

# **ESTUDIO DE CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN QUE IMPIDEN LA INYECCIÓN DE ENERGÍA DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.**

**INFORME TÉCNICO PREPARADO PARA:**



# CONTROL DE DOCUMENTO

INF ELI EST17021 — REV.D

FECHA	REVISIÓN	COMENTARIOS	PREPARADO	REVISADO	APROBADO
23/11/2017	D	Para revisión Cliente	J.V.A.	R.G.L.	
29/10/2017	C	Para revisión Cliente	J.V.A.	R.G.L.	R.G.L.
27/09/2017	B	Estado de Avance N°1	J.V.A.	R.G.L.	

**CONTENIDO**

<b>1. Introducción .....</b>	<b>1</b>
<b>2. Objetivos .....</b>	<b>1</b>
<b>3. Metodología .....</b>	<b>2</b>
3.1 Revisión de Antecedentes.....	2
3.2 Caracterización de los sistemas de protección. ....	2
3.3 Valorización de los esquemas de protección. ....	2
3.4 Recomendaciones al marco normativo actual.....	2
<b>4. Identificación de la problemática .....</b>	<b>3</b>
<b>5. Caracterización de los sistemas de control y protección.....</b>	<b>4</b>
5.1 Relés de protección .....	4
5.1.1 Protección de potencia Inversa (Función ANSI 32).....	4
5.1.2 Protección de Sobrecorriente de Fase Direccional (Función ANSI 67). ....	8
5.2 Sistema de control de inyección cero.....	11
5.2.1 Sistema de control de inyección cero y gestion de demanda.....	13
5.2.2 Sistema de control de inyección cero y almacenamiento.....	16
5.3 Cuadro comparativo.....	17
5.4 Ajustes de sensibilidad y tiempo de operación de los sistemas de control y protección. ....	18
5.4.1 Sistemas de control de inyección cero.....	19
5.4.2 relés de protección de potencia inversa .....	19
<b>6. Valorización de los esquemas de protección. ....</b>	<b>20</b>
6.1 Costos adicionales de instalar relés de protección .....	20
6.2 Costos adicionales de instalar control de inyección cero .....	22
<b>7. Recomendaciones al marco normativo actual .....</b>	<b>23</b>
<b>8. Conclusiones.....</b>	<b>26</b>
<b>ANEXO I revisión de Normativa internacional.....</b>	<b>i</b>
I.1. California.....	i
I.1.1. Rule 21 .....	i
I.2. España.....	iv
I.2.1. RD 900/2015.....	iv

I.3.	Australia .....	v
I.3.1.	Energex Std. 00233 .....	v
I.3.1.A.	Generación hasta 30 kVA .....	v
I.3.1.B.	Generación desde 30 kVA hasta 5 MVA.....	v
I.4.	Reino Unido.....	vi
I.4.1.	Engineering Recommendation G100 (EREC G100) .....	vi
I.5.	Resumen de ajustes normas revisadas .....	vi



Figura 1:	Lógica de actuación del relé de potencia inversa.....	5
Figura 2:	Zonas de disparo del relé de Potencia Inversa.....	6
Figura 3:	Lógica de actuación del relé de potencia reactiva. ....	7
Figura 4:	Lógica de actuación del relé de potencia activa.....	8
Figura 5:	Lógica de actuación del relé de sobrecorriente de fase de tiempo definido direccionado hacia atrás .....	9
Figura 6:	Esquema básico de control de inyección cero .....	12
Figura 7:	Esquema de control de inyección cero con monitoreo de la red.....	13
Figura 8:	Esquema de control de inyección cero con gestión de demanda.....	14

## 1. INTRODUCCIÓN

El Ministerio de Energía chileno, a través del programa Techos Solares Públicos, ha solicitado desarrollar un estudio que determine los sistemas de control y/o protección que permitan a los proyectos de generación distribuida conectados en paralelo a la red eléctrica, en modalidad de autoconsumos, operar sin inyectar excedentes de potencia activa a la red. La necesidad de esta restricción tiene relación con razones técnicas, administrativas o económicas. Es preciso mencionar, que a la fecha no existe una normativa específica que regule este tipo de sistemas de autogeneración.

## 2. OBJETIVOS

Los objetivos principales del presente estudio son:

- Facilitar la comprensión del funcionamiento del relé de potencia inversa y alguna alternativa, así como los sistemas de monitoreo y controles equivalentes en proyectos de autogeneración conectados a la red de distribución, que eviten la inyección de energía a la red, con las tecnologías disponibles actualmente en el mercado Chileno.
- Conocer las diferencias que hay entre los diferentes sistemas de protección de potencia inversa, sus métodos de conexión y ajustes.
- Valorizar los sistemas de protecciones eléctricas y/o electrónicas que impidan la inyección de potencia de energía eléctrica desde los sistemas de generación distribuida a la red pública, en particular sistemas de monitoreo y control disponibles en el mercado chileno.
- Proponer ajustes a la normativa vigente, tendientes a facilitar la incorporación de estos sistemas de protección en instalaciones de autogeneración basados en la Norma 4/2003, capítulo 14.

### **3. METODOLOGÍA**

#### **3.1 REVISIÓN DE ANTECEDENTES**

Se considerará parte de los antecedentes a revisar, el levantamiento de la normativa internacional realizado por el Ministerio de Energía, de países con amplia penetración de sistemas de generación distribuida. Esta información se utilizará como referencia, buscando obtener las mejores prácticas de una de las normas revisadas. El resumen de esta revisión se encuentra en el ANEXO I.

#### **3.2 CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN.**

Se caracterizará, definirá y explicará el funcionamiento de los diferentes sistemas de protecciones eléctricas que impiden la inyección de energía eléctrica desde los sistemas de generación distribuida a la red pública, indicando sus principios de operación, ventajas y desventajas.

#### **3.3 VALORIZACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN.**

Se determinará el valor diferencial de instalar los distintos esquemas de protección definidos en el apartado anterior. La finalidad de este apartado, además de establecer un orden de magnitud o impacto económico sobre el proyecto, es identificar si existe una componente de costo que permita segmentar la aplicación de uno u otro método de protección en función del tamaño del proyecto.

#### **3.4 RECOMENDACIONES AL MARCO NORMATIVO ACTUAL.**

Considerando que no existe una normativa específica vigente que regule las condiciones de operación de los sistemas de autogeneración que no inyectan potencia a la red pública, las recomendaciones se realizarán respecto del documento "Pliego Técnico Normativo RTIC N°09 sobre sistemas de autogeneración".

#### 4. IDENTIFICACIÓN DE LA PROBLEMÁTICA

Los cambios en el marco regulatorio del sector eléctrico, los desarrollos tecnológicos, sumados a las dinámicas propias de los sistemas eléctricos y el mercado, han impulsado un aumento en la penetración de generación distribuida en distintos niveles de tensión. Es así como se puede identificar, para el caso chileno, los Pequeños Medios de Generación Distribuida PMGD, con sus distintas modalidades de conexión y operación, entre los que se destaca la reciente promulgación de la ley 20.571 que permite la conexión de sistemas de Generación en Baja Tensión Net Billing.

Los sistemas de generación distribuida considerados en el apartado anterior están concebidos como sistemas que eventualmente inyectan y comercializan sus excedentes de potencia a la red pública, para lo cual deben demostrar a través de estudios de conexión o verificación de impacto, su factibilidad de conexión. Sin embargo, podrían existir quienes por motivos técnicos, económicos o administrativos se muestren interesados en conectar instalaciones de generación exclusivamente para abastecer consumos propios sin realizar inyección de potencia a la red.

Un aspecto técnico-económico que podría hacer necesario asegurar la nula inyección de potencia desde medios de generación distribuida serían los sobrecostos del proyecto asociados a las adecuaciones de red derivadas de los estudios de conexión y que el propietario de la instalación no esté dispuesto a realizar.

Entre los motivos administrativos que restringen la posibilidad de inyectar excedentes, se puede considerar la imposibilidad legal de comercializar los excedentes de potencia, la pérdida de subsidios, beneficios fiscales o tributarios obtenidos para y por la realización del proyecto de generación, entre otros.

La norma chilena NCH 4/2003 en su apartado 14, referente a Instalaciones de Consumo en Baja Tensión describe los Sistemas de Autogeneración, los cuales son definidos como:

**Autogeneración:** *Es el proceso de alimentación de energía desde una fuente instalada en el recinto en donde está ubicada la instalación de consumo y que es operada bajo la tuición y responsabilidad de su dueño o usuario, con independencia o en conjunto con la red pública. De acuerdo a su finalidad las fuentes de autogeneración pueden ser sistemas de emergencia, sistemas para corte de punta o sistemas de cogeneración.*

Según la definición de la NCH 4/2003, los sistemas de autogeneración destinados a recorte de punta con transición cerrada y los sistemas de cogeneración corresponden a sistemas de generación distribuida con inyección cero.

En principio, dado que no existe a la fecha una norma técnica específica para sistemas de autogeneración que no inyecten excedentes a la red, un sistema de autogeneración, de los señalados en el párrafo anterior, podría clasificarse como PMGD o Net Billing cuyos excedentes son cero (0) y ante el cumplimiento de los estándares técnicos establecidos en la "Norma Técnica

de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión” o de la “Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión” puede conectarse sin inconvenientes. Es decir, la aplicación de las normas técnicas antes mencionadas abordan los riesgos propios de la conexión de un medio de generación distribuida como pueden ser sobrecargas de elementos serie, problemas de regulación de tensión, variaciones del nivel de cortocircuito, ajuste y coordinación de protecciones, seguridad para las instalaciones y para las personas. Dicho de otro modo, la inyección cero no establece nuevos requisitos para la conexión de los medios de generación y por lo tanto debe cumplir con los estándares apropiados a sus características (PMGD o NET Billing).

Sin embargo, dado que podrían existir restricciones a la inyección, se hace necesario establecer sistemas de control que garanticen que no existe inyección de potencia a la red pública. En este sentido, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles SEC, se encuentra desarrollando el documento “Pliego Técnico Normativo RTIC N°09 sobre sistemas de autogeneración”, el cual será abordado en detalle como marco normativo actual en el apartado 7, del presente informe, en lo que respecta a sistemas de protección y control de inyección de potencia.

