Número: 8916
Fecha: 6 de febrero de 2017
Aprobado: Hon. Luis G. Rivera Marín
Secretario de Estado

Por: Eduardo Arosemena Muñoz
Secretario Auxiliar
Departamento de Estado
Gobierno de Puerto Rico

Autoridad de
Energía Eléctrica

REGLAMENTO PARA INTERCONECTAR GENERADORES CON EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN O SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE LA AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y PARTICIPAR EN LOS PROGRAMAS DE MEDICIÓN NETA

ENERO 2017

"Somos un patrono con igualdad de oportunidades en el empleo y no discriminamos por razón de raza, color, sexo, edad, origen social o nacional, condición social, afiliación política, ideas políticas o religiosas; por ser víctima o ser percibida(o) como víctima de violencia doméstica, agresión sexual o acecho; por impedimento físico, mental o ambos, por condición de veterano(a) o por información genética."

Estado Libre Asociado de Puerto Rico
Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

REGLAMENTO PARA INTERCONECTAR GENERADORES CON EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN O SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE LA AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y PARTICIPAR EN LOS PROGRAMAS DE MEDICIÓN NETA

ÍNDICE

Sección **Página**

I. INTRODUCCIÓN....1
Artículo A: Propósito 1
Artículo B: Base Legal....2
Artículo C: Aplicabilidad....2
Artículo D: GD en Sistemas de Transmisión y Subtransmisión Eléctrica....3
Artículo E: Términos Utilizados 4
II. DEFINICIONES....4
III. DISPOSICIONES GENERALES 11
IV. PROCESO PARA EVALUAR LA INTERCONEXIÓN DE GENERADORES CON EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN O SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICA 16
Artículo A: Evaluación del Proyecto para Interconexión del GD....16
Artículo B: Endoso de Planos de Proyecto para Interconexión del GD 19
Artículo C: Construcción Eléctrica 20
Artículo D: Inspección de Construcción Eléctrica 20
Artículo E: Aprobación de Interconexión del GD 23
V. REQUISITOS TÉCNICOS....24
Artículo A: Aprobación de Uso de Equipo Certificado 25
Artículo B: Protección y Control 26
Artículo C: Factor de Potencia Unitario Continuo 35
Artículo D: Calidad de la Señal Eléctrica (*Power Quality*) 40
Artículo E: Medición 42
Artículo F: Requisitos Técnicos para GD con Capacidad Mayor de 1 MW 44
Artículo G: Pruebas, Modificaciones y Mantenimiento del GD 46
VI. PROGRAMAS DE MEDICIÓN NETA 49
Artículo A: Programa de Medición Neta Básica 50
Artículo B: Programa de Medición Neta Agregada 50
Artículo C: Compensación de Energía para Clientes que Participen en los Programas de Medición Neta 50

VII. SEGURO DE RESPONSABILIDAD PÚBLICA GENERAL 51
VIII. VIGENCIA Y TERMINACIÓN DEL ACUERDO 53
IX. PROCESO TRANSITORIO 54
X. PENALIDADES 54
XI. PROCEDIMIENTO APELATIVO 54
XII. INCONSTITUCIONALIDAD 55
XIII. DEROGACIÓN 55
XIV. VIGENCIA 55
XV. APROBACIÓN 55
ANEJOS
A. Solicitud de Evaluación para Interconectar Generadores con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica
B. Confirmación de Orientación al Cliente sobre el Proceso Establecido por la Autoridad para la Interconexión del GD
C. Declaración Jurada del(de los) Dueño(s) de la Propiedad
D. Certificación de Cumplimiento de Requisitos Técnicos del GD
E. Diagramas Ilustrativos de Esquemas de Protección
F. Guías Generales de Pruebas de Aceptación para la Interconexión de GD con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad
G. Notificación de Comienzo de Construcción
H. Certificación de Pruebas para Sistemas de Generación Distribuida (GD) a Interconectarse con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la AEE
I. Acuerdo para la Exoneración de Requisito de Seguro
J. Acuerdos para Interconectar Generadores con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y Participar en los Programas de Medición Neta

