.  
Para estos efectos, se entiende que es el propietario del EG quien ejecutará y pagará por las Adecuaciones que resulten de su conexión a la red.
2. **Anti-isla:** Uso de relés o controles para protección contra funcionamiento de isla.
3. **Armónicas superiores:** Son las oscilaciones sinusoidales cuya frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia nominal del SD (50 Hz).
4. **Capacidad Instalada ( $P_{Amax}$ ):** Suma de la potencia máxima de las Unidades de Generación que conforman el EG de un Usuario o Cliente Final, expresada en kilowatts.
5. **Capacidad Instalada Permitida:** Capacidad del (los) Equipamiento(s) de Generación (o EG) que puede conectar un Usuario o Cliente Final en un punto de conexión de la red de distribución eléctrica, sin requerir para ello de Obras Adicionales y/o Adecuaciones, expresada en kilowatts.
6. **Conexión comunicativa:** Conexión y comunicación entre inversores monofásicos, necesaria para que en conjunto operen como un inversor trifásico simétrico, inyectando simétricamente aun cuando falle alguna de las Unidades de Generación.
7. **Empalme:** Conjunto de elementos y equipos eléctricos que conectan el medidor del sistema del cliente a la red de suministro de energía eléctrica.
8. **Empresa(s) Distribuidora(s):** Concesionario(s) de servicio público de distribución de electricidad.
9. **Equipamiento(s) de Generación:** Unidad o Conjunto de Unidades de Generación y aquellos componentes necesarios para su funcionamiento, que se conectan a la red de distribución a través del empalme de un Usuario o Cliente Final. Comprende además las protecciones y dispositivos de control necesarios para su operación y control.
10. **Equipamiento(s) de Generación previstos de conectar:** Todo EG que cuente con su SC aprobada.
11. **Instalación del Usuario o Cliente Final:** Instalación eléctrica construida en una propiedad particular, destinada al uso exclusivo de sus usuarios o propietarios, en la cual se emplea la energía eléctrica con fines de uso doméstico, comercial o industrial.
12. **Interruptor de acoplamiento:** Dispositivo de protección con capacidad de apertura bajo corrientes de carga y de cortocircuito, cuya función es desconectar el o los EG del SD. Posee dos dispositivos eléctricos de desconexión conectados en serie (con redundancia).

13. **Inversor:** Máquina, dispositivo o sistema que convierte corriente directa a corriente alterna.
14. **Isla:** Condición en la cual una parte del área de un sistema eléctrico de potencia (SEP) está energizado solamente por uno o más EG, estando esta parte eléctricamente separada del resto del SD.
15. **Obras adicionales:** Obras físicas mayores y trabajos en la red de distribución eléctrica, necesarias para la conexión de un EG a la red de distribución eléctrica y que deban ser solventadas por el propietario de tales instalaciones, tales como expansiones, transformadores, subestaciones y recambio de conductores, influenciados por la conexión del EG.  
Para estos efectos, se entiende que es el propietario del EG quien pagará por las Obras Adicionales que resulten de su conexión a la red. Sin embargo, será la Empresa Distribuidora la encargada de ejecutar estas obras.
16. **Parpadeo o flicker:** Variaciones de tensión que a través de la cadena "fuente de luz-ojo-cerebro", originan la impresión subjetiva de variaciones en la luminosidad.
17. **Protección de Red e Instalación:** 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.
18. **Punto de Conexión:** Punto del SD en la que se conecta la instalación. Nota: El punto de conexión de red es relevante en el contexto de la planificación de red. No siempre es necesario distinguir entre el punto de conexión de red y el punto de repercusión.
19. **Punto de repercusión:** Punto del SD, más cercano al sistema del cliente, en que están conectados otros clientes o en que existe la posibilidad real y pronta de que se conecten otros clientes. Nota: Es el punto de referencia para juzgar las repercusiones de un EG sobre el SD.
20. **Reconexión automática:** Reconexión del interruptor de potencia correspondiente a una parte fallada de la red, controlada por un dispositivo automático, asumiendo que la falla haya desaparecido durante el tiempo de interrupción.
21. **Red de baja tensión:** Red cuya tensión nominal es igual o inferior a 400V.
22. **Red de media tensión:** Red cuya tensión es superior a 400V e inferior o igual 23kV.
23. **Sistema de Distribución:** Conjunto de instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 kV, que se encuentran fuera de la subestación primaria de distribución, destinadas a dar suministro a los usuarios 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, o a instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 kV que utilicen bienes nacionales de uso público.
24. **Tensión nominal ( $V_n$ ):** Tensión por la cual se denomina o identifica una red o instalación.

25. **Unidad generadora:** Equipo generador eléctrico que posee dispositivos de accionamiento o conversión de energía propios, como por ejemplo, un panel fotovoltaico.
26. **Usuario o Cliente Final:** Aquella persona, natural o jurídica, que acredite dominio sobre el inmueble y se encuentre sujeto a fijación de precios, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley General de Servicios Eléctricos.

## **CAPÍTULO 2. PROCEDIMIENTO TÉCNICO DE CONEXIÓN Y PROTOCOLO DE PUESTA EN SERVICIO**

### **TÍTULO 2-1 DISPOSICIONES GENERALES PARA EL PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN**

#### **Artículo 2-1 Disposiciones e instrucciones generales**

Los EG deben ser instalados y operados en conformidad con la normativa vigente de manera que operen adecuadamente conectados al SD de la Empresa Distribuidora y se elimine toda posible repercusión inadmisible sobre la red o sobre otros Clientes o Usuarios Finales.

La instalación de un EG deberá ejecutarse por un instalador debidamente autorizado por la Superintendencia en conformidad a lo establecido en los reglamentos y normas técnicas vigentes e instrucciones de carácter general de la Superintendencia, y en condiciones de evitar peligro para las personas o daño en las cosas.

#### **Artículo 2-2 Solicitud de información**

Un Cliente o Usuario Final interesado en conectarse al SD, puede realizar una Solicitud de Información a la Empresa Distribuidora en referencia al transformador de distribución o alimentador que corresponda, para el diseño adecuado e instalación del EG. Para tal efecto, el Usuario o Cliente Final deberá utilizar el Formulario 1: Solicitud de Información, del Capítulo 5. La respuesta a dicha solicitud contendrá al menos la información requerida para completar el Formulario 3: Solicitud de Conexión, del Capítulo 5.

#### **Artículo 2-3 Procedimiento de conexión**

Para solicitar la conexión de un EG, el Usuario o Cliente Final debe presentar una Solicitud de Conexión. Para tal efecto, se debe utilizar el Formulario 3: Solicitud de Conexión, del Capítulo 5. La Empresa Distribuidora contestará a dicha solicitud en conformidad con lo establecido en la normativa vigente y según lo requerido en el Formulario 4: Respuesta a Solicitud de Conexión, del Capítulo 5.

## **Artículo 2-4 Puesta en Servicio**

Previo a su conexión, el o los EG deberá(n) ser declarado(s) en la Superintendencia, de acuerdo a los procedimientos que haya establecido esta última para tales efectos, el Usuario o Cliente Final deberá notificar la conexión a la Empresa Distribuidora mediante el envío del Formulario 5: Notificación de Conexión, del Capítulo 5.

## **TÍTULO 2-2 PRIMERA CONEXIÓN DE UN EG AL SD**

### **Artículo 2-5 Primera conexión a la red del Equipamiento de Generación**

El Instalador es el encargado de realizar la conexión del Equipamiento de Generación a la red. La Empresa Distribuidora debe supervisar el proceso, permitiéndosele por esta única vez contrastar el plano entregado a la SEC con el EG.