## 5. CARACTERIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

En el presente apartado se realiza una conceptualización de los sistemas que permiten controlar la inyección de potencia a la red desde instalaciones de autogeneración, distinguiendo dos categorías:

- Relés de protección que operan emitiendo una orden de desconexión del medio de generación.
- Sistemas de control de la generación que operan por modulación de la generación para corregir la diferencia entre la potencia generada y la potencia consumida en la instalación.

### 5.1 RELÉS DE PROTECCIÓN

Se han analizado los siguientes relés de protección que podrían realizar la función de desconexión por detección de potencia inversa.

#### 5.1.1 PROTECCIÓN DE POTENCIA INVERSA (FUNCIÓN ANSI 32).

La protección de potencia inversa es ocupada para limitar el flujo de potencia activa en un sentido determinado. Se calcula a partir de las mediciones de corrientes y tensiones. **Según ANSI/IEEE**, “*Es el elemento de protección que funciona sobre un valor deseado de potencia en una dirección dada o sobre la inversión de potencia*”.

Frecuentemente esta función de protección es aplicada a generadores, para lograr las siguientes acciones:

- Evitar que un generador funcione como motor (motorización).
- Impedir que un generador, auto productor o cogenerador, inyecte energía a la red a la se encuentra conectado en condiciones de isla eléctrica.
- Limitar la inyección de potencia activa a la red en la cual se encuentra operando en forma paralela.

Para el caso de estudio, la última de las acciones descritas anteriormente es la que se analizará.

Entre los relés de potencia inversa se pueden distinguir, según la variable del pick up, 2 tipos:

- Relés 32 con ajuste de pick up por Potencia Activa.
- Relés 32 con ajuste de pick up por Potencia Compleja.

A continuación, se describirá el funcionamiento de estos relés.

#### 5.1.1.1 RELÉS CON AJUSTE DE PICK UP EN POTENCIA ACTIVA.

En la Figura 1 se muestra la lógica de operación del relé 32, ajustado en potencia activa. Este mide la potencia activa "P" en un punto de la red para luego compararla con un ajuste "Ps". Si se cumple la condición, la protección enviará una señal de disparo al interruptor asociado, con un retardo de tiempo "T".

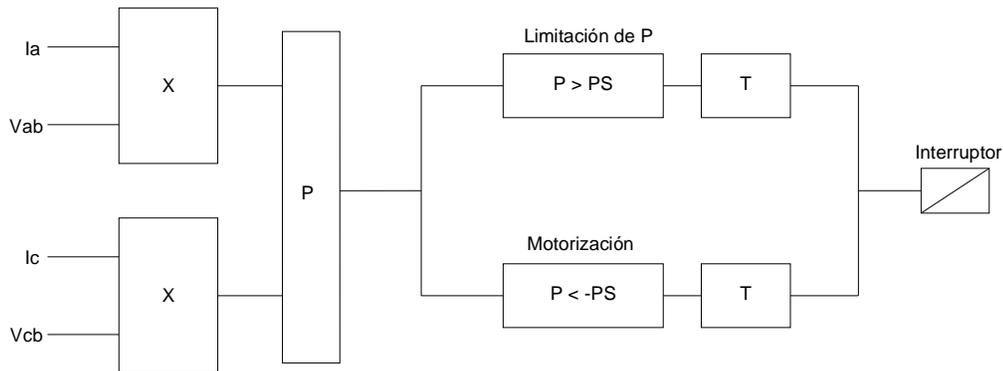
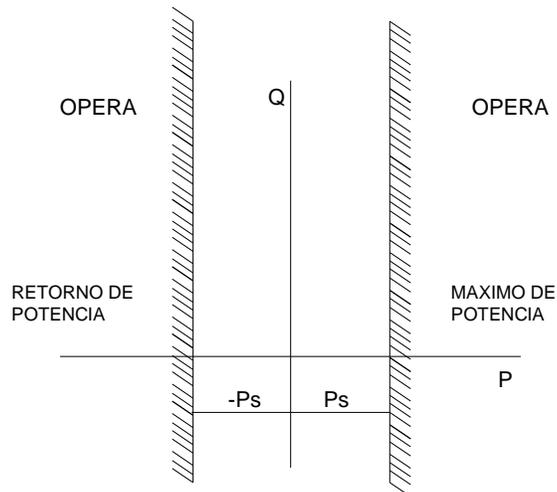


Figura 1: Lógica de actuación del relé de potencia inversa.

El bloque de decisión inferior (condición  $P < -P_s$ ) es para impedir que un generador funcione como motor, mientras que el bloque superior (condición  $P > P_s$ ) se ocupa para limitar la potencia de inyección a la red en alguna instalación de generación.



**Figura 2: Zonas de disparo del relé de Potencia Inversa.**

La Figura 2 muestra en el plano de potencia compleja, las zonas de disparo del relé según su ajuste “Ps”. Es de interés en el presente documento, el ajuste de Ps en la zona positiva del eje de las abscisas ya que si se supera este umbral la protección deberá dar orden de trip al interruptor asociado, considerando que se trata de una eventual inyección de potencia activa a la red de distribución.

Ajustes típicos para evitar motorización del generador para este tipo de protecciones son:

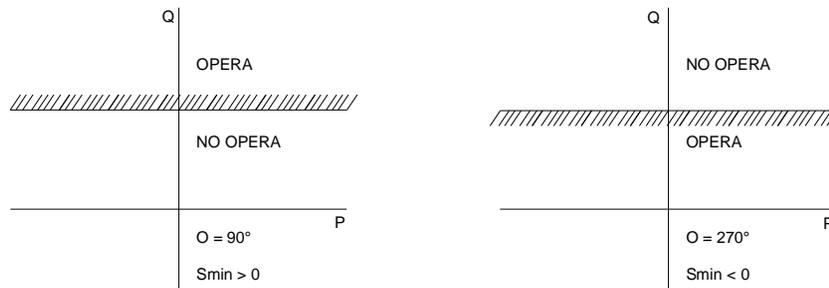
- Mínimo de operación de Potencia Activa “Ps”: del 2 al 5% de la potencia aparente del generador (expresados en unidades de W).
- Tiempo de operación “T”: de 2 a 4 segundos.

Por lo general, los relés que disponen de elementos de protección de potencia inversa, cuentan con los rangos de ajustes que se detallan a continuación, los que son compatibles con las características de ajustes que se requerirán para atender la problemática de limitación de potencia activa hacia la red de distribución, por parte de un cogenerador.

- Ps: del 1 al 120% de la potencia aparente del generador (expresados en unidades de W).
- Tiempo de operación: de 100 ms a 655 segundos.

#### **5.1.1.2 RELÉS CON AJUSTE DE PICK UP EN POTENCIA COMPLEJA.**

A diferencia del relé con ajuste de potencia activa inversa, este relé permite determinar también la condición de potencia reactiva inversa, baja potencia reactiva o sobre potencia reactiva, como se muestra en la Figura 3.



**Figura 3: Lógica de actuación del relé de potencia reactiva.**

El elemento de potencia compleja opera en función de un ángulo de ajuste característico y un mínimo de operación de potencia aparente, según la ecuación 1.

$$P \cos \phi + Q \sin \phi > S_{min} \text{ (ec.1)}$$

Dónde:

P y Q son la potencia activa y reactiva medida.

$\phi$  Es el ángulo característico del relé definirá la direccionalidad (Forward o Reverse) del elemento de potencia.

En consecuencia, un elemento de protección por potencia compleja con un ángulo característico  $\phi = 0^\circ$  o  $180^\circ$  tiene el mismo principio de operación que el elemento de protección por potencia activa, como se muestra en la Figura 4.

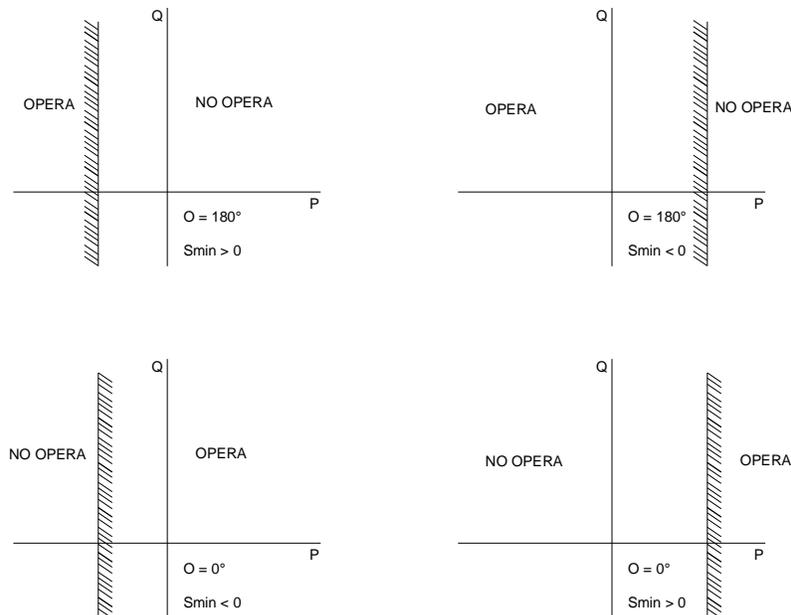


Figura 4: Lógica de actuación del relé de potencia activa.

### 5.1.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE DIRECCIONAL (FUNCIÓN ANSI 67).

El principio de funcionamiento de todos los elementos de protección direccional es la definición del sentido en que se encuentra la falla.

La direccionalidad obliga a introducir un nuevo concepto, que tiene relación con respecto a qué se deben considerar la dirección de las magnitudes. En este contexto, en el caso de las protecciones direccionales de fase, generalmente se considera como referencia una tensión entre fases, como vector de "posición cero" o vector de comparación, mientras que en el caso de las direccionales de tierra, se considera como referencia a la tensión de secuencia cero.

En consecuencia, para dar direccionalidad a cualquier elemento de protección, es necesario considerar la medición no sólo de corriente (Transformadores de corriente) sino también la medición de voltajes (Transformadores de Potencial), con el fin de fijar la referencia angular para la corriente. De esta manera es posible determinar el sentido del flujo de corriente, ya sea esta hacia adelante (Forward) o hacia atrás (Reverse).