Estado Libre Asociado de Puerto Rico
Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

REGLAMENTO PARA INTERCONECTAR GENERADORES CON EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN O SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE LA AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y PARTICIPAR EN LOS PROGRAMAS DE MEDICIÓN NETA

SECCIÓN I: INTRODUCCIÓN

Artículo A: Propósito

Este Reglamento establece los requisitos y el proceso para la instalación y operación de sistemas de generación distribuida (GD) a base de fuentes renovables de energía a interconectarse con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (Autoridad). El propósito del mismo es promover el uso eficiente de la energía y el desarrollo de alternativas de fuentes renovables de energía, garantizando la confiabilidad del sistema eléctrico y la seguridad de los empleados, clientes y equipos de la Autoridad. Además cumple con los criterios de operación y calidad de servicio, así como la calidad del ambiente.

Las disposiciones de este Reglamento aplican a todo GD con capacidad máxima instalada de potencia de corriente alterna (AC) de 5 MW o menos que se interconecte con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad. Además, aplican tanto a clientes que interesen participar de los Programas de Medición Neta como a los que no interesen participar de los mismos.

La Ley 114-2007, según enmendada, conocida como Ley de Medición Neta, establece que los proyectos que se interconecten con la red de transmisión o subtransmisión eléctrica e interesen participar en el Programa de Medición Neta, según definido en la misma, tienen que ser de una capacidad máxima instalada de corriente alterna (AC) de 5 MW para clientes comerciales, gubernamentales, industriales, agrícolas, instituciones educativas e instalaciones médico hospitalarias. En este Reglamento, este programa se define como Programa de Medición Neta Básica.

La Orden Enmendada CEPR-MI-2014-0001 de la Comisión de Energía de Puerto Rico (Comisión), dispone que la Autoridad tiene que establecer un Programa para Medición Neta Agregada o Virtual. En este Reglamento, este programa se define como Programa de Medición Neta Agregada.

Artículo B: Base Legal

La Autoridad promulga este Reglamento en virtud de las siguientes leyes, según enmendadas:

- Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941, Ley de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico
- Ley Núm. 7 de 19 de julio de 1985, conocida como Ley de Certificación de Planos de Construcción
- Ley Núm. 170 de 12 de agosto de 1988, Ley de Procedimiento Administrativo Uniforme del Estado Libre Asociado de Puerto Rico
- Ley 114-2007, para ordenar y autorizar a la Autoridad a establecer un Programa de Medición Neta (*Net Metering*)
- Ley 161-2009, Ley para la Reforma del Proceso de Permisos de Puerto Rico
- Ley 82-2010, Ley de Política Pública de Diversificación Energética por Medio de la Energía Renovable Sostenible y Alterna en Puerto Rico
- Ley 83-2010, Ley de Incentivos de Energía Verde de Puerto Rico
- Ley 57-2014, Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico
- Orden Enmendada CEPR-MI-2014-0001 de la Comisión de Energía de Puerto Rico de 20 de marzo de 2015
- Ley 4-2016, Ley de Revitalización de la Autoridad de Energía Eléctrica
- Ley 133-2016, para enmendar las leyes 82-2010, 114-2007 y 57-2014 y otros fines

Artículo C: Aplicabilidad

1. Este Reglamento aplica a las instalaciones de GD que cumplan con las siguientes características:
    a. Estar instalados en la misma localidad, edificios o estructuras, según establecido en el *National Electrical Code* (NEC) vigente, de personas naturales o jurídicas, públicas o privadas y cualquier agrupación de ellas, que se interconecten después del medidor del cliente con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad, cuyo voltaje nominal es de 115 kV y 38 kV respectivamente.
    b. Todo GD con capacidad máxima instalada de potencia AC de 5 MW o menos, que se interconecte con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad.
2. Aplica a aquellos proyectos que interesen participar en los Programas de Medición Neta Básica o Agregada que cumplan con lo siguiente:
    a. Ser a base de fuentes renovables de energía sostenible o alterna.
    b. Su operación sea compatible con las instalaciones de transmisión y subtransmisión eléctrica existentes en la Autoridad. Todo GD que opere interconectado con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica tiene que cumplir con los reglamentos, códigos y estándares vigentes.

c. A utilizarse para compensar primordialmente, en todo o en parte, la demanda de energía eléctrica del cliente.

d. La instalación incorpore medidas de control y mitigación de emisiones y ruidos, según aplique. Su operación tiene que cumplir con las leyes y reglamentos ambientales, de zonificación y uso, vigentes, para el lugar de su ubicación.