Para la primera conexión a la red de un EG o de una modificación de un EG se procederá de la siguiente manera:

- i. Se verificará que los equipos de medición estén en conformidad a lo dispuesto en esta norma técnica y demás normativa aplicable.
- ii. Se controlarán los valores de ajuste de la Protección RI. En particular, se debe controlar que el valor de ajuste de sobretensión  $V>$  de la Protección RI más cercana a la conexión a la red corresponda a  $1,1 V_n$ . De no ser así, se debe proceder a ajustar la protección a este valor.
- iii. Se ejecutará la Prueba de Desconexión, según lo especificado en el artículo siguiente.
- iv. Se ejecutara la Prueba descrita en el Artículo 2-7 Prueba de funcionamiento de la Protección RI Centralizada
- v. Se completará y firmará el Formulario 6: Protocolo de Conexión de un EG del Capítulo 5.
- vi. Se sellará o protegerá con contraseña la Protección RI. Tanto la protección RI centralizada como aquella integrada deberán ser selladas, o bien, si el equipo lo permite, protegidas mediante una contraseña de seguridad. Esta contraseña no debe ser conocida por el Usuario o Cliente Final.

### **Artículo 2-6 Prueba de Desconexión**

Como medida de comprobación del correcto funcionamiento del Interruptor de Acoplamiento y la Protección RI, los concurrentes a la primera conexión del EG deberán ejecutar la Prueba de Desconexión. La prueba consiste en verificar que tras la sincronización de un EG y posterior apertura manual del interruptor general ubicado en el empalme, los terminales o conectores de este último, que quedan desacoplados del SD, se desenergizan antes de 2 segundos contados a partir de la operación manual del interruptor.

## **Artículo 2-7 Prueba de funcionamiento de la Protección RI Centralizada**

En caso de existir una Protección RI centralizada es necesario que se lleve a cabo una prueba de funcionamiento para verificar la correcta operación del disparo de la Protección RI sobre el Interruptor de Acoplamiento. La Protección RI Centralizada dispone para ello de un botón de prueba, cuyo accionamiento hace funcionar el interruptor. Esta operación debe ser visible en el interruptor.

# **CAPÍTULO 3. CAPACIDAD INSTALADA MÁXIMA Y ESTUDIOS DE CONEXIÓN**

## **TÍTULO 3-1 CAPACIDAD INSTALADA PERMITIDA**

### **Artículo 3-1 Generalidades**

Los EG deberán ser conectados a la red en el punto de conexión definido en el CC. En cualquier caso, los EG no deben generar repercusiones en el SD que, en conformidad con la normativa vigente, afecten la Calidad de Servicio para otros Clientes.

Los EG que se deseen conectar al SD, cuya Capacidad Instalada no exceda la Capacidad Instalada Permitida no requerirán de Obras Adicionales, Adecuaciones o de estudios de impacto.

Sin perjuicio a lo anterior, es posible instalar EG que superen la Capacidad Instalada Permitida, una vez se realicen los estudios por parte de la Empresa Distribuidora y la ejecución de potenciales Obras Adicionales o Adecuaciones que surjan de dichos estudios como requisito para la conexión.

### **Artículo 3-2 Capacidad Instalada Permitida**

Para establecer la Capacidad Instalada Permitida asociada a un transformador o alimentador de un SD, se debe considerar el impacto del EG sobre:

1. la corriente que circula por la red de distribución eléctrica,
2. la regulación y fluctuación del voltaje y
3. la corriente de cortocircuito.

La CIP deberá determinarse según el tipo de EG del Usuario o Cliente Final, los cuales se encuentran en una de las siguientes 4 categorías:

1. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento,
2. Sistemas basados en inversores, excluyendo los sistemas de generación contenidos en el literal anterior,
3. Sistemas basados en máquinas sincrónicas o
4. Sistemas basados en máquinas asincrónicas.

La Capacidad Instalada Permitida corresponderá al valor más restrictivo que resulte de la aplicación de los tres criterios descritos en el Artículo 3-3 Impacto sobre la corriente que circula por el SD,

Artículo 3-4 Impacto sobre la regulación y fluctuación de voltaje y Artículo 3-5 Impacto sobre la corriente de cortocircuito.

### **Artículo 3-3 Impacto sobre la corriente que circula por el SD**

Para asegurar que el sentido del flujo de potencia del transformador de distribución, al cual el interesado se desea conectar, sea siempre desde la red de distribución hacia los consumos conectados a dicho transformador, la Capacidad Instalada Permitida deberá obtenerse en conformidad con procedimiento que se detalla en este artículo.

En primera lugar, se debe determinar la Capacidad Instalada Permitida para horarios nocturnos y diurnos, de acuerdo a las siguientes relaciones:

1.  $CIP_{\text{noche}} = D_{\text{MINNocturna}} - (\sum_{i=\text{EG}_{\text{noSolar}}} CI_i + \sum_{i=\text{EG}_{\text{Solar.ca}}} CI_i)$
2.  $CIP_{\text{día}} = D_{\text{MINDiurna}} - (\sum_{i=\text{EG}_{\text{noSolar}}} CI_i + \sum_{i=\text{EG}_{\text{Solar.ca}}} CI_i + \sum_{i=\text{EG}_{\text{Solar}}} CI_i)$

Donde,

- $D_{\text{MINDiurna}}$ : Demanda mínima del transformador de distribución, al cual se desea conectar el interesado, en horas con sol, expresada en kW.
- $D_{\text{MINNocturna}}$ : Demanda mínima del transformador de distribución, al cual se desea conectar el interesado, en horas sin sol, expresada en kW.
- $\text{EG}_{\text{Solar}}$ : EG solares sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento de energía, conectados, o previstos de conectar, al transformador de distribución al que el interesado se desea conectar.
- $\text{EG}_{\text{Solar.ca}}$ : EG solares con capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento de energía, conectados, o previstos de conectar, al transformador de distribución al que el interesado se desea conectar.
- $\text{EG}_{\text{noSolar}}$ : EG con fuente de energía primaria distinta a la solar, conectados, o previstos de conectar, al transformador de distribución al que el interesado se desea conectar.
- $CI_i$ : Capacidad Instalada del EG i, expresada en kW.

Se deberá entender como “previstos de conectar” a todos los EG que cuentan con su SC aprobada.

La demanda mínima del transformador será determinada a partir de un perfil representativo de la demanda del transformador de distribución. El perfil de demanda representativo será construido a partir de la curva de duración resultante de un registro de lecturas de potencia para ese transformador de los últimos doce meses con máximo un mes de desfase respecto a la SI o SC. En caso que a la fecha de la solicitud de conexión no se contara con los registros antes mencionados, la curva de duración será determinada a partir de registros de demanda de un transformador al que se conecten usuarios de similares características, escalados según la potencia nominal de los respectivos transformadores.

Se deberán construir dos curvas de duración, una que considere sólo los registros horarios en horas de sol y otra que considere sólo los registros horarios en horas de ausencia de sol. Las demandas mínimas  $D_{MINDiurna}$  y la  $D_{MINNocturna}$ , corresponderá al promedio del 5% de los valores mínimos no nulos de la curva de duración que corresponda.

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

**Tabla 1:** Horas de salida y puesta de sol

<b>Zona Geográfica:</b>	<b>Hora Salida</b>	<b>Hora Puesta</b>
1: Regiones de: Arica y Parinacota, de Tarapacá y de Antofagasta	07:00	20:30
2: 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
3: Regiones de: Aysén y de Magallanes y Antártica Chilena	05:30	22:00
4: Provincia de Isla de Pascua	07:30	21:00

En caso de no contar con registros de demanda para el transformador o de alguno al que se conecten usuarios de similares características, la demanda mínima a considerar será equivalente al 20% de la potencia aparente nominal del transformador al que se desea conectar el interesado.

