

CONDICIONES TÉCNICAS PARA LA INTERCONEXIÓN DE SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA AUTOCONSUMO

Fundamento legal

La participación de abonados o usuarios en el programa de generación a pequeña escala para autoconsumo se ajustará a los requisitos establecidos en la norma "Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)", AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión" vigentes y el decreto 39220-MINAE "Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla", o cualquier otra disposición que para tal efecto establezca la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos o la Empresa Distribuidora dentro de sus competencias.

Alcance

Un abonado (cliente) o usuario del servicio eléctrico en la etapa de distribución puede interconectar y operar un generador en paralelo con el sistema eléctrico de la empresa distribuidora, a una frecuencia de 60 Hz ya sea este monofásico o trifásico en baja o media tensión siempre y cuando demuestre que sus equipos cumplen o exceden los requerimientos técnicos contemplados en este documento.

Operación integrada

Para la interconexión y operación de una instalación de generación distribuida para autoconsumo (GDAC) en forma integrada con la red de distribución, los abonados (clientes) o usuarios, deberán cumplir con los siguientes aspectos:

a. Seguridad

Participar, en lo que les corresponde, con las medidas de operación, control, supervisión y mantenimiento (preventivo, correctivo y predictivo) que ejecute la empresa eléctrica para cumplir con los estándares de confiabilidad, calidad y oportunidad, aplicables al suministro de energía eléctrica según la regulación vigente, así como en la seguridad del público en general y del personal y equipos de la empresa eléctrica.

Para cumplir con la seguridad, un sistema de GDAC debe estar:

- a) Equipado con funciones de protección diseñadas para garantizar que el generador deje de suministrar energía, en los momentos que se requiera, al circuito de distribución de la empresa eléctrica (protección anti-isla).
- b) Equipado, diseñado y probado con las funciones de protección necesarias para evitar la conexión u operación en paralelo, cuando la tensión y la frecuencia no se ajusten con los rangos normales de operación, conforme a la regulación vigente.

b. Impacto del cliente

Como resultado de la interconexión y operación en paralelo de un GDAC, no puede ser disminuida o afectada la calidad, confiabilidad y disponibilidad del servicio prestado por la compañía eléctrica a otros clientes.

1. Requisitos generales

1.1 Contrato

Todo abonado o usuario que desee instalar un sistema GDAC en su servicio eléctrico deberá firmar el respectivo contrato que le habilite intercambiar energía con la empresa distribuidora.

1.2 Instalación eléctrica del generador

Para cualquier instalación que incorpore un sistema GDAC tanto para servicios nuevos o existentes, el interesado debe cumplir el trámite del Decreto Ejecutivo N° 36979- MEIC “Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad” (RTCR-458-2011), que en adelante se citará como Código Eléctrico de Costa Rica, en lo que se refiere a la presentación de los documentos establecidos por el CFIA para la conexión de servicios eléctricos.

En el caso de servicios existente, cuando la interconexión de un GDAC requiera de cambios en la acometida, ésta deberá de cumplir con la norma técnica AR-NT-SUINAC “Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas”, vigente.

En las interconexiones de sistemas a la red de media tensión, la instalación de los equipos y dispositivos de interconexión deberán hacerse de conformidad con el diseño realizado o avalado por la empresa eléctrica. Los sistemas de generación distribuida para autoconsumo mayores a 1000 kVA deberán de cumplir con lo que establezca, para estos niveles de potencia, la norma AR-NT-POASEN.

1.3 Tensión disponible del sistema

El sistema de distribución disponible para la operación en paralelo es estrella multiaterrizada. Las tensiones de operación normalizadas y bajo los cuales el cliente debe diseñar su sistema, serán las que se indiquen en la normativa de ARESEP, Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión (AR-NT-SUCAL) vigente, y que posea la empresa eléctrica en su red de distribución en el punto donde se interconectará el sistema GDAC.

1.4 Equipo de desconexión

Los sistemas de generación con potencias nominales mayores o iguales a 10kVA deberán incluir un medio de desconexión manual, accesible y bloqueable, según la norma IEEE 1547:2014 /4.1.7.

