

	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD DIVISION DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN		Código: DC-03-IT-21-001
			Versión: 2
	Condiciones Técnicas para la Interconexión de Recursos Distribuidos para autoconsumo y gestión de la demanda.		Rige a partir de: 2/05/2023
	Formato Elaborado por:	Recursos Distribuidos - GDO	Código SIG Documento Matriz: DC-03-PR-21-001
Formato Aprobado por:	Gestión del Desempeño Operativo		

1. Propósito

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, la Ley 10086 Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de fuentes renovables, Reglamento a la Ley de Promoción y Regulación de Recursos Energéticos Distribuidos a partir de fuentes renovables (Decreto 43879-MINAE) o, cualquier otra disposición que para tal efecto establezca la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos o la Empresa Distribuidora dentro de sus competencias.

2. Alcance

Un abonado (cliente) o usuario del servicio eléctrico en la etapa de distribución con intenciones de 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.

3. Documentos aplicables

Código	Nombre
10086	Ley de Promoción y Regulación de los DER
Decreto 43879	Reglamento de Ley 10086
AR-NT-POASEN	Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional
AR-NT-SUCOM	Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión
AR-NT-SUCAL	"Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión"
IEEE – 1547:2018 (Normativa de referencia)	IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces
UL 1741 (Normativa de referencia)	Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use with Distributed Energy Resources

	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD DIVISION DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN		Código: DC-03-IT-21-001
			Versión: 2
	Condiciones Técnicas para la Interconexión de Recursos Distribuidos para autoconsumo y gestión de la demanda.		Rige a partir de: 2/05/2023
	Formato Elaborado por:	Recursos Distribuidos - GDO	Código SIG Documento Matriz: DC-03-PR-21-001
Formato Aprobado por:	Gestión del Desempeño Operativo		

4. Responsabilidades

Para la interconexión y operación de una instalación de recursos energéticos distribuidos (DER) en forma integrada con la red de distribución, los abonados (clientes) o usuarios, deberán cumplir con los siguientes aspectos:

a. Información

Entregar al ICE toda la información necesaria en tiempo y forma, con respecto de su proyecto DER en las diferentes etapas de desarrollo y operación.

b. 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 DER debe estar:

- i- 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 conforme a la regulación vigente.).
- ii- 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.

c. Impacto del cliente

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

5. Descripción o Contenido

	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD DIVISION DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN		Código: DC-03-IT-21-001
			Versión: 2
	Condiciones Técnicas para la Interconexión de Recursos Distribuidos para autoconsumo y gestión de la demanda.		Rige a partir de: 2/05/2023
	Formato Elaborado por:	Recursos Distribuidos - GDO	Código SIG Documento Matriz: DC-03-PR-21-001
Formato Aprobado por:	Gestión del Desempeño Operativo		

5.1 Requisitos generales

5.1.1 Contrato

Todo abonado o usuario que desee instalar un sistema DER en su servicio eléctrico deberá firmar el respectivo contrato. Cualquier modificación de su sistema DER se debe de notificar a la empresa distribuida para su aprobación y modificación del contrato en caso de que se requiera.

5.1.2 Instalación eléctrica del generador

Para cualquier instalación o modificación que incorpore un sistema DER 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, así mismo, deberán de cumplir con las normativas vigentes por parte de ARESEP y MINAE.

En el caso de servicios existente, cuando la interconexión de un DER 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 recursos distribuidos para autoconsumo mayores a 1000 kVA deberán de cumplir con lo que establezca, para estos niveles de potencia, la norma AR-NT-POASEN. Se incluye sistemas de almacenamientos de energía con una capacidad total de carga y descarga de más de 1MW (de – 500KVA a +500KVA).

Tensión disponible del sistema

El sistema de distribución disponible para la operación en paralelo es estrella multi aterrizada. 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 DER.