Si la fuente energética primaria del EG del interesado es de origen solar y no cuenta con dispositivos de almacenamiento, la Capacidad Instalada Permitida es la siguiente:

$$CIP = CIP_{día}$$

Si la fuente energética primaria del EG del interesado es de origen distinto al solar, o es solar y cuenta con dispositivos de almacenamiento, la Capacidad Instalada Permitida es la siguiente:

$$CIP = \text{Mín}(CIP_{día}, CIP_{noche})$$

Donde  $\text{Mín}(CIP_{día}, CIP_{noche})$  corresponde al mínimo valor entre  $CIP_{día}$  y  $CIP_{noche}$ .

### **Artículo 3-4 Impacto sobre la regulación y fluctuación de voltaje**

Para asegurar que la Capacidad Instalada Permitida respete la normativa vigente de la regulación y fluctuación de voltaje, se deben cumplir las siguientes exigencias.

#### **a. Máxima variación permanente de tensión de la red**

Para evitar desvíos inadmisibles de la tensión de manera permanente producto de la conexión de un conjunto de EG en un determinado alimentador de BT, se determina en primería instancia la MCIP, la cual corresponde a la siguiente:

$$MCIP = \frac{S_{CC \text{ red FA}}}{K_{vp}}$$

Donde,

- MCIP: Máxima Capacidad Instalada Permitida en un Transformador de Distribución, expresada en kW.
- $S_{CC\ red\ FA}$ : Potencia de cortocircuito en un punto ubicado al final del alimentador de BT al cual se desea conectar un Cliente, expresada en kVA.
- $K_{vp}$ : Constante de variación de tensión máxima permanente, equivalente a 20 (veinte).

Luego, la Capacidad Instalada Permitida de un Cliente o Usuario Final en términos de la máxima variación permanente de tensión permitida será determinada mediante la siguiente expresión:

$$CIP = MCIP - \sum S_{EG}$$

Donde,

- $S_{EG}$ : Capacidad Instalada de los EG conectados y/o previstos de conectar al alimentador de BT al cual se desea conectar el interesado, expresada en kVA.

#### **b. Máxima variación de tensión en la sincronización**

Para evitar desvíos de la tensión inadmisibles en un alimentador de BT al momento de la sincronización de un EG, se debe cumplir la siguiente relación:

$$\frac{S_{CC\ red\ PC}}{(K_{man\ i} \cdot S_{EG})} \geq K_{vs}$$

Donde,

- $S_{CC\ red\ PC}$ : Potencia de cortocircuito en el punto de conexión en kVA.
- $S_{EG}$ : Capacidad Instalada aparente del EG del interesado que se desea conectar en kVA.
- $K_{man\ i}$ : Factor de maniobra correspondiente al EG evaluado.
- $K_{vs}$ : Constante de variación de tensión máxima en sincronización, equivalente a 33 (treinta y tres) veces.

Los factores de maniobra para cada tipo de EG son los siguientes:

- a. Generadores con inversor de corriente y generadores síncronos:  $K_{man} = 1$ , o
- b. Generadores asíncronos:  $K_{man} = 6$ .

La Capacidad Instalada Permitida en términos de la máxima variación de tensión en la sincronización, expresada en kVA, será determinada mediante la siguiente expresión:

$$CIP = \frac{S_{CC\ red\ PC}}{K_{vs} \cdot K_{man\ i}}$$

### **Artículo 3-5 Impacto sobre la corriente de cortocircuito**

Para asegurar que la Capacidad Instalada Permitida respete la corriente de cortocircuito máxima permitida en la red de distribución, se debe verificar la siguiente expresión:

$$\frac{\sum_i n_i \cdot S_{Amax\ i}}{S_{CC\ trafo}} \leq 0,1$$

Donde,

- $S_{CC\ trafo}$ : Potencia de cortocircuito en el lado de baja tensión del transformador de distribución evaluado en kVA.
- $S_{Amax\ i}$ : Capacidad Instalada aparente nominal del EG i conectado y/o previsto de conectar al transformador de distribución al cual el interesado se desea conectar en kVA.
- $n_i$ : factor de contribución a cortocircuito correspondiente al EG i.

Para cada EG conectado se debe utilizar un factor de contribución a cortocircuito ( $n_i$ ) que depende de las características del generador. Estos factores son los siguientes:

- Generadores con inversor de corriente:  $n = 1$ ,
- Generadores asíncronos:  $n = 6$ , o
- Generadores síncronos:  $n = 8$ .

La verificación de este ítem debe realizarse considerando todos los EG conectados y previstos a conectar al alimentador evaluado.

La máxima capacidad instalada permitida, en términos del impacto sobre la corriente de cortocircuito, será determinada mediante la siguiente expresión:

$$CIP = \frac{0,1 \cdot S_{CC\ trafo} - \sum_i n_i \cdot S_{EG\ i}}{n_{EG}}$$

Donde,

- $\sum_i n_i \cdot S_{EG\ i}$  corresponde a la sumatoria de la Capacidad Instalada de los EG conectados y/o previstos de conectar al alimentador de BT al cual se desea conectar el interesado, multiplicado por su respectivo factor de contribución de corriente de cortocircuitos, y
- $n_{EG}$  corresponde al factor de contribución a cortocircuito del EG del interesado.

## TÍTULO 3-2 ESTUDIOS DE CONEXIÓN

### Artículo 3-6 Generalidades

Si un Usuario o Cliente Final desea conectar un EG de una Capacidad Instalada superior a la Capacidad Instalada Permitida que resulte de la evaluación de los tres criterios establecidos en el artículo anterior, corresponderá a la Empresa Distribuidora realizar los estudios eléctricos que permitan evaluar la factibilidad de conexión del EG. Los estudios eléctricos a realizar dependerán de los criterios del artículo anterior que son incumplidos por el EG.

En caso que el EG incumpla los criterios relacionados con el impacto en la corriente que circula por la red de distribución eléctrica y/o con la regulación y fluctuación del voltaje, se deberá realizar un

estudio de flujo de potencia que considere la modelación explícita del alimentador de MT y BT afectados por el EG. Dicho estudio deberá considerar dos escenarios de operación del sistema:

- i. Escenario 1: Demanda máxima y sin EG conectados al SD y
- ii. Escenario 2: Demanda mínima y con todos los EG conectados y/o previstos de conectar, incluyendo el EG del Cliente Solicitante.

Los EG que pertenecen al SD analizado deberán considerarse funcionando a plena capacidad, donde aquéllos que no pertenezcan al alimentador de BT intervenido podrán ser representados de manera concentrada en las barras de retiro de MT del alimentador evaluado.

En caso que el EG incumpla el criterio relacionado con el impacto en la corriente de cortocircuito, se deberán realizar los estudios descritos en el Artículo 3-5 Impacto sobre la corriente de cortocircuito:

### **Artículo 3-7 Estudio de flujo de potencia**

El estudio de flujo de potencia tendrá como objetivo verificar que, tras la conexión del EG, se cumpla con las siguientes exigencias:

1. Que las tensiones en los nodos del SD evaluado se encuentren dentro de los rangos permitidos por el Decreto Supremo 327, del Ministerio de Economía que fija el Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos,
2. Que los niveles de carga de los elementos que componen el Alimentador de Distribución de MT y BT evaluados sean menores a 100% y
3. Que los reguladores de voltaje unidireccionales del SD evaluado no presenten inversión de flujo en el Escenario 2.

En caso que el estudio demuestre que no se cumpla la exigencia 1, en primera instancia se deberán proponer las Adecuaciones necesarias para dar cumplimiento a esta exigencia. Las Adecuaciones a considerar podrán ser las siguientes:

- a. Ajustar del factor de potencia del EG que permita restituir los niveles de tensión dentro de los rangos permitidos y/o
- b. Ajustar los TAPS de los transformadores de distribución y el ajuste de las consignas de tensión de los reguladores de voltaje, que permitan restituir los niveles de tensión dentro de los rangos permitidos.