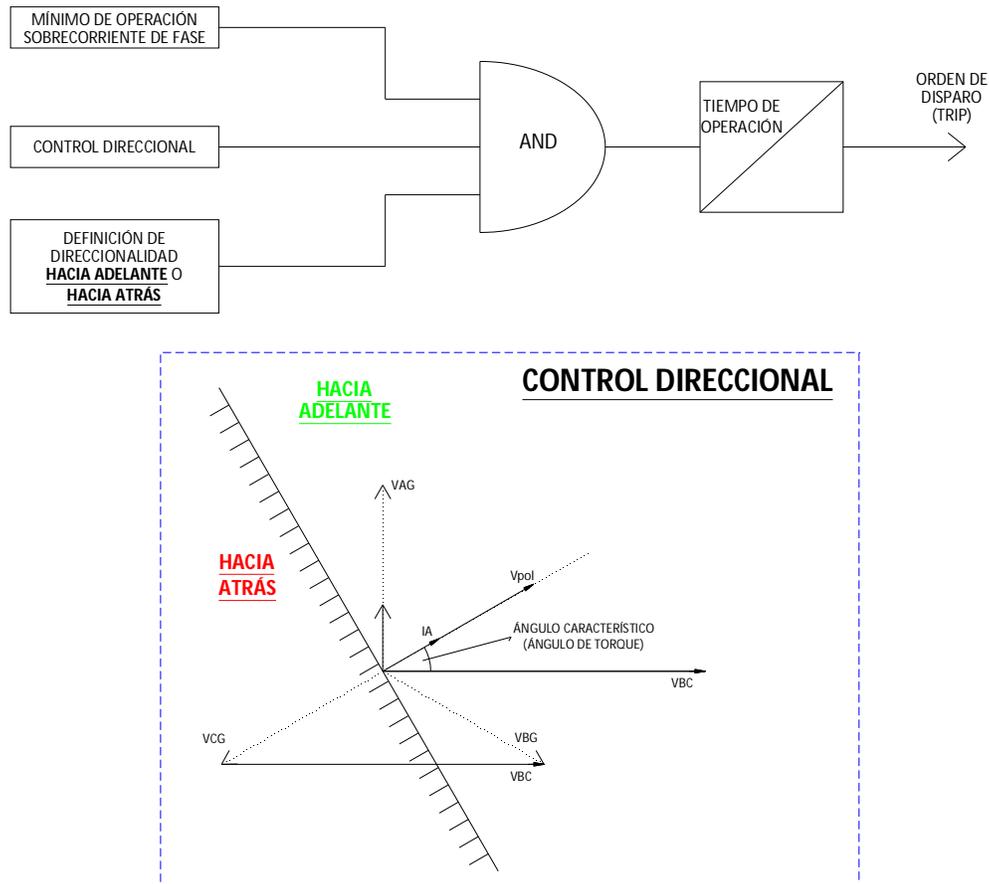
En este contexto, cuando se define un elemento de sobrecorriente de fase direccional, no solo se requerirán ajustes propios de este elemento de protección, sino también la definición de un ángulo característico el que permitirá determinar en qué sentido se ha superado el mínimo de operación de sobrecorriente ajustado en el relé.

Para el caso particular de evitar que un medio de cogeneración exporte potencia activa hacia la red eléctrica que se encuentra aguas arriba del empalme respectivo, es posible implementar un esquema basado en sobrecorriente de fase de tiempo definido direccionado hacia atrás, a través de los siguientes criterios:

El mínimo de operación de sobrecorriente de fase debe ser calculado a partir del voltaje del sistema y el umbral de potencia al que se desea restringir la transferencia desde el medio de cogeneración.

Se debe considerar un elemento de sobrecorriente de tiempo definido, con el fin de operar en un tiempo constante, ante cualquier valor de sobre el mínimo de operación antes definido.

Se debe considerar un ángulo de operación característico que permita determinar la dirección del flujo de corriente.



**Figura 5: Lógica de actuación del relé de sobrecorriente de fase de tiempo definido direccional hacia atrás**

Se observa que la protección de sobrecorriente de fase direccional, es similar a una protección de potencia aparente inversa, por lo que podría operar incorrectamente cuando lo que se desea es operar por potencia inversa. A continuación se ejemplifica dos casos:

**Ejemplo 1:**

Se identifica como una deficiencia, para los propósitos definidos en el contexto estudiado, el hecho que el valor de operación corresponde a un umbral de corriente, ya que correcta operación de la protección será sensible a la tensión de operación del sistema.

Para el ejemplo se considera un sistema trifásico de 400V, en el cual se ha instalado una unidad de autogeneración de 10kW y para el cual se establece una restricción de potencia inversa de 2% de la capacidad de la unidad de generación.

Se define el umbral de operación en 0,289A, equivalente a la corriente que a tensión nominal determina un 2% de la potencia nominal de la unidad generadora.

Si el sistema se encuentra operando en 1,05pu de tensión, el factor de potencia de la instalación es 1 y la corriente que fluye hacia la red es 0,275A (inferior al Pick up de la protección), el relé de

sobrecorriente direccional no emitirá orden de desconexión, ya que no se ha superado el Pick up, sin embargo, la potencia que inversa es:

$$P = \sqrt{3} \cdot 1,05 \cdot 400 \cdot 0,275 \cdot \cos 0 = 200,05W$$

Valor que supera al 2% de la potencia nominal de la unidad generadora.

En este caso se ha demostrado que la dependencia de la tensión podría generar operaciones indebidas.

### **Ejemplo 2:**

Otro factor que influirá en la correcta operación de la protección de sobrecorriente utilizada como protección de potencia inversa, es el factor de potencia, ya que al operar como un elemento basado en potencia aparente, si el factor de potencia es distinto de 1, el relé operará para una condición de potencia activa inversa menor que el valor deseado.

Considerando los mismos antecedentes que el ejemplo anterior, pero ahora con una corriente de 0,290A, tensión nominal y factor de potencia de 0,93, se tiene una potencia aparente de:

$$S = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,290 = 200,91VA$$

$$P = \sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,290 \cdot 0,93 = 186,85W$$

Para esta condición, dado que P es menor que el valor de operación definido (2% de P<sub>non</sub> del generador), no corresponde que la protección actúe, sin embargo, puesto que la corriente (0,290A) es superior al Pick Up (0,289A), el relé de sobrecorriente dará orden de apertura al interruptor de acoplamiento constituyendo una operación incorrecta o indeseada.

## 5.2 SISTEMA DE CONTROL DE INYECCIÓN CERO.

Se definirá como sistema de control de inyección cero o control dinámico de potencia, a un sistema conformado por dispositivos eléctricos y/o electrónicos que impidan la inyección de potencia a la red pública a través de la adecuación de la generación de la planta al consumo de la instalación y que a diferencia de lo que ocurre con los relés de protección, no requiere de una magnitud de inyección a la red para comenzar su actuación.

Según esta definición un sistema de control de inyección cero requerirá al menos de los siguientes elementos, algunos de los cuales podrán estar integrados en un único equipo:

- Sistema de medida del consumo (de manera aislada, solo el consumo).
- Controlador configurable y compatible con el sistema de medida y los inversores.
- Enlaces de comunicación entre el controlador, los inversores y el sistema de medida según corresponda.

El principio de funcionamiento de estos esquemas consiste en realizar la medición instantánea de la potencia consumida por la instalación y en función de este valor realizar un ajuste en tiempo real de la producción de energía, en el cual la consigna, que corresponderá a un valor igual o menor que la potencia consumida, es traspasada a los inversores por medio de un canal de comunicación habilitado para dichos fines.

En condiciones de demanda superior a la potencia de generación disponible, el sistema de control operará saturado permitiendo la inyección del total de la producción.

### Ejemplo 3:

Instalación de generación	: 8kW
Potencia instalada consumo	: 8,8kW
Demanda instalación de consumo	: 4kW
Generación disponible	: 6kW

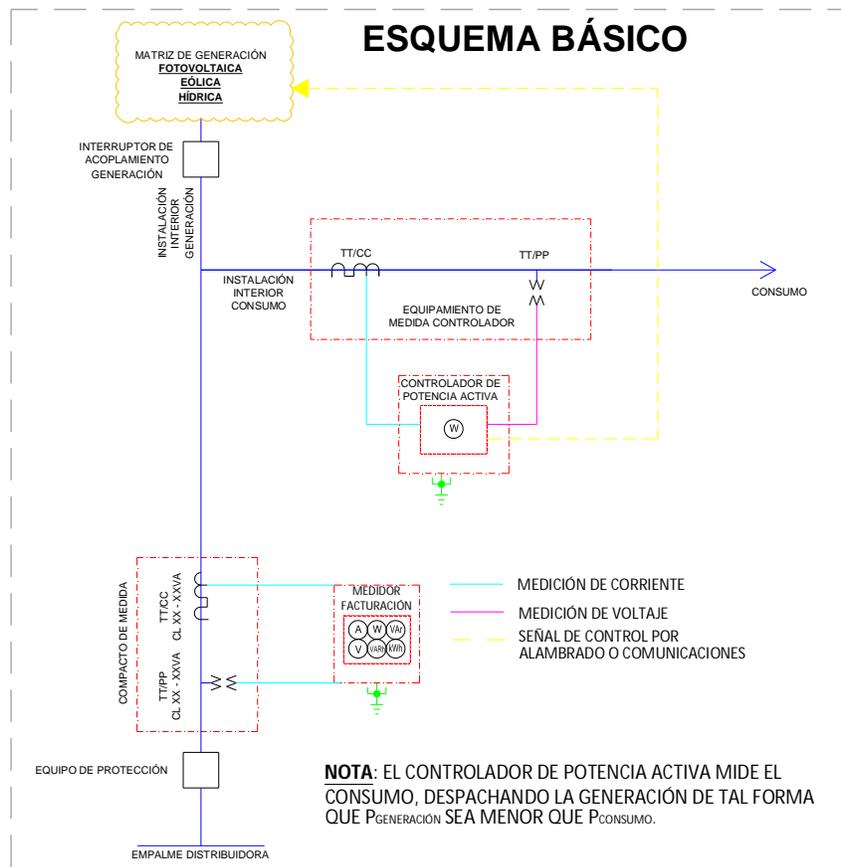
De acuerdo a los datos anteriores, el control de inyección cero determina que la referencia de producción debe limitarse a 4kW, desperdiciando los 2kW restantes.