	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD DIVISION DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN		Código: DC-03-IT-21-001
			Versión: 2
	Condiciones Técnicas para la Interconexión de Recursos Distribuidos para autoconsumo y gestión de la demanda.		Rige a partir de: 2/05/2023
	Formato Elaborado por:	Recursos Distribuidos - GDO	Código SIG Documento Matriz: DC-03-PR-21-001
Formato Aprobado por:	Gestión del Desempeño Operativo		

5.1.3 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, normativa de referencia o su equivalente.

Los sistemas GDAC con potencias mayores o iguales a 250 kVA, y los sistemas de almacenamientos de energía con una capacidad total de carga y descarga de más de 250KVA (de – 125KVA a +125KVA) se conectarán a la red de distribución mediante un interruptor que tendrá las características para integrarse al Sistema SCADA de la Empresa Eléctrica, el interruptor será ubicado a la salida del DER o según como lo especifique la empresa eléctrica. La especificación de este equipo la brindará la distribuidora. 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).

El generador debe contar con un interruptor termomagnético con bobina externa para las operaciones de la planta generadora ante fallas externas e internas. Este interruptor termomagnético tendrá la capacidad de interrumpir corrientes del máximo cortocircuito interno o externo.

La planta generadora debe tener un relé de bajo/sobre voltaje con retardo ajustable, ajustado a las condiciones de la red y por recomendación del ICE.

Para la sincronización podrá utilizarse un contactor rápido que permita realizar la sincronización. Sin embargo, la apertura deberá ser realizada por el interruptor termomagnético.

El dispositivo de desconexión es requerido por la empresa distribuidora para practicas operativas, fácilmente accesible, bloqueable, alistamiento con rotura visible, el cual deberá estar ubicado entre el DER y el SEN.

El cese de energización no implica o requiere apertura de contactos u otro mecanismo de aislamiento. Puede también ser logrado por medios que detengan la salida de potencia desde el DER

Así mismo para otras consideraciones de medios de desconexión contemplar los artículos 141, 142, 144, 147 y 148 de la AR – NT – POASEN.

5.1.4 Adecuación de red

El cliente debe cubrir los costos de las adecuaciones de red necesarias para que su sistema DER pueda ser integrado correctamente a la red de distribución. La

	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD DIVISION DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN		Código: DC-03-IT-21-001
			Versión: 2
	Condiciones Técnicas para la Interconexión de Recursos Distribuidos para autoconsumo y gestión de la demanda.		Rige a partir de: 2/05/2023
	Formato Elaborado por:	Recursos Distribuidos - GDO	Código SIG Documento Matriz: DC-03-PR-21-001
Formato Aprobado por:	Gestión del Desempeño Operativo		

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 la infraestructura del DER pueda presentar problemas de sobretensión, armónicos o de ferorresonancia, 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 renca 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.

5.1.5 Medición

- 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 de este. El mismo entrará 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 Recursos Energéticos Distribuidos, el cliente deberá asumir

	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD DIVISION DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN		Código: DC-03-IT-21-001
			Versión: 2
	Condiciones Técnicas para la Interconexión de Recursos Distribuidos para autoconsumo y gestión de la demanda.		Rige a partir de: 2/05/2023
	Formato Elaborado por:	Recursos Distribuidos - GDO	Código SIG Documento Matriz: DC-03-PR-21-001
Formato Aprobado por:	Gestión del Desempeño Operativo		

todos los costos asociados a la habilitación de la comunicación con sistema 3G o AMI (10A) (líneas celulares 3G postpago, licencia de software, entre otros), este tipo de comunicación es indispensable para la modalidad con entrega de excedentes.

- 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.
- Se debe instalar un medidor para contabilizar la producción de energía, el cual deberá ser situado en el límite de la propiedad, de manera que el funcionario ICE pueda tener acceso con facilidad.