En caso que el estudio demuestre que las Adecuaciones no logran cumplir con la exigencia 1, se deberán proponer las Obras Adicionales necesarias para dar cumplimiento a esta exigencia, considerando por ejemplo, refuerzos en alimentadores de BT o MT, reubicaciones los reguladores de voltaje, incorporación de nuevos de reguladores de voltaje, instalación de un equipo de compensación reactiva adicional al EG, etc.

En caso que el estudio demuestre que no se cumpla con la exigencia 2, se deberá reemplazar los elementos que presenten sobrecargas, siempre y cuando el estudio demuestre que dichas sobrecargas son atribuibles al EG del Cliente Solicitante.

En caso que el estudio demuestre que no se cumpla con la exigencia 3, se deberán reemplazar el o los reguladores de voltaje afectados, por reguladores de voltaje bidireccionales, siempre y cuando el estudio demuestre que la devolución del flujo es atribuida al EG del Cliente Solicitante.

### **Artículo 3-8 Estudio de cortocircuito**

En caso que el EG incumpla el criterio relacionado con el impacto en la corriente de cortocircuito, se deberán realizar los siguientes estudios:

1. Estudio de verificación de capacidades de ruptura. Éste tendrá como objetivo verificar que, ante la conexión del EG del Cliente Solicitante, no sean sobrepasadas las capacidades de ruptura de los equipos de interrupción que se encuentran conectados al alimentador de BT a intervenir, incluyendo a los equipos de interrupción de los Usuarios y Clientes conectados a dicho alimentador de BT.
2. Estudio de verificación de coordinación de protecciones. Éste tendrá dos objetivos:
  - a. Verificar que, ante la presencia de los EG, el aumento del tiempo de operación del sistema de protección del alimentador de BT respecto del tiempo de operación sin considerar los EG, sea menor al 10%. En caso que lo anterior no se cumpla, corresponderá reemplazar los fusibles del alimentador de BT por fusibles más rápidos.
  - b. Verificar que exista coordinación entre las primeras protecciones de MT que se ubiquen aguas arriba y aguas abajo del nodo de conexión de MT del transformador de distribución asociado al alimentador al cual se pretende conectar el Cliente Solicitante, ante eventos de cortocircuito en diversas partes de la red.

## **CAPÍTULO 4. EXIGENCIAS TÉCNICAS PARA LA CONEXIÓN DEL EG AL SD**

### **TÍTULO 4-1 INSTALACIÓN DE LA CONEXIÓN Y DESBALANCE**

#### **Artículo 4-1 Generalidades**

La Capacidad Instalada del EG debe ser inferior a la capacidad del Empalme. En particular, si el Empalme del Usuario o Cliente Final es monofásico, la Capacidad Instalada del EG debe ser menor a 10 kW.

Sin perjuicio de lo anterior, el usuario podrá solicitar la ampliación de su empalme para hacer factible la instalación de EG de potencia mayor a la señalada.

#### **Artículo 4-2 Desbalance**

Cuando la Capacidad Instalada de la totalidad de los EG, conectados en un mismo Empalme, sea mayor o igual 10 kW, deberá ser conectado a la red como generador alterno trifásico simétrico. Esta exigencia puede ser cumplida mediante una Conexión Comunicativa entre los EG monofásicos

o bien mediante el uso de EG trifásicos. En el caso de EG monofásicos, se deberá garantizar que el desbalance sea inferior o igual a 5 kVA.

Si el empalme del Usuario o Cliente Final es trifásico y la Capacidad Instalada de la totalidad de los EG no supera los 10 kW, podrán conectarse a la red, como un generador monofásico, bifásico o trifásico conformado por EG monofásicos sin conexión comunicativa.

## **TÍTULO 4-2 INSTALACIONES DE MEDIDA**

### **Artículo 4-3 Medidores para la facturación**

Los EG deberán contar con un único equipo de medida con registro bidireccional que permita diferenciar claramente las inyecciones y consumos de energía en forma independiente.

El medidor bidireccional deberá contar con su respectivo certificado de comercialización y el certificado de verificación primaria (exactitud de medida) en ambos sentidos, emitido por un organismo de certificación, con el propósito de garantizar el correcto registro del consumo e inyección para la correspondiente facturación por parte de la empresa Distribuidora.

## **TÍTULO 4-3 INTERRUPTOR DE ACOPLAMIENTO**

### **Artículo 4-4 Generalidades**

Para la conexión de un EG al SD se deberá emplear un Interruptor de Acoplamiento. Éste es comandado por la Protección de Redes e Instalación (Protección RI) y se disparará automáticamente cuando opere al menos una función de protección.

El Interruptor de Acoplamiento conecta el EG con el resto de las instalaciones del Cliente o Usuario Final, a través de la protección descrita en el Título 4-4 Protección RI. El Interruptor de Acoplamiento se puede instalar de manera centralizada o integrada, de acuerdo Artículo 4-5 y Artículo 4-6, respectivamente.

En caso de no considerar operación en isla dentro del inmueble, puede usarse un Interruptor de Acoplamiento Integrado en los diversos EG que compongan el EG. Se permite también emplear Interruptores de Acoplamiento descentralizados en presencia de una Protección RI centralizada. En todo caso, a partir de una Capacidad Instalada superior a 30 kVA se deberá conectar la Protección RI centralizada directamente a un Interruptor de Acoplamiento centralizado, localizado junto al equipo de medida, o lo más próximo a éste.

El tiempo máximo de desconexión desde ocurrida una falla no debe superar los 200 ms. El tiempo de desconexión del interruptor debe indicarse en los documentos del fabricante.

El Interruptor de Acoplamiento debe ser a prueba de cortocircuitos y ser disparable sin retardo por las protecciones consideradas en el Artículo 4-8. La capacidad de apertura de ambos interruptores

que forman el Interruptor de Acoplamiento deberá ser dimensionada en concordancia con la máxima contribución de corriente de corto circuito proveniente del SD o del EG. Se debe garantizar la desconexión de todos los polos.

#### **Artículo 4-5 Interruptor de acoplamiento centralizado**

El Interruptor de Acoplamiento centralizado debe ser instalado junto al equipo de medida, o lo más próximo a éste, en el circuito que va al o a los EG. El Interruptor de Acoplamiento centralizado debe ejecutarse como dos elementos de interrupción galvánicas en serie (ej: relés, interruptor protector de motor, interruptor de corriente mecánico) y debe cumplir el criterio N-1.

#### **Artículo 4-6 Interruptor de acoplamiento integrado**

El Interruptor de Acoplamiento integrado debe ubicarse en el lado de la red de cada EG (ej: lado alterno de un inversor). La instalación del Interruptor de Acoplamiento integrado debe considerar la tolerancia ante falla interna. Así, en el caso de EG con inversores, un cortocircuito en el inversor no debe afectar el funcionamiento del Interruptor de Acoplamiento.

En caso de inversores con interruptor de acoplamiento integrado, deberán contar con una protección anti-isla en conformidad a la norma IEC 62116, y con una protección galvánica o equivalente en conformidad a la norma IEC 62109-1 y 2.

### **TÍTULO 4-4 PROTECCIÓN RI**

#### **Artículo 4-7 Generalidades**

La Protección RI actúa sobre el Interruptor de Acoplamiento para la desconexión del EG de la red, cuando se presentan valores inadmisibles de las tensiones o la frecuencia. Con ello se pretende evitar que el EG realice inyecciones no deseadas en una parte de la red que puede estar separada del SD. Los sistemas con inversores deberán contar con una Protección RI en conformidad a la norma IEC 62116. Sin perjuicio de lo anterior, todas las funciones de protección deben cumplir con lo indicado en el presente capítulo.