Si para la misma instalación se considera ahora lo siguiente:

Demanda instalación de consumo	: 7kW
Generación disponible	: 6kW

La producción de la unidad de generación no se restringe, dado que no es posible suplir el 100% de la demanda a través de esta. El diferencial de la demanda provendrá desde la red pública.

En la Figura 6 se muestra un diagrama unilineal de un esquema básico de control de inyección cero como el descrito en el Ejemplo 1.



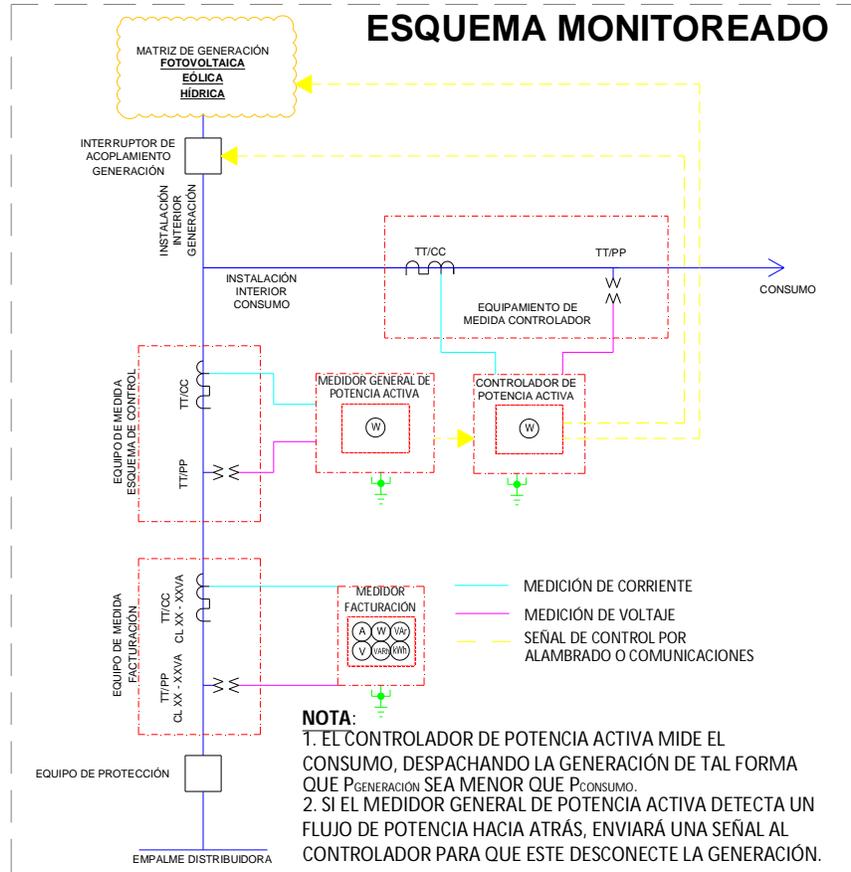
**Figura 6: Esquema básico de control de inyección cero**

A nivel de conceptualización de esta alternativa, la medición de potencia de consumo podría ser realizada a través de transformadores de corriente y potencial conectados directamente a la unidad de control o a un equipo de medición externo, en cuyo caso deberá considerarse además del enlace de comunicación con el sistema de generación, un enlace de comunicación con el equipo externo de medida<sup>1</sup>.

Este sistema no requiere monitorear la energía proveniente desde la red ni la producción de generación, ya que solamente define una consigna de potencia de generación igual a la demanda de la instalación de consumo. Sin perjuicio de lo anterior, se debe tener en cuenta los tiempos de actuación de este lazo de control, considerando que podrían existir variaciones de carga en pequeños tiempos que no permitan controlar la inyección, en cuyo caso el sistema requerirá de un segundo elemento del tipo relé de potencia inversa que desconecte la unidad generadora, con el fin de evitar la inyección de potencia hacia la red pública.

En este contexto, se requerirá necesariamente de un sistema de monitoreo de la potencia que fluye hacia la red, el cual es ilustrado en la Figura 7.

<sup>1</sup>Las características de los esquemas de control y medida quedarán asociadas a los distintos sistemas inyección cero existentes en el mercado.



**Figura 7: Esquema de control de inyección cero con monitoreo de la red.**

Si bien es cierto, este método de control resulta energéticamente más eficiente respecto a utilizar sólo relés de protección que desconectan la totalidad de la producción, el control de inyección de potencia sigue siendo ineficiente, toda vez que se desaprovecharía parte de la energía disponible. Un ejemplo de esta condición es el caso que se deba realizar reducción de generación para plantas solares en horas de gran disponibilidad del recurso, coincidentes con las horas de demanda baja en las instalaciones de consumo. En este contexto, el sistema de control de inyección cero podría complementarse con las variaciones descritas en los apartados 5.2.1 y 5.2.2.

### 5.2.1 SISTEMA DE CONTROL DE INYECCIÓN CERO Y GESTION DE DEMANDA.

Una de las alternativas de utilizar en la mayor proporción posible la energía disponible en los sistemas de autogeneración, es incorporar al esquema de control de inyección cero básico, definido en los párrafos precedentes, un sistema de control que gestione la conexión o desconexión de cargas que puedan ser catalogadas como “No Esenciales”, es decir, cargas que bajo circunstancias normales de funcionamiento de la instalación de consumo no estarían

conectadas o que no requieren permanecer conectadas todo el tiempo, pero que realizan un trabajo, por ejemplo, calentadores de agua o sistemas de bombeo.

En la Figura 8 se muestra un diagrama unilíneal de un esquema de control de inyección cero y gestión de demanda.

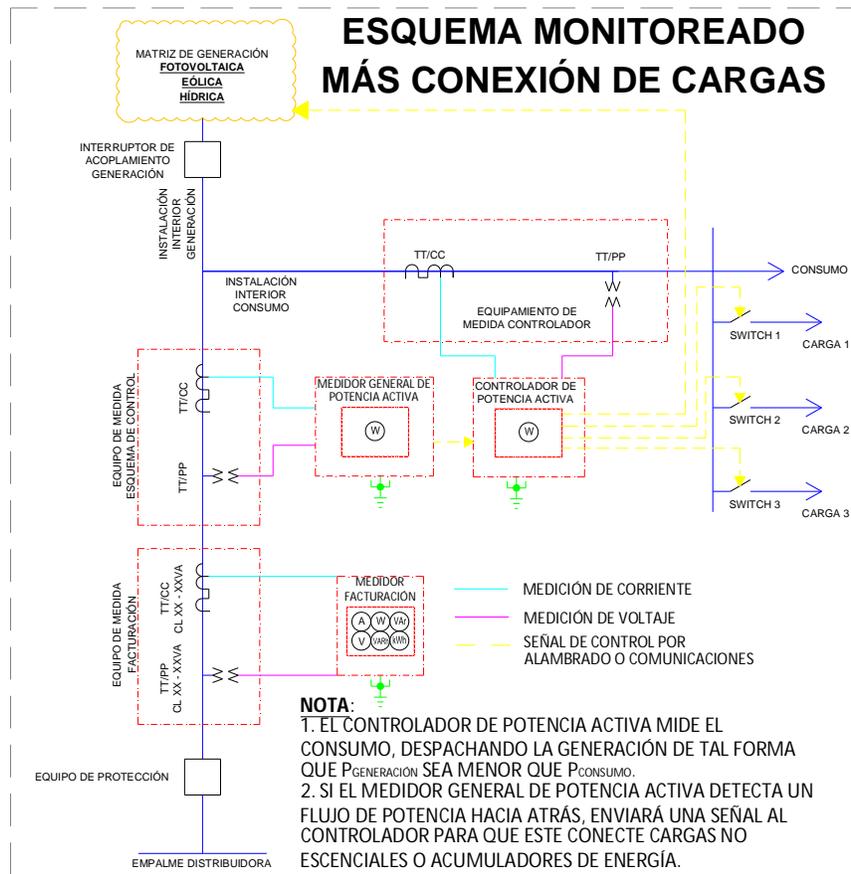


Figura 8: Esquema de control de inyección cero con gestión de demanda.

**Ejemplo 2:**

Instalación de generación	: 8kW
Potencia instalada consumo	: 8,8kW
Demanda instalación de consumo	: 4kW
Generación disponible	: 6kW
Cargas no esenciales	: 0,8kW

En este caso se ha considerado una (1) carga no esencial, pero el sistema puede ser extensible a más cargas.

En un sistema básico de control de inyección cero, 2kW serían desaprovechados. Sin embargo, en un sistema con gestión de demanda el control puede gobernar la conexión de

la carga no esencial de modo que 4,8kW de los 6kW disponibles de autogeneración sean utilizados y la restricción de generación se limite a 1,2kW.

Es preciso mencionar que en este tipo de soluciones, además de automatizar el sistema de conexión de cargas, es necesario considerar la lógica de desconexión de cargas. En este contexto, se puede considerar lo siguiente:

Para que una carga se conecte se deberá cumplir las siguientes condiciones:

1. El nivel de consumo de la instalación principal está por debajo de un mínimo técnico o umbral respecto de la potencia de generación instalada.
2. El nivel de potencia proveniente desde la red es menor que un umbral pequeño respecto de la potencia consumida u otro parámetro que permita verificar que existe posibilidad de inyectar potencia desde el sistema de generación, con el fin de minimizar el riesgo que la inyección desde la red sea incluso mayor que la carga gestionada.

Para aclarar estos conceptos, se puede considerar el ejemplo anterior, en que la carga no esencial representa un 10% de la potencia instalada de generación. En este caso, se podría definir que cada vez que el consumo de la instalación se encuentre por debajo de un 90% (modo ejemplo) se permitirá la conexión de la carga no esencial. Sin embargo, no es posible garantizar que exista disponibilidad de generación para suplir el aumento de demanda.