3. El Programa de Medición Neta Básica aplica a clientes residenciales, comerciales, gubernamentales, industriales, agrícolas, instituciones educativas e instalaciones médico hospitalarias, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 114-2007, según enmendada.

4. El Programa de Medición Neta Agregada aplica exclusivamente a entidades gubernamentales e instituciones universitarias sin fines de lucro, con servicio a voltaje de distribución, subtransmisión o transmisión, que cumplan con los requisitos establecidos en la Sección VI, Artículo B, de este Reglamento.

5. Este Reglamento no aplica a la instalación u operación de GD interconectados con el sistema de distribución, o que operen aislados del sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica de la Autoridad. Tampoco aplica para la compra (*power purchase*), transmisión (*wheeling*) o distribución de energía del cliente. Éstos y otros servicios que el cliente requiera se establecen bajo otros contratos o acuerdos, según aplique, tales como un *Power Purchase and Operating Agreement* (PPOA).

6. Este Reglamento no aplica a comunidades solares y microredes, según definidas en la Ley 133-2016, *supra*, las cuales se regirán mediante la reglamentación establecida para este tipo de proyectos, conforme con las disposiciones de esta Ley.

Artículo D: GD en Sistemas de Transmisión y Subtransmisión Eléctrica

En la industria eléctrica se desarrolló el concepto de sistemas de generación distribuida para integrarse en sistemas de distribución eléctrica, los cuales operan de forma radial y se dedican exclusivamente al servicio de las cargas del sistema de potencia. Por esto, los estándares *Small Generator Interconnection Procedures* (SGIP) y *Small Generator Interconnection Agreement* (SGIA), establecidos por la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), se desarrollaron para GD en sistemas de distribución eléctrica. De igual forma, se desarrollaron otros estándares, tales como el IEEE 1547 y el UL 1741 para establecer requisitos de los equipos y la interconexión de GD en sistemas de distribución eléctrica.

Por otro lado, en Puerto Rico la Ley 114-2007, *supra*, según enmendada, amplía la aplicación de GD para integrarse en los sistemas de transmisión y subtransmisión eléctrica; y la Ley 57-2014, *supra*, exige que la interconexión y evaluación de la misma se haga de acuerdo con el SGIP y el SGIA. Por lo tanto, estas leyes provocan que tecnología y procesos desarrollados para sistemas de distribución eléctrica se tengan

que integrar en sistemas de transmisión y subtransmisión eléctrica, los cuales operan como una red en lazo y se dedican mayormente a la transferencia de grandes bloques de energía en el sistema de potencia. En particular, la operación, control y protección de un sistema radial de distribución difiere grandemente de dichos procesos en los sistemas en lazo de transmisión y subtransmisión para la transferencia de energía. Además, se destaca el hecho de que las disposiciones de los estándares de la FERC se desarrollaron para los sistemas radiales de distribución eléctrica de los Estados Unidos que llegan a voltajes de hasta 69 kV, mientras que en Puerto Rico los voltajes de distribución llegan hasta 13.2 kV.

Dadas las diferencias entre los sistemas de distribución y los de transmisión y subtransmisión eléctrica, este Reglamento sólo puede usar como modelo aquellas partes del SGIP y el SGIA que aplican a todos estos sistemas. En particular la topología y características operacionales del sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica en Puerto Rico, el cual es uno aislado eléctricamente, requieren que se tenga que evaluar la interconexión de todo GD con dicho sistema. Esta evaluación para la interconexión es necesaria siempre que exista operación en paralelo del GD con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica, independientemente se prevea que habrá transferencia de energía o no entre dicho sistema y el del cliente.