Los sistemas GDAC con potencias mayores o iguales a 250 kVA, se conectarán a la red de distribución mediante un interruptor que tendrá las características para integrarse al Sistema SCADA de la Empresa Eléctrica. La especificación de este equipo la brindará la empresa eléctrica. En los casos en que el interruptor sea utilizado para la protección de sobre/baja tensión, éste debe contar con transformadores de potencial (no se permitirá el uso de sensores capacitivos).

1.5 Adecuación de red

El cliente debe cubrir los costos de las adecuaciones de red necesarias para que su sistema GDAC pueda ser integrado correctamente a la red de distribución. La empresa eléctrica indicará para cada caso particular las especificaciones técnicas de dichas adecuaciones, que aplicarán dependiendo de las condiciones de la red de distribución en la ubicación del proyecto y de las condiciones propias del sistema GDAC a interconectar.

En conexiones trifásicas en donde se puedan presentar problemas de sobretensión o de ferrorresonancia, el cliente deberá contemplar en su diseño medidas que limiten la ocurrencia de estos eventos.

En servicios trifásicos existentes servidos con transformadores con conexiones incompletas tales como deltas abiertas o estrellas abiertas de 4 hilos que por su naturaleza son desbalanceados, en los cuales se quiere conectar generación trifásica, se debe completar la conexión trifásica del transformador. El costo deberá ser asumido por el cliente interesado.

1.6 Medición

1.6.1 Sistema de medición de generación:

- Este sistema de medición lo aporta y lo costea el cliente Productor-Consumidor y permanecerá como de su propiedad. En caso de falla deberá asumir los costos de sustitución.
- Deberá ser bidireccional y para la capacidad adecuada según el sistema de generación.
- Se ubicará en el límite de propiedad a una distancia máxima de 50 cm del medidor de facturación, no obstante, si el cliente quiere ubicarlo en otro sitio dentro de su propiedad, deberá poseer un sistema de interrogación remota con comunicación 3G Postpago Kólbi.
- El ICE indicará las características técnicas de dichos sistemas de medición.
- Para cualquier servicio que se solicite al ICE (por instalación, revisión, reemplazo, alquiler o venta de equipos de medición) el cliente deberá cubrir los costos que se deriven de ello.
- La empresa eléctrica podría suministrar una solución mediante alquiler, para lo cual el cliente puede consultar disponibilidad y solicitar una cotización.

1.6.2 Sistema de medición de facturación:

- Este sistema de medición se usará para registrar la energía que consume el cliente y la energía que entrega a la red como productor. Debe ser bidireccional y se ubicará en el límite de la propiedad. En cuanto al aporte o instalación de dicho medidor se definirá según sea el escenario que se presente, a citar:
 - Si el medidor que tiene instalado el cliente tiene la función de bidireccionalidad y la capacidad necesaria, el ICE programará dicho medidor para que sea usado para el registro de energía consumida y entregada a la red. No se le pedirá al cliente que lo aporte, pero si debe cubrir el costo del servicio de habilitación para generación distribuida.
 - Si el medidor existente no tiene la función de bidireccionalidad, pero está dentro de los cambios programados en ejecución, de algún programa de inversiones del ICE, se procederá a realizar el cambio del sistema de medición y se programará para el registro como consumidor y productor. No se le pedirá al cliente que lo aporte, pero si debe cubrir el costo del servicio de habilitación para generación distribuida.
 - Si el medidor existente no tiene la función de bidireccionalidad y no está contemplado dentro de algún programa de inversiones del ICE, para la sustitución, el cliente deberá aportar el sistema de medición o asumir el costo del mismo. El mismo entraría como donación al ICE y quedaría como responsabilidad del ICE.
- El costo de instalación o reemplazo de un sistema de medición, dependerá del tipo de medición a instalar y el lugar.
- Si se requiere lectura remota para el sistema de medición producto de la actividad de Generación Distribuida, el cliente deberá asumir todos los costos asociados a la habilitación de la comunicación con sistema 3G (líneas celulares 3G postpago, licencia de software, entre otros).
- El medidor de interconexión en el punto de entrega o punto de acople con la red de distribución para los sistemas con una potencia nominal mayor o igual a 50 kVA monofásico y 150 kVA trifásico contará con un módulo de calidad de la energía. Para esto el cliente deberá de asumir en su totalidad los costos de los sistemas de medición y sus complementos. En caso de que el interesado aporte su

propio sistema de medición, el mismo deberá cumplir con AR-NT-SUMEL y contar con un certificado de calibración siempre vigente durante la operación del sistema de generación.