En estos casos, es necesario utilizar la segunda condición de verificación, ya que en el caso que exista potencia fluyendo desde la red pública a la instalación de consumo, mayor que un mínimo de operación ajustado, se decretaría que no existe recurso de generación disponible y la segunda condición impediría que la carga no esencial se conecte y consuma potencia desde la red.

En consecuencia, el sistema requiere de todas formas la disposición a utilizar energía de la red para suministrar parte de la demanda, toda vez que la potencia de la carga no esencial podría llegar a ser mayor que la diferencia entre la generación disponible y el consumo de la instalación principal. En este caso, se debe definir un umbral de potencia admisible desde la red, en función de la carga no esencial u otra potencia de referencia, por sobre el cual el sistema emita orden de desconexión de la carga no esencial.

### **Ejemplo 3:**

Instalación de generación	: 8kW
Potencia instalada consumo	: 8,8kW
Demanda instalación de consumo	: 4kW
Generación disponible (este dato no se lee directamente)	: 3kW
Cargas no esenciales	: 0,8kW
Umbral de consumo para conexión	: 90%
Umbral de verificación recurso disponible	: 10% de consumo
Potencia de red admisible	: 20% de la carga no esencial

En este caso, se tiene un consumo relativo del 50% de la potencia instalada, menor que el 90% de umbral, por lo tanto se cumple la condición de conexión 1.

La potencia proveniente desde la red es de 1kW correspondiente al 25% de la potencia de la instalación de consumo. Por lo tanto, no se cumple la condición de conexión 2, es decir no existe recurso disponible debido a que es necesario importar energía desde la red para suplir la demanda. En este contexto, la carga no esencial no se conectará al sistema, ya que de hacerlo todo su consumo provendrá desde la red.

Instalación de generación	: 8kW
Potencia instalada consumo	: 8,8kW
Demanda instalación de consumo	: 4kW
Generación disponible (este dato no se lee directamente)	: 5kW
Cargas no esenciales	: 0,8kW
Umbral de consumo para conexión	: 90%
Umbral de verificación recurso disponible	: 10% de consumo
Potencia de red admisible	: 20% de la carga no esencial

Si por el contrario, se contara con recurso disponible superior al consumo de la instalación, como se muestra en la tabla anterior, se tendría que el aporte desde la red es nulo. Por lo tanto, existe la posibilidad de contar con recurso de generación aunque no se conoce a ciencia cierta la cantidad de potencia disponible. En este caso, se conectaría la carga no esencial y la instalación de consumo pasaría de 4kW a 4,8kW, manteniendo el aporte de la unidad generadora en 4,8kW a través del sistema de control y la carga permanecería conectada hasta que se supere el umbral de potencia de red admisible definido para la desconexión de cargas no esenciales.

### 5.2.2 SISTEMA DE CONTROL DE INYECCIÓN CERO Y ALMACENAMIENTO.

Otra opción es considerar a un sistema de almacenamiento de energía capaz de recoger los eventuales excesos de energía, actuando como equivalente a la carga no esencial del sistema con gestión de demanda, pero con la posibilidad de administrar dicha energía en horarios donde la producción de energía es nula o escasa respecto de la demanda de la instalación de consumo o incluso en los periodos donde el consumo de energía resulta más costoso, producto de las condiciones tarifarias (horas punta).

### 5.3 CUADRO COMPARATIVO.

En el cuadro comparativo que se muestra a continuación, se definirán las ventajas y desventajas de cada una de las soluciones propuestas en los apartados precedentes, en función de la definición del sistema de inyección cero.

RELÉ DE PROTECCIÓN	VENTAJA	DESVENTAJA
Relé de protección ajuste de pick up en Potencia Activa	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Opera directamente en función de la variable a restringir, Potencia Activa.</li> <li>2. No requiere de la definición de un ángulo característico de operación.</li> <li>3. Basta con determinar la polaridad de la potencia activa para definir la direccionalidad.</li> <li>4. Sólo requiere ajustes de mínimo de operación y temporización.</li> <li>5. No depende del tipo de tecnología empleada para generación.</li> </ol>	
Relé de protección ajuste de pick up en Potencia Aparente	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Opera directamente en función de la variable a restringir, Potencia Activa.</li> <li>2. Basta con determinar la polaridad de la potencia activa para definir la direccionalidad.</li> <li>3. Sólo requiere ajustes de mínimo de operación y temporización.</li> <li>4. No depende del tipo de tecnología empleada para generación.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Requiere de la definición de un ángulo característico de operación.</li> <li>2. Dispone de la posibilidad de medir potencia reactiva, la cual no es necesaria para la aplicación en particular, pudiendo traducirse en eventuales costos superiores.</li> </ol>
Relé de protección de sobrecorriente de fase direccional	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Permite detectar la condición inversión de flujo de potencia hacia la red.</li> <li>2. No depende del tipo de tecnología empleada.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. No opera directamente en función de la variable a restringir, Potencia Activa.</li> <li>2. En términos de potencia, la operación por corriente es como operar por potencia aparente. En consecuencia, será sensible a aportes de potencia reactiva desde el cogenerador hacia la red, tales como fallas en el sistema.</li> <li>3. Requiere de la definición de</li> </ol>

RELÉ DE PROTECCIÓN	VENTAJA	DESVENTAJA
		un ángulo característico de operación. 4. Requiere utilizar un dispositivo adicional, específico para la detección de sobrecorriente.
Esquema de control de inyección cero	1. Permite aprovechar en mayor medida el recurso de generación disponible, respecto de las soluciones basadas en relés de protección. 2. El principio de operación no necesita que exista potencia inyectada a la red para funcionar. 3. El esquema básico puede operar únicamente en base a la potencia consumida en la instalación de consumo principal.	1. Su efectividad depende del tiempo de respuesta del actuador disponible para modificar el punto de operación de la unidad generadora, pudiendo ser necesario complementar con un sistema de protección de potencia inversa, lo cual a su vez requiere de monitoreo adicional de la red. 2. Las posibilidades de aumentar la eficiencia implican mayor complejidad técnica, siendo factores críticos la selección de las cargas no esenciales y los parámetros de ajuste para determinar la conexión y desconexión. 3. Requiere análisis de compatibilidad con los sistemas de control de la generación.

#### 5.4 AJUSTES DE SENSIBILIDAD Y TIEMPO DE OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

En función de las descripciones y análisis del apartado anterior, se considerará que los sistemas de inyección cero y la protección de potencia inversa con ajuste de pick up en potencia activa, en adelante solamente potencia inversa, dan solución a la problemática de los sistemas de autogeneración sin inyección de excedentes a la red.

Basados en la seguridad que ofrecen los relés de potencia inversa, al emitir una orden de desconexión del interruptor de acoplamiento y la posibilidad que ante cambios rápidos y significativos de la demanda de la instalación de consumo, para los cuales el control podría actuar en tiempos prolongados, se considerará que, salvo las excepciones indicadas en el pliego técnico RTIC N°09 de la SEC, las instalaciones deberán poseer un dispositivo de estas características como elemento principal y las características del mismo estarán definidas en la normativa correspondiente. En este contexto, los sistemas de control de inyección cero constituyen un

complemento para todas las instalaciones de autogeneración en las que se desea aumentar la eficiencia.

Se proponen los siguientes criterios para la sintonización de los sistemas de control y protección de potencia inversa:

#### **5.4.1 SISTEMAS DE CONTROL DE INYECCIÓN CERO**

Tal como se describió en el apartado 5.2, los sistemas de inyección cero basan su operación en la emisión de una consigna de potencia desde la unidad de control hacia el controlador de la unidad generadora (inversor en el caso de los sistemas fotovoltaicos), para que este ajuste la producción.

Para asegurar la efectividad del control de inyección cero, se propone permitir que en todo momento exista un aporte desde la red hacia la instalación de consumo, es decir, que el control de inyección determine consignas inferiores a la demanda de la instalación, dejando un margen de seguridad.

Este tipo de control también permitiría la utilización de sistemas de inyección cero que tienen como principio de operación la medición de la potencia neta de la instalación y que requieren que exista un mínimo de aportes desde la red pública para poder configurarse.

En este contexto se propone, como criterio, que exista un margen de aportes permitidos desde la red igual o mayor que la sumatoria de los errores de los componentes de medición y control.

#### **5.4.2 RELÉS DE PROTECCIÓN DE POTENCIA INVERSA**

Los relés de potencia inversa, si bien son utilizados normalmente para supervisar la dirección de la potencia en generadores de corriente alterna y evitar el "motoreo" de las unidades sincrónicas, son perfectamente útiles para desconectar las unidades de generación de sistemas de autogeneración sin inyección a la red, en caso que estos inyecten algún excedente por diferencia entre la generación y el consumo.

El criterio estándar que rige para estos elementos es de 2 a 5% de la potencia nominal de los generadores y tiempos de disparo de 2 a 5 segundos, lo que en algunos modelos de relés restringe los rangos de ajuste posibles a valores en torno al 20% para el límite de potencia y de 20s para el tiempo de disparo. Factores como estos deben ser considerados en la definición de los criterios de ajuste de la protección de potencia inversa.

Relacionado con la problemática específica, se puede encontrar en la bibliografía, principalmente normativa internacional, que existen quienes definen el umbral de operación en función de la potencia del sistema de generación y otros en función de elementos de la red distintos de la unidad generadora, como puede ser el transformador de distribución o el empalme.

En la propuesta elaborada en el presente informe se considerará que los sistemas de autogeneración han sido concebidos bajo la lógica de que la producción de energía es para consumo interno y por lo tanto las instalaciones se dimensionaran restringidas a los consumos y

en ningún caso superarán la capacidad del empalme y que no existen incentivos para declarar sin inyecciones a una instalación de autogeneración con capacidad nominal superior a los consumos máximos o al propio empalme, aspecto que debe ser definido en la normativa vigente o una eventual nueva normativa específica.

En este contexto, se propone definir el mínimo de operación para la protección de potencia inversa en función de la potencia nominal de la unidad de generación. Este ajuste debe ser el menor valor posible, comprendiendo que en ningún caso puede ser cero, ya que la protección requiere que exista potencia inversa para operar y debe considerar además las restricciones propias de los equipos disponibles en el mercado.