5.2 Requisitos particulares para los componentes de los recursos distribuidos

5.2.1 Inversores y/o convertidores de potencia

5.2.1.1 Especificaciones Técnicas

Los inversores y/o convertidores de potencia deben cumplir con los requisitos establecidos en las normas en su última versión vigentes o sus equivalentes: IEEE 1547, IEEE1547.1, IEEE C37.90.1, IEEE C37.90.2 y la IEEE C62.41.2, UL1741.

En caso de que los inversores y/o convertidores de potencias tengan un elemento controlador de no entrega de excedentes, el mismo no deberá de interferir en el funcionamiento correcto de los inversores y/o convertidores de potencia.

Los sistemas de generación distribuida para autoconsumo mayores a 1000 kVA, se incluyen sistemas de almacenamientos de energía con una capacidad total de carga y descarga de más de 1MW(de – 500KVA a +500KVA) deberán de cumplir adicionalmente con lo indicado en la norma AR-NT-POASEN.

5.2.1.2 Protecciones

El sistema de generación para la conexión en paralelo mediante inversores y/o convertidores de potencia, deberá integrar como mínimo, con las siguientes

	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD DIVISION DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN		Código: DC-03-IT-21-001
			Versión: 2
	Condiciones Técnicas para la Interconexión de Recursos Distribuidos para autoconsumo y gestión de la demanda.		Rige a partir de: 2/05/2023
	Formato Elaborado por:	Recursos Distribuidos - GDO	Código SIG Documento Matriz: DC-03-PR-21-001
Formato Aprobado por:	Gestión del Desempeño Operativo		

funciones de protección de acuerdo con 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)

5.2.1.3 Protección contra incendios

Se le recomienda instalar adicionalmente un método de desconexión rápida de acuerdo con cómo se establece en el Código Eléctrico Nacional (NFPA 70 – Artículo 690) en sus siglas en inglés NEC en su versión en español vigente.

Para el caso de sistemas de almacenamiento de energía estacionarios, se recomienda seguir las indicaciones de la NFPA 855/ NFPA 70 – Artículo 709 y coordinar con el Benemérito Cuerpo de Bomberos de Costa Rica para verificar la adecuada aplicación de la normativa NFPA.

5.2.1.4 Evaluación de conformidad

Los inversores deben estar certificados bajo la norma UL 1741 completa en su versión vigente, cumpliendo con los apartados correspondientes de la norma IEEE 1547, en su versión vigente. 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 esta verificación debe contactarse con el Laboratorio de Eficiencia Energética, para contratar el servicio a través de los correos: icelee@ice.go.cr, también mediante los teléfonos: 2000-4129 o 2000-0022.

Esta verificación documental puede ser realizada por ECA (Ente Costarricense de Acreditación) y tiene la misma validez que la efectuada por el Laboratorio de Eficiencia Energética.

	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD DIVISION DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN		Código: DC-03-IT-21-001
			Versión: 2
	Condiciones Técnicas para la Interconexión de Recursos Distribuidos para autoconsumo y gestión de la demanda.		Rige a partir de: 2/05/2023
	Formato Elaborado por:	Recursos Distribuidos - GDO	Código SIG Documento Matriz: DC-03-PR-21-001
Formato Aprobado por:	Gestión del Desempeño Operativo		

Para la admisibilidad de los equipos por parte del ICE, es obligatorio presentar el informe de verificación documental por parte del Laboratorio de Eficiencia Energética, o el informe de verificación documental emitido por el ECA. Los costos asociados a dichos informes serán asumidos por el abonado o usuario.

5.2.1.5 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 y/o convertidor de potencia 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, en caso de que se tenga elemento controlador de no entrega de excedentes se estaría realizando las prueba con y sin el controlador funcionando.
- 4- Medición de parámetros eléctricos: tensión, corriente, THD

5.2.2 Paneles Solares

5.2.2.1 Especificaciones técnicas

Los paneles solares utilizados en el sistema deben cumplir con los requisitos establecidos en la serie de normas IEC 61215, de acuerdo con 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 telurio 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

5.2.2.2 Evaluación de conformidad

	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD DIVISION DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN		Código: DC-03-IT-21-001
			Versión: 2
	Condiciones Técnicas para la Interconexión de Recursos Distribuidos para autoconsumo y gestión de la demanda.		Rige a partir de: 2/05/2023
	Formato Elaborado por:	Recursos Distribuidos - GDO	Código SIG Documento Matriz: DC-03-PR-21-001
Formato Aprobado por:	Gestión del Desempeño Operativo		

Los paneles solares deben estar certificados bajo la norma IEC 61215 completa, de acuerdo con 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.