Las especificaciones del presente título no se refieren a la seguridad del usuario como la protección contra cortocircuitos, contra sobrecargas, contra golpes eléctricos, etc. Las protecciones para evitar peligro a las personas o daño en las cosas son responsabilidad del Usuario o Cliente final y deben respetar la normativa vigente. En este sentido, es posible que las funciones de protección indicadas en la presente norma técnica, deban ser ampliadas por el Usuario o Cliente Final. En todo caso, las protecciones de la seguridad del usuario no pueden menoscabar las exigencias planteadas en esta NT.

#### **Artículo 4-8 Funciones de protección**

La Protección RI debe realizar las siguientes funciones de protección:

- Protección contra caídas de tensión  $V <$

- Protección contra sobretensiones (media 10-minutos)  $V>$
- Protección contra sobretensiones  $V>>$
- Protección contra caída de la frecuencia  $f<$
- Protección contra subidas de la frecuencia  $f>$
- Reconocimiento de la formación de islas

Los dispositivos de protección de tensión deberían utilizar el valor de media onda RMS. Para este fin, es suficiente utilizar la componente fundamental de 50 Hz.

Solo la protección de sobretensión  $V>$  debe ser diseñada como protección de media móvil de 10 minutos. Para esto, el recálculo de la media móvil cada 3 segundos es suficiente. Este valor es el que debe compararse con los límites establecidos en la Tabla 2.

En un EG con una Capacidad Instalada igual o menor a 30 kVA se medirá la tensión de cada conductor externo en el cual se inyecta, respecto al neutro.

En un EG con Capacidad Instalada mayor a 30 kVA, las funciones de protección de tensión deben ser trifásicas. Para ello, las tres tensiones fase-neutro deben ser medidas. Las tres tensiones entre fases pueden ser determinadas a partir de las tensiones fase-neutro, o bien, medidas de forma separada. Como sea, se requieren las tensiones de línea y fase neutro para las tres fases.

Los valores de protección de voltaje deben seguir la regla lógica de disyunción (“o”), es decir :

- En la protección de sobretensión, el sobrepaso del valor umbral en al menos una medida de tensión conduce a la operación del relé, o
- En la protección de caída de tensión, una caída bajo el valor umbral en al menos una medida de tensión conduce a la operación del relé.

Las protecciones de frecuencia pueden medir en una sola fase, pero deben ser ejecutadas trifásicamente.

La siguiente información debe poder ser leída en la Protección RI: los valores de ajuste de las funciones de protección, y la fecha y mensaje de las últimas cinco fallas (basta con una estampa de tiempo relativo, es decir no se requiere un reloj en tiempo real). Cortes del suministro inferiores a tres segundos no deben llevar a la pérdida del registro de fallas. En la Protección RI centralizada debe ser posible leer la información independientemente de las condiciones de operación del EG, y sin necesidad de medios auxiliares. En la Protección RI integrada se permite que la información sea obtenida a través de una interfaz de comunicación.

A excepción de la protección por sobretensiones  $V>$ , todas las funciones de la Protección RI deben ser inalterables (es decir no modificables). En el caso de un EG de Capacidad Instalada inferior o igual a 30kVA, con una sola Protección RI integrada, no está permitido cambiar el ajuste  $1,1 V_n$  de la protección de sobretensión  $V>$ .

Las funciones de protección de la Protección RI deben estar dispuestas de tal manera, que el tiempo de desconexión (suma de los tiempos de desconexión de la Protección RI, del interruptor acoplador, y del eventual tiempo ajustable de demora para el relé de protección) no supere los 200 ms.

En la Protección RI se deberán ajustar los parámetros de las funciones de protección, de acuerdo a los valores expresados en la Tabla 2.

**Tabla 2** - Valores de ajuste para la Protección RI

Función de protección	Ajuste del relé*	
Protección contra caídas de tensión $V<$	0,80 $V_n$	< 100 ms
Protección contra sobretensiones (media 10-minutos) $V>$	1,10 $V_n^{**}$	< 100 ms
Protección contra sobretensiones breves $V>>$	1,15 $V_n$	< 100 ms
Protección contra caída de la frecuencia $f<$	47,50 Hz	< 100 ms
Protección contra subidas de la frecuencia $f>$	51,50 Hz	< 100 ms
<p>* La indicación de tiempo "&lt; 100 ms" para el ajuste de los relés de protección se basa en el supuesto de tener un tiempo propio entre la Protección RI y el interruptor de acoplamiento de máximo 100 ms. Con ello se respetan los 200 ms de tiempo total de desconexión. Si el tiempo de operación de los componentes es inferior a 100 ms (ej: 50 ms) podría disponerse más tiempo para que la protección mida y analice la situación (ej: hasta 150 ms). Sin embargo, en este caso 100 ms debe visualizarse como valor de ajuste en la Protección RI. En ningún caso se debe superar el tiempo total de desconexión de 200 ms.</p>		
<p>** Se debe asegurar que <math>V&gt;</math> no supere 1,1 <math>V_n</math> en el punto de conexión a la red. Si para controlar esta tensión se emplea una Protección RI centralizada, está permitido que la potencial protección contra sobretensiones <math>V&gt;</math> descentralizada sea ajustada hasta 1,15 <math>V_n</math>. El Instalador debería analizar en este caso, posibles repercusiones sobre las instalaciones del Cliente o Usuario Final. Cuando la caída de tensión en la instalación no es despreciable (acometida larga), se recomienda la combinación de una Protección RI centralizada (<math>V&gt;</math>: 1,1 <math>V_n</math>) y Protección RI integrada (<math>V&gt;</math>: 1,1 a 1,15 <math>V_n</math>).</p>		

La tolerancia aceptable entre ajuste y valor real de operación para las tensiones y frecuencia no puede superar 1% y 0,1%, respectivamente.

#### **Artículo 4-9 Lugar de instalación de la Protección RI**

Todo EG debe contar con una Protección RI centralizada, la cual debe ser instalada en un gabinete especial lo más cercano posible al equipo de medida. En caso de un EG con Capacidad Instalada inferior o igual a 30 kVA, la Protección RI puede ser integrada. Si el EG es superior a 30 kVA y posee protección RI integrada, será facultad de la Empresa Distribuidora definir si es necesario un esquema RI centralizado adicional y las características que éste deba tener. Dependiendo de la suma de las potencias aparente máxima de un EG en un punto de conexión a la red, son aplicables las siguientes exigencias para la Protección RI:

- Si Capacidad Instalada del EG > 30 kVA → Protección RI centralizada en central de medidores.
- Si Capacidad Instalada del EG ≤ 30 kVA → Protección RI centralizada en central de medidores, descentralizada en subgrupos o Protección RI integrada a los EG.

La pérdida de la tensión auxiliar de la Protección RI centralizada o del control de la Protección RI integrada debe llevar al disparo inmediato del Interruptor de Acoplamiento. El disparo de la Protección RI integrada no puede ser retardado indebidamente (ej: por otras funciones del control) de manera de respetar los tiempos de desconexión requeridos. Las funciones de protección deben permanecer operativas aún en el caso de una falla del control del EG.

La Protección RI centralizada, como elemento de operación independiente, debe ser ubicada en un tablero apropiado, el cual debe ser exclusivo para esta protección de tal forma que pueda ser sellado por la Empresa Distribuidora. Para la Protección RI centralizada, es necesario incorporar un botón de prueba que permita verificar el correcto funcionamiento del circuito entre la Protección RI y el Interruptor de Acoplamiento. Para este fin, al presionar el botón de prueba debe ser posible visualizar la activación del Interruptor de Acoplamiento.

La Protección RI integrada puede estar incorporada en el control programable de los EG (ej: en el control del inversor). En tal caso se puede prescindir del botón de prueba y del sello. Sin embargo, si la función  $V>$  es modificable se requerirá de una contraseña.