La revisión de oferta de relés de potencia inversa permite identificar que los equipos permiten ajustes de mínimo de operación desde 0,01pu de potencia, siendo la base de cálculo, la potencia equivalente dada por los transformadores de potencial y de corriente en la mayoría de los casos, por lo que se debe evitar el sobredimensionamiento en la selección de TTPP y TTCC.

Con estos antecedentes, el valor de mínimo de operación para la protección de potencia inversa se define como el 2% de la potencia nominal de la unidad o del conjunto de unidades generadoras de un sistema de autogeneración.

Respecto del ajuste de tiempo de despeje de la protección de potencia inversa, el criterio considera que ante una inversión del flujo, se deberá permitir la operación de todos los elementos de protección de red (protección RI), por lo tanto se propone ajustar en no menos de 2s la protección de potencia inversa.

## **6. VALORIZACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN.**

Este apartado tiene por finalidad mostrar el impacto económico que provoca la incorporación de los esquemas de protección y de control de inyección cero en los proyectos de autogeneración. Para esto no se ha considerado el costo de todos los elementos que conforman las instalaciones, sino que se identifican para instalaciones de las mismas características, los costos diferenciales en que se debe incurrir por instalar uno u otro sistema para evitar las inyecciones de potencia a la red pública.

### **6.1 COSTOS ADICIONALES DE INSTALAR RELÉS DE PROTECCIÓN**

La instalación de un relé de potencia inversa requiere además de la unidad procesadora o relé propiamente tal, de un sistema de adquisición de medidas de tensión TTPP y corriente TTCC, el cual dependiendo del modelo del relé podrá ser de n o n-1 hilos (ej., medición de dos wattmetros en sistemas trifásicos). Sin embargo, debido a las exigencias propias de la conexión del sistema, la necesidad de TTPP no se debe considerar como un costo adicional, ya que esto también es requerido para aplicar protecciones de red (RI) y para la aplicación de sistemas de control de inyección cero.

Por otra parte, los TTCC podrían constituir un costo adicional, ya que en caso de instalaciones de MT, del tipo PMGD, las protecciones basadas en corriente obtienen normalmente su medición directamente del equipo reconector y en instalaciones de BT tipo Net Billing, las protecciones termomagnéticas no utilizan TTCC. Sin embargo la utilización de TTCC es igualmente necesaria para sistemas de control de inyección cero, por lo que no corresponde a un diferencial de costo entre las dos opciones analizadas.

Sin perjuicio de lo anterior, podrá considerarse apropiado utilizar las mediciones de corriente destinadas a facturación para la protección de potencia inversa teniendo presente que se trata de una protección de monitoreo.

En resumen, el incremento del costo asociado a la incorporación de relés de potencia inversa corresponde al valor del propio dispositivo. A continuación se lista un conjunto de dispositivos que cuentan con el elemento de protección 32, ya sea de manera dedicada o como parte de un relé multifunción, y su costo para tener una referencia del rango de precios de la oferta nacional.

- **Relé Rhomberg sp510**
  - Valor de venta: \$93.754+IVA para instalación monofásica, Se requieren 3 unidades para aplicación trifásica.
  - Tipo: Monofásico
  - Configuración: Analógica
  - Funciones protección: 32 dedicado
  - Distribuidor: Rhomberg Chile
- **Relé Multitek gama M200 RP**
  - Valor de venta: \$197.576+IVA (€160 +impuestos, fletes y margen).
  - Mismo valor para el trifásico que el monofásico.
  - Tipo: Monofásico **M200RP1**; Trifásico **M200RP3**
  - Configuración: Analógica
  - Funciones protección: 32 dedicado
  - Distribuidor: Sin antecedentes de distribuidor en Chile
- **Relé DEIF RMP-121D**
  - Valor de venta: \$275.000+IVA
  - Tipo: Trifásico
  - Configuración: Analógica
  - Funciones protección: 32 dedicado
  - Distribuidor: COMULSA
- **Relé Beckwith Electric M7651 A**
  - Valor de venta: \$1.596.167+IVA (USD 2576)
  - Tipo: Trifásico
  - Configuración: Digital
  - Funciones protección: Multifunción

- Distribuidor: EECOL Electric
- **Relé Woodward MRA4**
  - Valor de venta:\$2.412.839+IVA (USD 3894)
  - Tipo: Trifásico
  - Configuración: Digital
  - Funciones protección: Multifunción
  - Distribuidor: Energya
- **Relé SCHWEITZER SEL 547**
  - Valor de venta:\$975.917+IVA (USD 1575)
  - Tipo: Trifásico
  - Configuración: Digital
  - Funciones protección: Específica para sistemas de generación distribuida
  - Distribuidor: TECMA S.A.
- **Relé Fanox SIL-B**
  - Valor de venta:\$2.525.645+IVA
  - Tipo: Trifásico
  - Configuración: Digital
  - Funciones protección: Multifunción
  - Distribuidor: RHONA S.A.

Se observa que existe una diferencia significativa de costos entre las opciones de relé multifunción y dedicado. Sin embargo se puede considerar la integración de todas las protecciones de red (RI), de sobrecorriente y otras que el usuario requiera en un único dispositivo, lo que redundaría en una disminución de costos para el proyecto. Sin perjuicio de lo anterior, será la norma técnica la que determiné los requisitos específicos para los dispositivos de protección.

## 6.2 COSTOS ADICIONALES DE INSTALAR CONTROL DE INYECCIÓN CERO

Considerando la irrupción de tecnología de generación solar fotovoltaica como la principal fuente de proyectos de autogeneración, los productos cotizados para el desarrollo del presente apartado tienen relación directa con este tipo de tecnología.

No se han encontrado mayores referencias en el mercado nacional para productos específicos de control de inyección cero, posiblemente derivado de la ausencia de regulación al respecto. En consecuencia se ha realizado una búsqueda en mercados internacionales, destacando entre los más utilizados los sistemas que a continuación se listan:

- **Controlador Solar Log 300.**
  - Valor estimado de venta: \$675.000+IVA (€545 +impuestos, fletes y margen).
  - Potencia límite: 15kWp.

- **Controlador Solar Log 1200:**
  - Valor estimado de venta: \$1.110.129+IVA (€899 +impuestos, fletes y margen).
  - Potencia límite: 100kWp.
- **Controlador Circuito CDP-0:**
  - Valor estimado de venta: \$1.269.424+IVA (€1028 +impuestos, fletes y margen).
  - Potencia límite: no informada.
  - Aplicación: monofásica monitoreada y trifásica básica.
- **Controlador Circuito CDP-G:**
  - Valor estimado de venta: \$1.480.584+IVA (€1028 +impuestos, fletes y margen).
  - Potencia límite: no informada.
  - Aplicación: monofásica monitoreada, trifásica básica y gestión de demanda.

En esta revisión se puede apreciar que la opción menos costosa de los esquemas de control resulta ser más de dos veces el valor de un relé de potencia inversa dedicado. Sin embargo, es posible, en modelos como los CDP de Circuito, configurar una protección de potencia inversa que de orden de apertura al interruptor de acoplamiento y disminuir el costo del conjunto.

## 7. RECOMENDACIONES AL MARCO NORMATIVO ACTUAL

Considerando que no existe una normativa específica vigente que regule las condiciones de operación de los sistemas de autogeneración que no inyectan potencia a la red pública, las recomendaciones se realizarán respecto del documento "Pliego Técnico Normativo RTIC N°09 sobre sistemas de autogeneración".

A continuación se citarán y comentarán los artículos específicos sobre los cuales se recomienda realizar modificaciones:

### Artículos 4.2 al 4.4

- 4.2 *La respuesta a la solicitud de factibilidad técnica deberá indicar si la instalación del sistema de autogeneración, requiere o no de la realización de estudios para evaluar el impacto en la red de distribución. Esta respuesta deberá ser emitida en un plazo no superior a 15 días hábiles.*
- 4.3 *Los estudios indicados en el punto 4.2 para determinar la repercusión en la red de distribución, podrán ser exigidos en aquellos casos en que el sistema de autogeneración sin inyección a la red, tenga una potencia máxima nominal mayor al 10% de la capacidad del empalme.*
- 4.4 *Se eximirán de los estudios requeridos en el punto 4.3, aquellos sistemas de autogeneración basados en tecnologías con convertidores estáticos y que cumplan con las condiciones que se indican a continuación.*
  - 4.4.1 *Sistemas de autogeneración cuya potencia sea menor o igual a 10 kW y estén ubicados en instalaciones de consumo conectadas a la red de distribución mediante un empalme de baja tensión.*

- 4.4.2 *Sistemas de autogeneración cuya potencia sea menor o igual a 100 kW y estén ubicados en instalaciones de consumo conectadas a la red de distribución mediante un empalme de media tensión.*

En estos puntos se recomienda considerar que la evaluación realizada sea coherente con lo dispuesto hasta el día de hoy en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión y la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión. Específicamente que se considere las verificaciones definidas para las instalaciones de impacto no significativo INS para instalaciones que se conecten en MT y lo dispuesto en el Artículo 3-6 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión, para aquellas instalaciones que se conecten en BT.