Artículo E: Términos Utilizados

La palabra utilizada en singular incluye el plural y viceversa. Además, el género masculino incluye el femenino y viceversa.

SECCIÓN II: DEFINICIONES

A. **Acuerdo** - Documento que establece los derechos y responsabilidades entre la Autoridad y el cliente para autorizar la interconexión del GD con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad y la participación en los Programas de Medición Neta, según aplique. Este Acuerdo incluye los Anejos añadidos e incorporados por referencia específica.

B. **Anti-islas (*Anti-islanding*)** - Esquema de control instalado como parte del equipo de generación o de interconexión, que detecta y previene la formación de una isla eléctrica involuntaria.

C. **Arquitecto** - Persona natural autorizada por la Junta Examinadora de Arquitectos y Arquitectos Paisajistas de Puerto Rico a ejercer la profesión de arquitectura en el Estado Libre Asociado de Puerto Rico; con licencia profesional vigente y miembro activo del Colegio de Arquitectos y Arquitectos Paisajistas de Puerto Rico.

D. **Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico** - Corporación pública y entidad gubernamental creada por la Ley Núm. 83, *supra*, según enmendada, con el propósito de proveer el servicio de energía eléctrica a los clientes en la forma más eficiente, económica y confiable posible, sin menoscabo del medio ambiente.

E. **Capacidad** - Valor nominal de potencia eléctrica, usualmente medida en megavatios (MW), megavoltios-amperios (MVA), kilovatios (kW) o kilovoltios-amperios (kVA).

F. **Carta de Evaluación** - Comunicación en archivo digital con formato PDF que envía la Autoridad al cliente o a la Oficina de Gerencia de Permisos (OGPe), según aplique, donde se indican los requisitos para que el cliente pueda interconectar el GD y recibir el endoso de los planos de diseño del proyecto propuesto.

G. **Cliente** - Cualquier persona natural o jurídica que solicite, contrate y obtenga servicio de energía eléctrica, el cual se continúe suministrando, mientras él no formalice una solicitud de baja del servicio y provea el acceso para la desconexión del mismo. A los efectos de este Reglamento, es el tenedor de la cuenta con la Autoridad que cumpla con todas las disposiciones del mismo e interconecte su GD con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica. Además, éste podrá nombrar un representante para el trámite con la Autoridad de los aspectos técnicos bajo este Reglamento, pero será siempre el que contratará con la Autoridad y será responsable ante ésta.

H. **Condiciones Inseguras de Operación** - Condiciones que si no son corregidas o modificadas pueden ocasionar daños a la vida o equipos, pérdida de la integridad del sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica u operación del equipo fuera de los parámetros requeridos en este Reglamento.

I. **Consumo Neto** - Resultado al restarle a la energía que consume el cliente la energía exportada por éste al sistema de la Autoridad y cualquier crédito por exportación de energía, si alguno. Aplica cuando la energía que consume el cliente es mayor que la exportada por éste y cualquier crédito por exportación de energía aplicable.

$$C_{neto} = kWh_{con} - kWh_{exp} - CR_{exp}$$

donde:

C_{neto} = consumo neto

kWh_{con} = kilovatios-hora consumidos

kWh_{exp} = kilovatios-hora exportados

CR_{exp} = crédito por exportación de energía acumulada

J. **Contratista** - Persona natural o jurídica que ejecuta y certifica obras de construcción eléctrica. Éste puede ser contratado por el cliente para realizar el trabajo de construcción, aunque dicha contratación no exime al cliente de responsabilidad ante la Autoridad.

K. **Contrato para el Suministro de Energía Eléctrica** - Acuerdo entre la Autoridad y el cliente que contiene los términos y condiciones para proveer el servicio de energía eléctrica y facturar el mismo.