#### **Artículo 4-10 Reconocimiento de islas**

En caso de presentarse una operación en isla debido a una falla en la red o una desconexión programada, el EG deberá detectar esta situación y desconectarse de la red en un tiempo máximo de 2 segundos.

El reconocimiento de islas se realiza en la Protección RI centralizada o en la Protección RI integrada. Si el reconocimiento de islas ocurre en cada EG y opera sobre el Interruptor de Acoplamiento integrado, entonces es posible prescindir del reconocimiento de islas en la Protección RI centralizada. Esto aplica para toda potencia instalada.

Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo a la normativa vigente, el EG podrá abastecer al propio consumo mientras permanezca aislado del SD. Las exigencias técnicas para esta operación se definen en la normativa vigente que aplique para esos fines.

## **TÍTULO 4-5 OPERACIÓN DEL EG**

#### **Artículo 4-11 Exigencias para la conexión y sincronización**

##### **1. Generalidades**

La conexión de un EG al SD sólo puede ocurrir si el EG establece que la tensión y la frecuencia de la red están dentro del rango de tolerancia  $0,85 V_n$  hasta  $1,1 V_n$  y  $47,5$  Hz hasta  $50,2$  Hz, respectivamente, durante al menos 60 segundos.

Cuando opera el Interruptor de Acoplamiento debido a una interrupción breve (como las causadas por operaciones de reconexión automática o interrupciones más breves), se permite una reconexión del EG si la tensión y la frecuencia de la red han permanecido por 5 segundos dentro

del rango de tolerancia definido anteriormente. Se entenderá por interrupciones breves cuando la frecuencia o la tensión sobrepasan los valores límites especificados en la Protección RI por máximo 3 segundos.

Cuando un EG se reconecten al SD una vez liberada la desconexión por efecto de la Protección RI, la potencia inyectada por los EG regulables no debe superar el gradiente de 10% de su Capacidad Instalada por minuto ( $0,1 P_{Am\grave{a}x}/min$ ). Consecuentemente, tras 10 minutos de operación es posible inyectar  $P_{Am\grave{a}x}$ . Los EG no regulables pueden reconectarse luego de 1 a 10 minutos, tiempo que será definido en coordinación con la Empresa Distribuidora. En caso de operación manual en el sitio (ejemplo: por razones de puesta en servicio o mantenimiento) es posible desviarse de las exigencias de reconexión de este párrafo.

En el caso de una desconexión manual del EG por la Empresa Distribuidora, el Usuario o Cliente Final de la instalación debe coordinar la reconexión con la misma.

## 2. Conexión de generadores sincrónicos

En el caso de generadores sincrónicos directamente conectados al SD, se deberá disponer un equipo de sincronización. Si el EG posee la posibilidad de operar en isla, deberá agregarse un equipamiento adicional de sincronización que actúe sobre el Interruptor de Acoplamiento. Los valores de ajuste para efectos de sincronización deben respetar las siguientes tolerancias máximas:

- $\Delta\varphi = \pm 10^\circ$
- $\Delta f = \pm 500$  mHz
- $\Delta V = \pm 10\% V_n$

## 3. Conexión de generadores asincrónicos

En el caso de generadores asincrónicos que parten como motor, y que son conectados a una velocidad entre 95% y 105% de la velocidad sincrónica, el factor de corriente de conmutación máximo ( $k_{im\grave{a}x}$ ) debe ser igual o inferior a 4.

En el caso de generadores asincrónicos que no son conectados en ausencia de tensión, se deben cumplir las exigencias de conexión de generadores sincrónicos.

## 4. Conexión de Unidades de Generación con inversor

UG con inversor sólo pueden ser conectadas a la red con un factor de corriente de conmutación máximo ( $k_{im\grave{a}x}$ ) menor a 1,2.

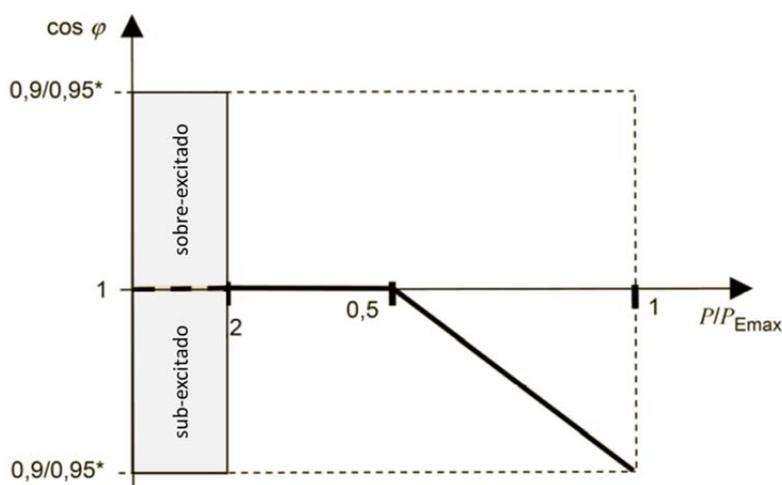
## **Artículo 4-12 Potencia reactiva**

Bajo condiciones de operación normales y estacionarias, los EG con Capacidad Instalada superior a 30 kVA deberán operarse, a partir de inyecciones superiores a 20% de  $P_{Emax}$ , con un factor de desplazamiento ( $\cos \varphi$ ) entre 0,90 inductivo hasta 0,90 capacitivo según indicación de la Empresa

de Distribución. Si la Empresa de Distribución indica que el EG debe inyectar con un factor de potencia distinto de 1, el Cliente queda liberado de una posible multa por mal factor de potencia.

Por otro lado, bajo condiciones de operación normales y estacionarias, los EG con Capacidad Instalada inferior a 30 kVA que sean capaces de ajustar su  $\cos\varphi$ , deberán operarse, a partir de inyecciones 20% de  $P_{E_{max}}$ , con un  $\cos\varphi$  entre 0,95 inductivo hasta 0,95 capacitivo según indicación de la Empresa de Distribución.

Para aquellos EG con inversores o generadores sincrónicos con control de la potencia reactiva, esta exigencia puede cumplirse con una característica  $\cos\varphi(P)$ , o bien, un factor de desplazamiento fijo. La curva característica estándar de  $\cos\varphi$  se muestra en la Figura 1. Sin embargo, dependiendo de la topología y carga de la red y de la potencia inyectada, la Empresa Distribuidora puede solicitar una característica diferente.



**Figura 1:** Curva característica estándar de  $\cos\varphi$  (P)

\*Valor en función de la Capacidad Instalada del EG

La especificación para el control de potencia reactiva es entregada por la Empresa Distribuidora al Cliente o Usuario Final en la respuesta a la solicitud de conexión.

Cuando la Capacidad Instalada del EG es menor a un tercio de la capacidad del empalme se permite operar con un  $\cos\varphi = 1$ .

#### **Artículo 4-13 Compensación de potencia reactiva**

De existir, los dispositivos para la compensación de potencia reactiva son operados conectándolos o desconectándolos en conjunto con los dispositivos de consumo o el EG del Usuario o Cliente Final; o bien a través de elementos de control.

## **TÍTULO 4-6 CALIDAD DE SERVICIO DEL EG**

### **Artículo 4-14 Generalidades**

El EG del Cliente o Usuario Final debe ser diseñado, instalado y operado de tal manera, que las repercusiones sobre el SD y sobre las instalaciones de otros Clientes o Usuarios Finales sean siempre limitadas a lo admisible por la normativa técnica aplicable.

Si aun así aparecen repercusiones molestas sobre el SD, la Empresa de Distribución puede recurrir a la Superintendencia, para que ésta verifique el hecho y ordene al Usuario o Cliente Final resolver el problema y en caso fundado ordenar la desconexión del infractor.

El Usuario o Cliente Final debe poner a disposición de la Distribuidora los valores de los documentos del fabricante de los equipos, que sean relevantes para evaluar repercusiones sobre la red.