### **Artículo 8.7**

- 8.7 *Las configuraciones de las protecciones RI indicadas en el punto 8.2.3, serán las siguientes:*
- 8.7.1 *Para sistemas de generación cuya potencia sea igual o inferior a 100 kW, la protección RI se configurará de acuerdo a los parámetros definidos en la norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación o en las disposiciones que la reemplacen.*
- 8.7.2 *Para sistemas de generación cuya potencia sea superior a 100 kW, la protección RI se configurará de acuerdo a los parámetros definidos en la norma técnica de conexión y operación de los PMGD en instalaciones de media tensión o en las disposiciones que la reemplacen.*

Estas definiciones parecen muy apropiadas hasta que exista una normativa específica para sistemas de autogeneración o se complementen las normas existentes. Solamente se recomienda completar la referencia realizada en el artículo 8.7.1, de la siguiente forma:

- 8.7.1 *Para sistemas de generación cuya potencia sea igual o inferior a 100 kW, la protección RI se configurará de acuerdo a los parámetros definidos en la norma técnica de conexión y operación de equipamiento de generación **en baja tensión** o en las disposiciones que la reemplacen.*

### **Artículos 8.8 y 8.9**

- 8.8 *Se eximirán de la protección inversa requeridos en el punto 8.2.4, aquellos sistemas de autogeneración que tenga una potencia máxima nominal menor al 10% de la capacidad del empalme y cumplan con las condiciones que se indican a continuación:*
- 8.8.1 *Sistemas de autogeneración cuya potencia sea menor o igual a 10 kW y estén ubicados en instalaciones de consumo conectadas a la red de distribución mediante un empalme de baja tensión y cuenten con un sistema de inyección cero de potencia a la red, con las características indicadas en el punto 8.10.*
- 8.8.2 *Sistemas de autogeneración cuya potencia sea menor o igual a 30 kW y estén ubicados en instalaciones de consumo conectadas a la red de distribución mediante un empalme de media tensión cuenten con un sistema de inyección cero de potencia a la red, con las características indicadas en el punto 8.10.*
- 8.9 *Para sistemas de autogeneración, cuya potencia máxima sea mayor al 10% de la capacidad del empalme y la potencia del sistema de autogeneración sea mayor a 100 kW*

*de potencia, será exigible la función indicada en el punto 8.8, y adicionalmente deberá contar con un sistema de inyección cero de potencia a la red, con las características indicadas en el punto 8.10.*

La recomendación del presente informe, es definir como primera opción o requerimiento obligatorio el uso de una protección de potencia inversa en sistemas de autogeneración sin inyección de excedentes a la red pública, dejando como alternativa, la utilización de sistemas de control de inyección cero para aumentar la eficiencia, considerando aspectos de seguridad de operación y costos en el caso de las instalaciones de menor tamaño (monofásicas). En este contexto, se recomienda mantener la disposición a eximir del uso de relés de potencia inversa a las instalaciones en los segmentos señalados, sin exigir sistemas complementarios y agregar una exigencia adicional respecto a la relación entre la capacidad de generación y la estimación de demanda de la instalación de consumo.

Por otra parte, para el apartado 8.9, se recomienda reemplazar la obligación de complementar la protección de potencia inversa con sistemas de inyección de potencia cero, por la posibilidad de complementar.

Con la incorporación de las recomendaciones, los artículos quedarían de la siguiente forma:

- 8.8 *Se eximirán de la protección inversa requeridos en el punto 8.2.4, aquellos sistemas de autogeneración que tenga una potencia máxima nominal menor al 10% de la capacidad del empalme **e inferior al 90% de la demanda mínima de la instalación** de consumo y cumplan con las condiciones que se indican a continuación:*
- 8.8.1 *Sistemas de autogeneración cuya potencia sea menor o igual a 10 kW y estén ubicados en instalaciones de consumo conectadas a la red de distribución mediante un empalme de baja tensión.*
- 8.8.2 *Sistemas de autogeneración cuya potencia sea menor o igual a 30 kW y estén ubicados en instalaciones de consumo conectadas a la red de distribución mediante un empalme de media tensión.*
- 8.9 *Para sistemas de autogeneración, cuya potencia máxima sea mayor al 10% de la capacidad del empalme y la potencia del sistema de autogeneración sea mayor a 100 kW de potencia, será exigible la función indicada en el punto 8.8, y adicionalmente **podrá** contar con un sistema de inyección cero de potencia a la red, con las características indicadas en el punto 8.10.*

#### **Artículo 8.10**

- 8.10 *Para los autogeneradores que cuenten con un sistema de control de “inyección cero de potencia a la red”, éstos deben permitir como máximo una inyección de potencia a la red de un 2% de la potencia nominal del autogenerador, por un tiempo máximo de 2 segundos.*

Se recomienda eliminar este artículo, considerando que la exigencia determina complementar el sistema de inyección cero con una protección de potencia inversa, la cual se ha propuesto en este informe como el requisito principal. Es decir, no se considera factible la existencia de sistemas cuyo único mecanismo de control sea un sistema de inyección cero de potencia a la red.

### **Otras consideraciones**

Se recomienda considerar como parte del pliego técnico, mientras no exista una norma específica, las condiciones de reconexión de los sistemas de autogeneración, adoptando las mismas exigencias establecidas en el artículo 4-39 de la NTCO y en el artículo 4-11 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión de acuerdo al tipo de instalación.

Se recomienda incluir en el pliego técnico que los relés de potencia inversa cumplan con el estándar IEC 60255 “Measuring relays and protection equipment” o equivalentes UE, IEEE.

Por su naturaleza, los sistemas de control de inyección cero no se referencian al estándar IEC 60255 (no son relés de protección), por lo que se recomienda que estos se encuentren certificados en el cumplimiento de los estándares IEC 60355 “Household and similar electrical appliances - Safety” e IEC 60730 “Automatic electrical controls” o normas equivalentes.

Resulta conveniente incluir para los esquemas de protección un disparo por falla del equipo (Falla de Hardware) que desconecte el sistema de generación, lo cual puede ser logrado a través de un “Watch Dog” u otra lógica disponible en el relé. Para el caso de los esquemas complementarios, por tratarse precisamente de un complemento al relé, dicha verificación no es estrictamente necesaria, sin embargo, podrían contar con un sistema de verificación de la comunicación que permita desconectar la generación en caso de perder el enlace.

## **8. CONCLUSIONES**

El presente informe ha definido los sistemas de control y/o protección que permiten a los proyectos de generación distribuida conectados en paralelo a la red eléctrica, en modalidad de autoconsumos, operar sin inyectar excedentes de potencia activa a la red.

En este contexto se han evaluados las siguientes alternativas:

1. Habilitación de relés de protección con detección de flujo inverso.
2. Esquemas de inyección cero a través del control de generación.

Respecto a la habilitación de relés de protección se han estudiado dos (2) alternativas; elementos de protección de potencia inversa y elementos de protección de sobrecorriente de fase direccionados. Como resultado de los análisis desarrollados, se ha establecido que la mejor alternativa es la de emplear relés basados en elementos de detección de potencia activa, principalmente porque operan directamente en función de la variable a restringir.

En cuanto a los esquemas de control de inyección cero, se han estudiado tres (3) alternativas; un sistema básico determinado por el seguimiento de la potencia consumida y dos (2) sistemas complementarios basados en la gestión de cargas declaradas “no esenciales” y esquemas de acumulación de energía. Los análisis realizados dan cuenta que los sistemas complementarios requieren de un monitoreo del balance de potencia hacia la red para funcionar correctamente, ya que de otra forma podría incluso ser contraproducente llegando a utilizar energía de la red para

abastecer las cargas no esenciales o el sistema de almacenamiento con el consiguiente perjuicio económico. Además, dependiendo del tipo de instalación podrían implicar mayores dificultades técnicas y costos elevados. Por otra parte, para aumentar la confiabilidad del sistema es recomendable incluir como esquema de respaldo una protección de potencia inversa.

En síntesis, se ha determinado que tanto los relés de protección de potencia activa inversa como los esquemas de inyección cero, son válidos para que los proyectos de generación distribuida conectados en paralelo a la red eléctrica, en modalidad de autoconsumos, operen sin inyectar excedentes de potencia activa a la red. Sin perjuicio de lo anterior, se ha concluido del presente informe que al menos deberá existir un relé de potencia inversa en instalaciones de autogeneración, salvo excepciones como las establecidas en el pliego técnico y que los sistemas de control de inyección cero corresponderán a un método complementario que contribuirá principalmente a aumentar la eficiencia en el uso de los recursos energéticos y eventualmente disminuir la cantidad de operaciones del interruptor de acoplamiento.

No se identifica una componente económica que permita segmentar la utilización de las distintas tecnologías para evitar la inyección de potencia a la red pública, ya que los sistemas de inyección cero para sistemas de potencia inferior a 5kW, pueden resultar incluso más costosos que algunos relés de potencia inversa. Por otra parte, no existe una oferta local masiva de estos sistemas de control, en comparación con la oferta de relés de potencia inversa.

Respecto a la revisión del marco normativo actual, se identifica la necesidad de contar con una norma técnica que aborde la conexión y operación de los sistemas de autogeneración sin inyección de excedentes a la red, la que podría corresponder a una nueva norma o a una modificación de las actuales “Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión” y la “Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión”, ya que la actual norma chilena NCH 4/2003 orientada a instalaciones de baja tensión, resulta extemporánea y no cubre todas las posibilidades de conexión de sistemas de autogeneración, como pueden ser las conexiones en MT.

Se ha revisado el “Pliego Técnico Normativo RTIC N°09 sobre sistemas de autogeneración”, sobre el cual se ha realizado recomendaciones para incorporar modificaciones, siendo la más relevante, el cambio de prioridades en el uso de las tecnologías para evitar la inyección de potencia activa a la red pública, definiendo como elemento principal al relé de protección de potencia inversa y como método alternativo los sistemas de control de inyección cero.