1.6.3 Generalidades de los sistemas de medición

- Si el cliente solicita dejar uno de los medidores dentro de la propiedad, deberá implementar un sistema de lectura remota, para ambos sistemas de medición.
- Si el ICE tiene un sistema de medición remoto instalado para su sistema de facturación, el cliente deberá implementar un sistema de lectura remota para su sistema de medición de generación. La tecnología a usar será la 3G, la cual deberá asumirla o costearla el cliente. No obstante, en aquellos lugares donde el ICE tenga implementado el sistema AMI (Medición remota por radiofrecuencia) y sea factible incluir los sistemas de medición de generación distribuida, se podrá usar ese sistema. El ICE indicará cuáles serán los costos para el cliente y la modalidad.
- El costo de la modernización requerida en el sistema de medición de generación distribuida instalado, producto de cualquier cambio en la plataforma de medición del ICE, deberá ser asumido por el cliente.
- En estado de falla de un sistema de medición, la energía entregada a la red no se contabilizará para ese mes. La facturación de ese mes para el cliente se calculará de acuerdo a lo indicado en la norma SUCOM (Art 39). Teniendo la medición de la energía entregada (EN), como el dato de entrada para la estimación del cálculo. El costo de sustitución del sistema de medición será asumido por el responsable de la avería.
- Los sistemas de medición que se usen para efectos de generación distribuida y requieran lectura remota, ya sean estos monofásicos, bifásicos o trifásicos deberán ser: Bidireccionales y con módulos de comunicación para sistemas 3G.
- Los sistemas de medición deberán de ser de la capacidad adecuada para soportar la potencia del sistema de generación distribuida instalada.

2. Requisitos particulares para los componentes de los sistemas de generación distribuida

2.1 Inversores

2.1.1 Especificaciones Técnicas

Los inversores deben cumplir con los requisitos establecidos en las normas aplicables de acuerdo con la siguiente tabla:

Parámetro	Norma / Apartado
Respuesta a tensiones anormales	IEEE 1547:2014/4.2.3, tabla 1
Respuesta a frecuencias anormales	IEEE 1547:2014/4.2.4, tabla 2
Respuesta a frecuencias anormales	IEEE 1547:2014/4.2.4, tabla 2
Reconexión	IEEE 1547:2014/4.2.6
Límite de inyección de corriente directa	IEEE 1547:2014/4.3.1
Límite parpadeo	IEEE 1547:2014/4.3.2
Límite distorsión armónicas	IEEE 1547:2014/4.3.3 tabla 3 y 5.1.6 tabla 6
Puesta a tierra	IEEE 1547:2014/4.1.2
Dispositivo de aislamiento (interruptor)	IEEE 1547:2014/4.1.7
Regulación de tensión	IEEE 1547:2014/4.1.1
Monitoreo integrado a la distribuidora	IEEE 1547:2014/4.1.6, sólo para sistemas con potencia nominal $\geq 250\text{KVA}$
Soporte o inmunidad a interferencia electromagnética	IEEE 1547:2014/4.1.8.1, IEEE C37.90.2-1995

Soporte o inmunidad a sobretensiones	IEEE 1547:2014/4.1.8.2, IEEE C62.41.2-2002 o IEEE C37.90.1.2002
Ajustes de sincronización (tensión, frecuencia, ángulo)	NA
Procedimientos de pruebas de sincronización, anti-isla, pérdida de fase, armónicos, respuesta frecuencia y tensión.	IEEE 1547.1: 2015

Los sistemas de generación distribuida para autoconsumo mayores a 1000 kVA deberán de cumplir adicionalmente con lo indicado en la norma AR-NT-POASEN.