No está permitido que el EG se desconecte automáticamente de la red mientras la frecuencia esté en el rango 47,5 Hz a 51,5 Hz.

En cuanto a variaciones rápidas de la tensión y parpadeo los EG deberán cumplir con el estándar internacional IEC 61000-3-3 o IEC 61000-3-11 según corresponda aplicar.

### **Artículo 4-15 Armónicas superiores e intermedias**

En cuanto a niveles de armónicos los EG deberán cumplir con el estándar internacional IEC 61000-3-2 o IEC 61000-3-4 o IEC61000-3-12 según corresponda aplicar.

Las corrientes armónicas que, como resultado de una tensión de red deformada, fluyen hacia la instalación del Usuario o Cliente Final no se consideran a cargo del EG.

### **Artículo 4-16 Precauciones contra caídas, maniobras o interrupciones de la tensión**

Si el EG es sensible a breves caídas de la tensión o a interrupciones del servicio, el cliente deberá tomar las precauciones del caso para proteger sus instalaciones y mantener una adecuada seguridad.

## CAPÍTULO 5. FORMULARIOS ÚNICOS

### FORMULARIO 1: SOLICITUD DE INFORMACIÓN

#### Datos del Dueño del Inmueble

Persona natural o representante legal	Nombre completo	
	R.U.N.	
Persona jurídica (si corresponde)	Razón Social	
	R.U.T.	

#### Datos del Solicitante

Persona natural o representante legal	Nombre completo	
	R.U.N.	
Persona jurídica (si corresponde)	Razón Social	
	R.U.T.	
Datos del Cliente	Número de Cliente <sup>1</sup>	
Datos de Contacto	Nombre completo	
	Teléfono y/o e-mail	

#### Datos del Lugar de Instalación

Dirección de la instalación	Calle, número	
	Comuna, Ciudad	
	Lugar de instalación	

#### Características del Equipamiento de Generación

Tecnología del EG:	<input type="checkbox"/> A. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> B. Sistemas basado en inversores, excluyendo el anterior <input type="checkbox"/> C. Sistemas basados en máquinas sincrónicas <input type="checkbox"/> D. Sistemas basados en máquinas asincrónicas
<hr/> Lugar y fecha	<hr/> Firma del Solicitante

1: El número de cliente corresponde al número de identificación del servicio asociado al inmueble donde se instalará el EG, normalmente especificado en las boletas o facturas emitidas por la empresa distribuidora.

2: Lugar de instalación se refiere, al lugar físico donde se instalará el (los) EG(s), como el techo de la casa.

## FORMULARIO 2: RESPUESTA A LA SOLICITUD DE INFORMACIÓN

Identificación de la solicitud de información	Número de Solicitud:	
	Número de Cliente:	
	Fecha de la solicitud:	
	Fecha de la respuesta:	

### Datos del Solicitante

Persona natural o representante legal de persona jurídica	Nombre completo	
	R.U.N.	
Persona jurídica	Razón Social	
	R.U.T.	

### Información Técnica

Conexión	Propiedad empalme	Cliente <input type="checkbox"/> Empresa Distribuidora <input type="checkbox"/>		
	Capacidad del empalme	----- [kVA]		
	Tipo de empalme	<input type="checkbox"/> monofásico <input type="checkbox"/> trifásico		
	Opción tarifaria del cliente			
	Identificación Transformador de Distribución Asociado:	ID: Tensiones: ___/___ [kV]; Potencia: ___ [kVA]		
	Listado de Usuarios o Clientes Finales ya conectados o con SC aprobada para el transformador de distribución asociado	Tecnología <sup>1</sup>	Conexión:	
1. A, B, C o D.		3 $\phi$ <input type="checkbox"/>	1 $\phi$ <input type="checkbox"/>	----- [kW]
2. A, B, C o D.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	----- [kW]	
Datos de la red:	Tipo de red BT:	3 $\phi$ <input type="checkbox"/> 2 $\phi$ <input type="checkbox"/> 1 $\phi$ <input type="checkbox"/>		
	Potencias de Cortocircuito para diseño:	$S_{CC \text{ trafo}}^2$ : ----- [kVA]		
		$S_{CC \text{ trafo}}^3$ : ----- [kVA]		
	Demanda Mínima:	$S_{CC \text{ red FA}}^4$ : ----- [kVA]		
En horas con sol:		----- [kW]		
En horas sin sol:		----- [kW]		
Zona geográfica:		1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/> 4 <input type="checkbox"/>		
<b>Capacidad Instalada Permitida:</b>	----- [kW], para sistemas tipo <sup>1</sup> : A <input type="checkbox"/> B <input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> D <input type="checkbox"/>			
En caso de dudas contactar a:				
Nombre:	Teléfono:	-----		
E-mail:	Nombre, cargo y firma del responsable de la información			

1: A, B, c o D: A. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento de energía; B. Sistemas basado en inversores, excluyendo el anterior; C. Sistemas basados en máquinas sincrónicas; D. Sistemas basados en máquinas asincrónicas.

2:  $S_{CC \text{ trafo}}$ : nivel de cortocircuito en el lado de baja tensión del transformador de distribución evaluado.

3:  $S_{CC \text{ red } PC}$ : nivel de cortocircuito en el punto de conexión.

4:  $S_{CC \text{ red } FA}$ : Potencia de cortocircuito en un punto ubicado al final del alimentador de BT al cual se desea conectar un Cliente, expresada en kVA.

### FORMULARIO 3: SOLICITUD DE CONEXIÓN

#### Datos del Dueño del Inmueble

Persona natural o representante legal	Nombre completo	
	R.U.N.	
Persona jurídica (si corresponde)	Razón Social	
	R.U.T.	

#### Datos del Solicitante

Persona natural o representante legal	Nombre completo	
	R.U.N.	
Persona jurídica (si corresponde)	Razón Social	
	R.U.T.	
Datos del Cliente	Número de Cliente <sup>1</sup>	
Datos de Contacto	Nombre completo	
	Teléfono y/o e-mail	

#### Datos del Lugar de Instalación

Dirección de la instalación	Calle, número	
	Comuna, Ciudad	
	Lugar de instalación	

#### Características del Equipamiento de Generación

Capacidad Instalada del EG:	_____ [kW]		
¿El EG es capaz de modificar su cosφ?	<input type="checkbox"/> SÍ <input type="checkbox"/> NO	¿Cuál es el rango?	cosφ = ±0, __
Tecnología del EG:	<input type="checkbox"/> A. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> B. Sistemas basado en inversores, excluyendo el anterior <input type="checkbox"/> C. Sistemas basados en máquinas sincrónicas <input type="checkbox"/> D. Sistemas basados en máquinas asincrónicas		
Fuente(s) Energética(s) Primaria(s):	<input type="checkbox"/> solar <input type="checkbox"/> hidráulica <input type="checkbox"/> eólica <input type="checkbox"/> cogeneración <input type="checkbox"/> con sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> otro: _____		
Combustible:	(Sólo para cogeneración) <input type="checkbox"/> biogas <input type="checkbox"/> biomasa <input type="checkbox"/> gas natural <input type="checkbox"/> petróleo		

#### Documentos Adjuntos:

Certificado de Dominio Vigente del inmueble del EG, con vigencia no anterior a 3 meses	<input type="checkbox"/>
Se adjunta fotocopia de cédula de identidad de persona natural o jurídica	<input type="checkbox"/>
Se adjunta documento que acredita personería con vigencia no anterior a 30 días de esta solicitud (cuando solicitante es persona jurídica)	<input type="checkbox"/>
Se adjunta mandato autorizado ante notario para la instalación del EG en el inmueble para el solicitante (cuando el solicitante no es dueño del inmueble del EG)	<input type="checkbox"/>

Lugar y fecha	Firma del Solicitante
---------------	-----------------------

1: El número de cliente corresponde al número de identificación del servicio asociado al inmueble donde se instalará el EG, normalmente especificado en las boletas o facturas emitidas por la empresa distribuidora.