---

# **ANEXOS**

---

## ANEXO I REVISIÓN DE NORMATIVA INTERNACIONAL

### I.1. CALIFORNIA

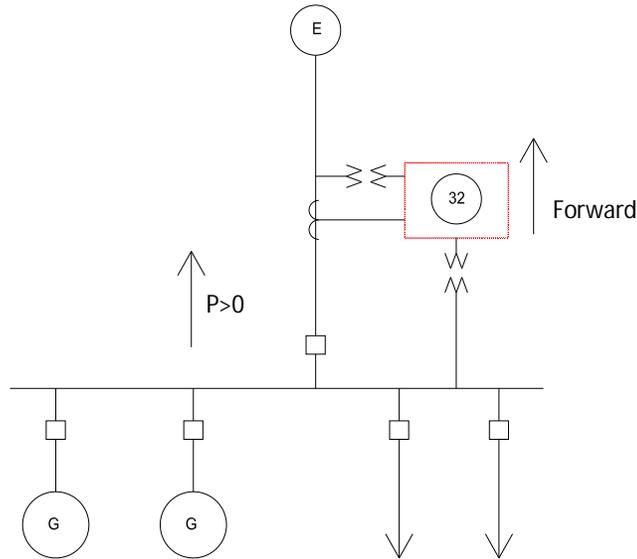
#### I.1.1. RULE 21

La norma Rule 21 establece los requerimientos mínimos para las instalaciones de generación que se conectan a las redes de distribución. Las instalaciones de generación, sean o no exportadoras de energía deben cumplir una serie de requerimientos en los que se destacan los siguientes:

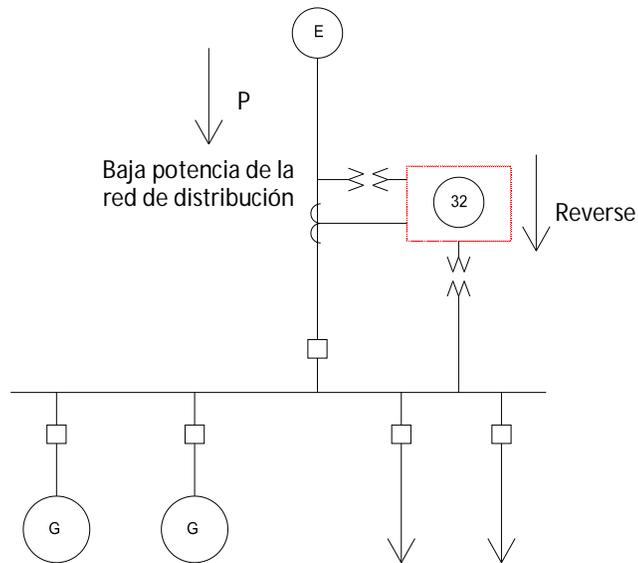
- Certificación de los equipos.
- Caída máxima de tensión por la corriente de partida.
- Desbalances causados por generadores monofásicos.
- Capacidad de ruptura de interruptores (No aplica a instalaciones menores o iguales a 11 kVA).
- Límite de potencia nominal del transformador de distribución o del conductor que pertenece a la red de distribución.
- Contribución a la corriente de cortocircuito (No aplica a instalaciones menores o iguales a 11 kVA).

Si el generador no es exportador de energía, esto es, que la generación está diseñada sólo para alimentar las cargas en donde se encuentra el generador, se debe prevenir la inyección de excedentes de potencia a las redes de distribución. Esto se hace principalmente de 3 formas:

- **Protección de potencia inversa:** Se debe superar un umbral de potencia exportada a la red, el cual corresponde al 0,1% de la potencia del transformador de servicio. La protección debe actuar en 2 segundos después de detectada la situación de potencia exportada. El esquema de conexión es el siguiente:



- Protección de baja potencia:** Si la potencia que viene de la red para alimentar la carga es inferior a un umbral la protección de baja potencia debe operar. Este corresponde al 5% de la potencia nominal de la instalación. La protección debe actuar en 2 segundos después de detectada la situación de potencia exportada. El esquema de conexión es el siguiente:



- Inyección inadvertida:** Este tipo de conexión de generación a la red de distribución, permite la exportación, pero debe garantizar que sea mínima. Se debe limitar al menor de los siguientes valores:
  - En 50% de la Capacidad de la Instalación Generadora.
  - En 10% de la Capacidad continua del conductor en watts a un factor de potencia de 0.9 del alimentar aguas arriba de la instalación.

- c. En 110% de la carga más alta de la instalación.
- d. En 500 kW u otro valor máximo, el cuál fija la compañía de distribución.

Además de estas limitaciones, al igual que en los casos anteriores, se tienen restricciones en la variable tiempo, estas son:

- a. Se debe tener protección de potencia inversa, con un tiempo de operación de 2 segundos.
- b. La frecuencia de exportación a la red debe ser menor a 2 veces en un periodo de un día.
- c. Se debe tener una protección de baja potencia o potencia inversa independiente, si la duración de la inyección de potencia sea mayor a 2 segundos.

## I.2. ESPAÑA

### I.2.1. RD 900/2015

Este real decreto establece las condiciones técnicas, administrativas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica. Se definen 2 tipos de autoconsumo:

- **Tipo 1:** Consumidor que dispone de una instalación de generación, que es destinada al consumo propio.
- **Tipo 2:** Consumidor de energía que tiene un generador inscrito en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Siendo el consumidor tipo 1 el que viene al caso. Los requisitos para poder ser tipo 1 son las siguientes:

- La potencia contratada por el consumidor no debe ser mayor a 100 kW.
- La generación debe ser menor o igual a la potencia contratada.
- El titular de las instalaciones debe ser el mismo que el del punto de suministro y de la instalación de generación.

Para los consumidores del tipo 1 es obligatorio tener un equipo de medida que registre la energía generada por la instalación y tener otro equipo, distinto al anterior que mida la energía en el punto de frontera (empalme). Como opción se puede tener un equipo que registre la energía total consumida.

Si la potencia contratada de un consumidor es menor a 10 kW y es del tipo 1, puede acreditar que cuenta con un dispositivo que impida el vertimiento instantáneo de energía a la red, así estarán exentos de pago por estudios de acceso y conexión.

Se distinguen 2 equipos para evitar el vertido de energía a la red de distribución, según la norma UNE 217001:2015:

- Relé de potencia inversa (ANSI 32).
- Regulación del intercambio de potencia mediante el ajuste del balance de generación-consumo mediante alguno de los siguientes mecanismos:
  - Control de la generación
  - Control de la carga
  - Almacenamiento

Estas acciones deben un tiempo de actuación de hasta 2 segundos, no se señala pick up para el corte de potencia.

### I.3. AUSTRALIA

#### I.3.1. ENERGEX STD. 00233

Esta norma, distingue a las instalaciones de cogeneración en 2 según su potencia y es orientada a sistemas basados en inversores:

- Generadores de hasta 30 kVA
- Sistemas de generación mayor a 30 kVA y hasta 5 MVA.

##### I.3.1.A. GENERACIÓN HASTA 30 KVA

Para limitar la potencia de inyección a la red, se pueden ocupar relés de protección o un medidor de cuatro cuadrantes, los límites y tiempos de operación son los siguientes:

- **Límite de potencia inversa:** 2% de la potencia nominal del inversor.
- **Tiempo de operación:** 10 segundos.

Cabe destacar que bajo esta clasificación, puede haber sistemas monofásicos o trifásicos.

##### I.3.1.B. GENERACIÓN DESDE 30 KVA HASTA 5 MVA

Dentro de este subconjunto de generación los inversores deben ser trifásicos. Se debe tener en cuenta una serie de requisitos para que los generadores operen en paralelo a la red, a saber:

- Regulación de voltaje del alimentador en media tensión.
- Regulación de voltaje en el alimentador en baja tensión.
- Desbalance de tensión.
- Índices de distorsión de las variables eléctricas en media tensión.
- Índices de distorsión de las variables eléctricas en baja tensión.

Los requerimientos técnicos de las protecciones mínimas que deben tener los generadores para conectarse a la red de distribución se encuentran en el estándar AS4777.3 "Grid Protection Requirements".

Cabe destacar el ajuste de potencia inversa para los generadores que no exportan energía a la red de distribución, el cuál es el siguiente:

- **Límite de potencia inversa:** Valor menor entre el 2% de la potencia nominal del inversor o el 1% de la potencia nominal del transformador.
- **Tiempo de operación:** 10 segundos.

## I.4. REINO UNIDO

### I.4.1. ENGINEERING RECOMMENDATION G100 (EREC G100)

Este documento define los requerimientos para las instalaciones de generación con límite de exportación, que operan en paralelo a la red de distribución.

Se define un sistema limitador de potencia como aquel que mide continuamente la potencia activa inyectada por la instalación, para luego restringir o balancearla con la demanda para no exportar potencia hacia la red de distribución. Este sistema puede incluir alguna característica secundaria para restringir la exportación de potencia.

Estos sistemas deben ser a prueba de fallos (no se deben exceder los límites de exportación, aunque se pierda comunicación y se pierda la alimentación) si es que son mayores a 3,68 kW.

Se debe aplicar un relé de potencia inversa si es que la compañía de distribución considera que el sistema no es a prueba de fallos.

La máxima capacidad de exportación e importación de potencia la define la compañía distribuidora, además la capacidad de la instalación se debe diseñar según el menor de los siguientes límites:

- 1,25 x Capacidad de importación establecida.
- 1,25 x Capacidad de exportación establecida.

El sistema que limita la potencia debe ser capaz de detectar la exportación de potencia y reducirla a la capacidad de importación en al menos 5 segundos.

## I.5. RESUMEN DE AJUSTES NORMAS REVISADAS

RESUMEN NORMAS INTERNACIONALES, SISTEMAS DE INYECCIÓN CERO			
PAÍS / ESTADO	REFERENCIA A NORMATIVA	AJUSTE PICK UP	TIEMPO DE OPERACIÓN
California, USA	Rule 21	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Protección de potencia inversa:</b> Superar el 0,1% de la potencia del transformador de servicio.</li> </ul>	2 segundos
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Protección de baja potencia:</b> Bajo el 5% de la potencia nominal de la instalación</li> </ul>	2 segundos
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Inyección Inadvertida:</b> ajustar al menor de los siguientes criterios:               <ul style="list-style-type: none"> <li>a. 50% de la capacidad de generación.</li> <li>b. 10% de la capacidad del conductor aguas arriba de la instalación con 0,9 factor de potencia.</li> <li>c. 110% de la carga más alta de la instalación.</li> <li>d. 500 kW u otro valor a fijar por la distribuidora.</li> </ul> </li> </ul>	2 segundos
España	RD 900/2015	No se proponen ajustes de este tipo	2 segundos
Australia	Energex STD. 00233	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Generación hasta 30kVA</b> 2% de la potencia nominal del inversor</li> </ul>	10 segundos
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Generación desde 30kVA hasta 5MVA</b> Ajustar al mínimo valor entre el 2% de la potencia nominal del inversor o 1% de la potencia nominal del generador.</li> </ul>	10 segundos
Reino Unido	Engineering Recommendation G100	Mínimo Valor entre: <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>1.25 x Capacidad de importación establecida</b></li> <li>• <b>1.25 x Capacidad de exportación establecida</b></li> </ul>	≤ 5 segundos

**Tabla 1: Magnitudes y tiempo de operación, en diferentes normativas internacionales.**