5.2.3 Baterías

5.2.3.1 Especificaciones técnicas

Para sistemas de almacenamiento con baterías deben cumplir con los requisitos establecidos en la serie de norma UL1973, NFPA 855, UL9540, UL9540a, IEC 62619.

5.2.3.2 Evaluación de conformidad

Las baterías deben estar certificados bajo la norma UL1973, UL9540, IEC62619, en su versión vigente o equivalente. 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).

5.2.4 Máquinas rotatorias de corriente alterna a la frecuencia del sistema

5.2.4.1 Especificaciones técnicas

Las máquinas rotatorias de corriente alterna deben cumplir con los requisitos establecidos en las normas IEEE1547, IEEE1547.1, IEEE C37.90.1, IEEE C37.90.2 y IEEE C62.41.2 en sus versiones más recientes y con sus enmiendas, correcciones y erratas vigentes.

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

5.2.4.2 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 autodiagnóstico y alarma.

	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD DIVISION DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN		Código: DC-03-IT-21-001
			Versión: 2
	Condiciones Técnicas para la Interconexión de Recursos Distribuidos para autoconsumo y gestión de la demanda.		Rige a partir de: 2/05/2023
	Formato Elaborado por:	Recursos Distribuidos - GDO	Código SIG Documento Matriz: DC-03-PR-21-001
Formato Aprobado por:	Gestión del Desempeño Operativo		

5.2.4.3 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.

5.2.4.4 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

	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD DIVISION DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN		Código: DC-03-IT-21-001
			Versión: 2
	Condiciones Técnicas para la Interconexión de Recursos Distribuidos para autoconsumo y gestión de la demanda.		Rige a partir de: 2/05/2023
	Formato Elaborado por:	Recursos Distribuidos - GDO	Código SIG Documento Matriz: DC-03-PR-21-001
Formato Aprobado por:	Gestión del Desempeño Operativo		

potencia sea igual a 1. Este requerimiento se establecerá, por la empresa distribuidora, en el estudio de la solicitud.

5.2.4.5 Protecciones para generadores sincrónicos

El sistema con generadores sincrónicos deberá contar con las siguientes funciones de protección de acuerdo con 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.”

6. Control de Registros

7. Control de Cambios y/o Revisión de Documento

Apartado	Descripción del cambio y/o Revisión de Documento	Fecha
5.1.5	Se debe instalar un medidor para contabilizar la producción de energía, el cual deberá ser situado en el límite de la propiedad, de manera que el funcionario ICE pueda tener acceso con facilidad.	15/3/2024

	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD DIVISION DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN		Código: DC-03-IT-21-001
			Versión: 2
	Condiciones Técnicas para la Interconexión de Recursos Distribuidos para autoconsumo y gestión de la demanda.		Rige a partir de: 2/05/2023
	Formato Elaborado por:	Recursos Distribuidos - GDO	Código SIG Documento Matriz: DC-03-PR-21-001
Formato Aprobado por:	Gestión del Desempeño Operativo		

8. Control de Revisión, Elaboración y Aprobación

Comité (s)	Nombres de los integrantes	Fecha
Elaborador	Diego Alonso Ramirez Rojas	10/2/2023
	Alfonso Arias Pérez	
Revisó	Jerney Alvarado Mena – Coordinador Área DER	26/6/2023

Aprobación	
Nombre y puesto	Fecha
Sebastian Alvarez Rojas – Coordinador GDO	18/3/2024