L. **Crédito por Exportación de Energía** - Es un crédito en kilovatio hora (kWh) por el exceso de exportación de energía resultante en un periodo de facturación. Este crédito se aplica al próximo periodo de facturación.

M. **Diagramas del Esquema de Protección y Control** - Dibujos que ilustran el alambrado de los relés, funciones de protección, contactos de entrada y salida, y otros dispositivos de protección y control con sus conexiones. Los dibujos tienen que mostrar todos los detalles relacionados con su operación.

N. **Diseñador** - Ingeniero licenciado y colegiado que elabora o confecciona planos de construcción eléctrica.

O. **Disturbio Eléctrico** - Evento que causa una desviación de los valores nominales de corriente, voltaje o frecuencia.

P. **Emergencia** - Incidente súbito o inesperado que requiere acción inmediata para prevenir o mitigar la pérdida o daño a la vida, salud, propiedad o a los servicios públicos esenciales o a la continuidad de estos últimos.

Q. **Entidad Gubernamental** – Agencias estatales o federales, corporaciones públicas, gobiernos municipales, dependencias de la rama judicial y de la rama legislativa y cualquier otra instrumentalidad del Estado Libre Asociado de Puerto Rico.

R. **Equipo de Medición** - Equipo y programación necesaria para medir la potencia y energía eléctrica, que incluye el medidor bidireccional, transformadores de voltaje y de corriente con clasificación de precisión para medición (*metering accuracy class*), base del medidor y gabinete de medición, entre otros.

S. **Estándar IEEE 1453** - Estándar elaborado por el *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE) sobre prácticas recomendadas para medir y limitar las fluctuaciones de voltaje asociadas a parpadeo visual o parpadeo lumínico (*light flicker*) en sistemas de potencia AC.

T. **Estándar IEEE 1547** - Serie de estándares elaborada por el IEEE sobre interconexión de generadores con sistemas eléctricos.

U. **Estándar IEEE 519** - Estándar elaborado por el IEEE sobre prácticas y requisitos recomendados para el control de armónicas en sistemas de potencia eléctrica.

V. **Estándar UL 1741** - Estándar de pruebas elaborado por *Underwriters Laboratories* (UL) para evaluar y certificar equipos de inversores, convertidores, controladores y equipos de sistemas de interconexión utilizados en generadores. El estándar combina requisitos de seguridad y de interconexión, según el Estándar IEEE 1547.

W. **Evaluación** - Análisis que realiza la Autoridad para identificar y describir el impacto en la confiabilidad y seguridad del sistema de generación, transmisión, subtransmisión y distribución por la interconexión de un GD.

X. **Exportación Neta** - Es la cantidad resultante cuando a la energía exportada por el cliente al sistema de la Autoridad y cualquier crédito por exportación de energía acumulado previamente, si alguno, se le resta la energía consumida por éste. Aplica cuando la energía que consume el cliente es menor que la exportada por éste y cualquier crédito por exportación de energía aplicable.

$$E_{neta} = kWh_{exp} + CR_{exp} - kWh_{con}$$

donde:

E_{neta} = exportación neta

kWh_{exp} = kilovatios-hora exportados

CR_{exp} = crédito por exportación de energía acumulada

kWh_{con} = kilovatios-hora consumidos

Y. **Fuentes Renovables de Energía** – Fuentes que se renuevan continuamente, entre las que están, sin limitarse a: solar, eólica y geotérmica; combustión de biomasa renovable y de gas y biocombustibles derivados de biomasa renovable; hidroeléctrica calificada; hidrocinética y marina renovable; océano termal; conversión de desperdicios sólidos municipales; combustión de gas derivado de un sistema de relleno sanitario; digestión anaeróbica; y celdas de

combustible (*fuel cells*). Incluye la energía renovable alterna y sostenible, según se definen estos términos en la Ley 82-2010, *supra*, según enmendada.

Z. **Generador** - Máquina o equipo que convierte energía mecánica, química o solar a energía eléctrica.

AA. **Ingeniero** - Persona natural autorizada por la Junta Examinadora de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico a ejercer la profesión de ingeniería en el Estado Libre Asociado de Puerto Rico; con licencia profesional vigente y miembro activo del Colegio de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico.