2: Lugar de instalación se refiere, al lugar físico donde se instalará el (los) EG(s), como el techo de la casa.

**Documentos que deben adjuntarse a la solicitud:**

- Si el solicitante persona natural: Copia de cédula de identidad.
- Si el dueño del inmueble es persona jurídica: Documento que acredita personería con vigencia no anterior a 30 días.
- Si el solicitante no es el propietario del inmueble: Autorización mandato notarial del propietario, con vigencia no anterior a 30 días.
- Certificado de dominio vigente del inmueble donde se emplazará el Equipamiento de Generación, del Conservador de Bienes Raíces correspondiente, con una vigencia no anterior a 3 meses.

## FORMULARIO 4: RESPUESTA A SOLICITUD DE CONEXIÓN

Identificación de la Solicitud de Conexión:	Número de Solicitud:	
	Número de Cliente:	
	Fecha de la solicitud:	
	Fecha de la respuesta:	

### Datos del Solicitante

Persona natural o representante legal de persona jurídica	Nombre completo	
	R.U.N.	
Persona jurídica	Razón Social	
	R.U.T.	

### Respuesta a la Solicitud de Conexión

Conexión	Ubicación geográfica del punto de conexión:	
	Propiedad empalme:	<input type="checkbox"/> Cliente <input type="checkbox"/> Empresa Distribuidora
	Capacidad del empalme:	_____ [kW]
	Tipo de empalme:	<input type="checkbox"/> monofásico <input type="checkbox"/> trifásico
	Opción tarifaria:	

### Respuesta a la Solicitud de Conexión:

<b>Capacidad Instalada Permitida</b>	_____ [kW]	
<b>Factor de potencia con el que deberá operar</b>		
Costo de las actividades de conexión:	\$ _____	
Obras Adicionales	¿Se requieren Obras Adicionales?	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
	¿Se requiere modificación del empalme?	<input type="checkbox"/> Sí <input type="checkbox"/> No
En caso de requerirse de Obras Adicionales y/o Adecuaciones	Descripción resumida de las Obras Adicionales y/o Adecuaciones:	
	Valorización:	
	Plazo de ejecución:	
	Modalidad de pago:	
<hr style="border: 0.5px solid black;"/> Lugar y fecha	<hr style="border: 0.5px solid black;"/> Nombre, cargo y firma del responsable de la información	

### Documentos Adjuntos:

1. Modelo de Contrato en caso de requerirse de Obras Adicionales y/o Adecuaciones:
2. Descripción de las partidas principales de las Obras Adicionales y/o Adecuaciones, junto a su valorización, plazo de ejecución, modalidad de pago, entre otros.

## FORMULARIO 5: NOTIFICACIÓN DE CONEXIÓN

Identificación de la Solicitud de Conexión Asociada:	Número de Solicitud:	
	Número de Cliente:	
	Fecha de la solicitud:	

### Datos del Dueño del Inmueble

Persona natural o representante legal	Nombre completo	
	R.U.N.	
Persona jurídica (si corresponde)	Razón Social	
	R.U.T.	

### Datos del Solicitante

Persona natural o representante legal	Nombre completo	
	R.U.N.	
Persona jurídica (si corresponde)	Razón Social	
	R.U.T.	
Datos de Contacto	Nombre completo	
	Teléfono y/o e-mail	

### Lugar de Instalación

Dirección de la instalación	Calle, número	
	Comuna, Ciudad	

### Características del Equipamiento de Generación

Capacidad Instalada del EG:	_____ [kW]	
Tecnología del EG:	<input type="checkbox"/> A. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> B. Sistemas basado en inversores, excluyendo el anterior <input type="checkbox"/> C. Sistemas basados en máquinas sincrónicas <input type="checkbox"/> D. Sistemas basados en máquinas asincrónicas	
Fuente Energética Primaria:	<input type="checkbox"/> solar <input type="checkbox"/> hidráulica <input type="checkbox"/> eólica <input type="checkbox"/> cogeneración <input type="checkbox"/> con sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> otro:_____	
Combustible:	(Sólo para cogeneración) <input type="checkbox"/> biogas <input type="checkbox"/> biomasa <input type="checkbox"/> gas natural <input type="checkbox"/> petróleo	
Instalador	Nombre completo	
	R.U.N.	
	Clase	
	Certificado Instalador	
	Fono y/o e-mail	
Datos de la Declaración Puesta en Servicio SEC	Nº Folio	
	Fecha de Inscripción	

### Documentos Adjuntos

Mandato autorizado ante notario con vigencia no anterior a 30 días contados desde la fecha de presentación de esta NC (Solo en caso que el solicitante no sea el propietario del inmueble)	<input type="checkbox"/>
Descripción de las características técnicas esenciales de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente	<input type="checkbox"/>

o en las instrucciones que al efecto dicte la Superintendencia		
El o los certificados de aprobación o la autorización de comercialización y uso de la(s) Unidad(es) de Generación y demás componentes del EG que así lo requieran.		<input type="checkbox"/>
Se adjunta copia de Declaración de Puesta en Servicio del EG por el Usuario o Cliente Final ante la Superintendencia		<input type="checkbox"/>
Se adjunta copia del formulario de declaración TE4 y sus documentos respectivos		<input type="checkbox"/>
<hr/> Lugar y fecha	<hr/> Firma del Cliente o Usuario Final	

## FORMULARIO 6: PROTOCOLO DE CONEXIÓN DE UN EG

Identificación de la Solicitud de Conexión Asociada:	Número de Solicitud:	
	Número de Cliente:	
	Fecha de la solicitud:	
Dirección de la instalación	Calle, número	
	Comuna, Ciudad	
	Lugar de instalación	
	Teléfono, e-mail	

### Características del Equipamiento de Generación

Capacidad Instalada del EG:	_____ [kW]
Tecnología del EG:	<input type="checkbox"/> A. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> B. Sistemas basado en inversores, excluyendo el anterior <input type="checkbox"/> C. Sistemas basados en máquinas sincrónicas <input type="checkbox"/> D. Sistemas basados en máquinas asincrónicas
Fuente Energética Primaria:	<input type="checkbox"/> solar <input type="checkbox"/> hidráulica <input type="checkbox"/> eólica <input type="checkbox"/> cogeneración <input type="checkbox"/> con sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> otro: _____
Combustible:	(Sólo para cogeneración) <input type="checkbox"/> biogas <input type="checkbox"/> biomasa <input type="checkbox"/> gas natural <input type="checkbox"/> petróleo

<b>Verificación de Requerimientos Generales:</b>	Cumple:	
	<b>SÍ</b>	<b>NO</b>
a) Equipos de medición estén en conformidad a lo dispuesto en esta norma técnica y demás normativa aplicable.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
b) Valores de ajuste de la Protección RI en conformidad con NT.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
c) Valor de ajuste de sobretensión $V>$ de la Protección RI más cercana a la conexión a la red corresponda a 1,1 Vn.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
d) Tiempo de desenergización obtenido de la Prueba de Desconexión menor a 2 segundos.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
e) Verificación de la correcta operación del disparo de la Protección RI sobre el Interruptor de Acoplamiento (solo en caso de EGs con Protección RI centralizada).	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
f) Protección RI sellada o protegida con contraseña. Nota: Esta contraseña no debe ser conocida por el Usuario o Cliente Final.	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

<b>Cumple todos los requerimientos anteriores:</b>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
--	--------------------------	--------------------------

_____ Nombre y Firma de responsable de la Empresa Distribuidora	_____ Nombre y Firma del Técnico Autorizado
--	--

<b>Fecha y hora:</b>
----------------------