2.1.2 Protecciones

El sistema de generación para la conexión en paralelo mediante inversores, deberá integrar, como mínimo, con las siguientes funciones de protección de acuerdo a la norma IEEE C37.2 “Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms and Contact Designations” (Norma de designaciones de contacto, acrónimos y números de función de dispositivos de sistemas eléctricos de potencia):

- Sobre corriente (50/51)
- Sobre tensión (59)
- Bajo tensión (27)
- Sobre frecuencia (81O)
- Baja frecuencia (81U)
- Esquema de falla a tierra (51N)

2.1.3 Protección contra incendios

Se le recomienda instalar adicionalmente un método de desconexión rápida de acuerdo a como se establece en el Código Eléctrico Nacional en sus siglas en inglés NEC versión 2017, apartado 690.12.

2.1.4 Evaluación de conformidad

Los inversores deben estar certificados bajo la norma UL 1741 completa, incluyendo los apartados citados de la norma IEEE 1547. Dicha certificación debe ser emitida por un organismo que se encuentre acreditado por un Ente de acreditación, que tenga acuerdos de reconocimiento mutuo internacionales (ILAC, IAAC, entre otros). El abonado o usuario debe solicitar una verificación de la documentación relacionada con la certificación, en la cual se verificará la validez y vigencia de dicha certificación. Para está verificación puede contactarse con el Laboratorio de Eficiencia Energética, para contratar el servicio a través de los correos: icelee@ice.go.cr o jcotot@ice.go.cr, también mediante los teléfonos: 2000-4129 o 2000-0022.

Para la admisibilidad de los equipos por parte del ICE, es obligatorio presentar ya sea el informe de verificación documental por parte del Laboratorio de Eficiencia Energética, cuando se cuenta con certificación UL 1741 o el informe de ensayos, cuando no se cuenta con certificación. Los costos asociados a dichos informes serán asumidos por el abonado o usuario.

2.1.5 Inspección

Durante el proceso de inspección en campo se realizarán al menos las siguientes pruebas:

- 1- Verificar que la marca y el modelo del inversor corresponda a la misma entregada previamente con los documentos técnicos (certificado, plano eléctrico).
- 2- Revisar que la instalación eléctrica, cuente con las protecciones mínimas establecidas en este documento.
- 3- Pruebas anti-isla
- 4- Medición de parámetros eléctricos: tensión, corriente, THD

2.2 Paneles Solares

2.2.1 Especificaciones técnicas

Los paneles solares utilizados en el sistema, deben cumplir con los requisitos establecidos en la serie de normas IEC 61215, de acuerdo a su tecnología según la siguiente tabla:

Norma	Alcance / tecnología
IEC 61215-1	Especificaciones generales de diseño y cualificación
IEC 61215-1-1	Requerimientos especiales para tecnología de Silicio cristalino
IEC 61215-1-2	Requerimientos especiales para tecnología de telururo de cadmio
IEC 61215-1-3	Requerimientos especiales para tecnología de silicio de capa delgada
IEC 61215-1-4	Requerimientos especiales para tecnología CIGS de capa delgada
IEC 61215-2	Especificaciones de ensayo

2.2.2 Evaluación de conformidad

Los paneles solares deben estar certificados bajo la norma IEC 61215 completa, de acuerdo a su tecnología. Dicha certificación debe ser emitida por un organismo que se encuentre acreditado por un Ente de acreditación, que tenga acuerdos de reconocimiento mutuo internacionales (ILAC, IAAC, entre otros).

Para la admisibilidad de los equipos por parte del ICE, es obligatorio presentar el documento de certificación emitido por un organismo acreditado.

2.3 máquinas rotatorias de corriente alterna a la frecuencia del sistema

2.3.1 Especificaciones técnicas

Las máquinas rotatorias de corriente alterna deben cumplir con los requisitos establecidos en las normas aplicables de acuerdo con la siguiente tabla:

Límite de distorsión durante la sincronización	IEEE 1547/4.1.3
Respuesta a tensiones anormales	IEEE 1547/4.2.3, tabla 1
Coordinación con reconectadores	IEEE 1547/4.2.2
Respuesta a frecuencias anormales	IEEE 1547/4.2.4, tabla 2
Reconexión	IEEE 1547/4.2.6
Límite de inyección de corriente directa	IEEE 1547/4.3.1
Límite parpadeo	IEEE 1547/4.3.2
Límite distorsión armónicas	IEEE 1547/4.3.3/5.1.6 tabla 3 y tabla 6
Puesta a tierra	IEEE 1547/4.1.2
Dispositivo de aislamiento	IEEE 1547/4.1.7
Regulación de tensión	IEEE 1547/4.1.1
Monitoreo integrado a la distribuidora	IEEE 1547/4.1.6, $\geq 250\text{KVA}$
Protección o inmunidad a interferencia electromagnética	IEEE 1547/4.1.8.1, IEEE C37.90.2-1995
Protección o inmunidad a sobretensiones	IEEE 1547/4.1.8.2, IEEE C62.41.2-2002 o IEEE C37.90.1.2002
Ajustes de sincronización (tensión, frecuencia, ángulo)	IEEE 1547/5.1.2, tabla 5
Procedimientos de pruebas de sincronización, anti- isla, pérdida de fase, armónicos, respuesta frecuencia y tensión.	IEEE 1547.1

Los sistemas de generación distribuida para autoconsumo mayores a 1000 kVA deberán de cumplir adicionalmente con lo indicado en la norma AR-NT-POASEN.

2.3.2 Esquema de disparo por interruptor

Se requiere que se implementen los disparos en corriente directa por medio de un sistema cargador equipado con baterías. El sistema cargador y las baterías deben incluir un sistema o esquema de auto-diagnóstico y alarma.

2.3.3 Redundancia

Todos los relevadores solicitados excepto los dispositivos 15/25 (relevadores de auto-sincronización y comprobación de sincronización) deben tener redundancia, esto significa:

1. Tres relevadores monofásicos (uno por cada fase)
2. Dos relevadores trifásicos (con microprocesador o electrónicos)

Las funciones incluidas en los controladores certificados pueden satisfacer un nivel de redundancia en tanto los ajustes puedan ser probados y verificados en el campo. Un segundo nivel de funciones de protección se puede lograr con la adición de un relevador multifunción adicional.

Los controladores certificados con dos niveles independientes de funciones de protección tienen suficiente redundancia, pero deben ser revisados y probados.

2.3.4 Protecciones para generadores de inducción (máquinas asíncronas)

El sistema con generadores de inducción (asíncronos), deberá contar con las siguientes funciones de protección de acuerdo a la norma IEEE C37.2 "Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms and Contact Designations" (Estándar de designaciones de contacto, acrónimos y números de función de dispositivos de sistemas eléctricos de potencia):

- Sobre corriente (50/51)
- Sobre tensión (59)
- Baja tensión (27)
- Sobre frecuencia (81O)
- Baja frecuencia (81U)
- Esquema de falla a tierra (51N) para sistemas iguales o mayores a 50KVA

Adicionalmente a las protecciones normalizadas para el generador se requiere un relevador con características de detección de fallas de fase a fase y fase a tierra.

En los generadores de inducción con capacidades iguales o mayores a 50kVA, se requerirá que suministren la potencia reactiva de forma tal que el factor de potencia sea igual a 1. Este requerimiento se establecerá, por la empresa distribuidora, en el estudio de la solicitud.

2.3.5 Protecciones para generadores sincrónicos

El sistema con generadores sincrónicos, deberá contar con las siguientes funciones de protección de acuerdo a la norma IEEE C37.2 "Standard Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms and Contact Designations" (Estándar de designaciones de contacto, acrónimos y números de función de dispositivos de sistemas eléctricos de potencia):

- Sobre corriente (50/51)
- Sobre tensión (59)
- Baja tensión (27)
- Sobre frecuencia (81O)
- Baja frecuencia (81U)
- Esquema de falla a tierra (51N) para sistemas iguales o mayores a 50KVA
- Sincronizador automático o con relé de supervisión (15/25)

Para todos los generadores síncronos se requiere un medio de sincronización cuyos ajustes deben ser verificables en el sitio antes de la operación comercial.

El relevador de sincronización debe tener las siguientes características:

- Diferencia de frecuencia de 0.1 Hz o menos
- Diferencia de tensión de $\pm 10\%$ o menos
- Diferencia de fase de ± 10 grados o menos
- Compensación de tiempo de cierre del interruptor

Se requiere un relevador con características de detección de fallas de fase a fase y fase a tierra."