BB. **Inspector Privado** - Ingeniero o arquitecto licenciado y colegiado a quien el dueño de una obra le encomienda su inspección. Ni el contratista de la obra, ni sus dueños o empleados pueden fungir como inspectores de la obra que construyen, excepto, cuando se trate de cualquier organismo gubernamental que construya obras por administración. Para esta excepción, se tiene que contar con una certificación de la OGPe de que sus unidades de construcción e inspección de obras están organizadas para funcionar totalmente independientes una de la otra y que se asegure la debida protección al interés público.

CC. **Instalador** - Ingeniero electricista licenciado y colegiado o perito electricista licenciado y colegiado, con certificación vigente como Instalador Certificado de Sistemas Eléctricos Renovables, según lo reglamente la entidad gubernamental designada por el Estado Libre Asociado de Puerto Rico.

DD. **Interruptor de Interconexión** - Dispositivo de desconexión que aislará el GD del sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad al ocurrir cualquier disturbio eléctrico.

EE. **Interruptor de la Subestación del Cliente (Desconectivo Externo Núm. 1)** - Dispositivo de desconexión localizado en el sistema privado del cliente.

FF. **Interruptor Manual** - Dispositivo de operación manual para desconectar el GD del cliente del sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad, sin interrumpir el servicio eléctrico que ofrece la Autoridad al cliente.

GG. **Inversor** - Equipo o sistema con tecnología de electrónica de potencia que cambia la potencia de corriente directa a corriente alterna y viceversa, según aplique.

HH. **Isla Eléctrica (*Islanding*)** - Condición en el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad donde uno o más GD energizan una zona aislada eléctricamente del resto del sistema.

II. **Kilovatio-Hora (kWh)** - Unidad de trabajo o energía equivalente a la energía producida o consumida por una potencia de un kilovatio durante una hora.

JJ. **Laboratorio de Pruebas Reconocido Nacionalmente** - Laboratorio acreditado que, entre sus funciones, realiza pruebas de certificación requeridas en los estándares del IEEE y *American National Standards Institute* (ANSI) aplicables.

KK. **Localidad** – En este Reglamento se refiere a la localización o ubicación física registrada en el Registro de la Propiedad donde se desarrolla o se propone desarrollar un GD.

LL. **Medidor** - Instrumento cuya función es medir y registrar el flujo bidireccional (en dos direcciones) de electricidad, entiéndase, la energía entregada y recibida en kWh por el cliente con un GD interconectado con el sistema eléctrico de la Autoridad.

MM. **Operación en Paralelo** - Operación simultánea del GD con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica que pudiera transferir energía entre los sistemas eléctricos del cliente y la Autoridad, mientras está interconectado.

NN. **Parpadeo (*Voltage Flicker*)** - Fluctuación o inestabilidad de voltaje en el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica que puede ocasionar cambios en los niveles de iluminación y daños a equipos, que afectan adversamente la calidad del servicio de energía eléctrica a los clientes.

OO. **Planos** - Dibujos detallados y precisos, hechos a una escala conveniente, que representan gráficamente la interconexión propuesta del GD con la Autoridad, y que requieren la firma del diseñador que los preparó o confeccionó. Estos dibujos incluyen planos de instalaciones eléctricas, de situación y de ubicación.

PP. **Planos de Instalaciones Eléctricas** - Dibujos que ilustran el sistema eléctrico existente en el área de la obra de construcción y el sistema eléctrico propuesto para servir el proyecto nuevo. Estos dibujos usan de marco de referencia geográfica el sitio o solar descrito en los planos de situación.

QQ. **Planos de Situación (*Site Plan*)** - Dibujos que representan el solar de la obra de construcción respecto a los puntos cardinales. Estos dibujos presentan los terrenos, edificios o estructuras colindantes al solar, así como las calles, carreteras o accesos vehiculares al mismo.

RR. **Planos de Ubicación (*Location Plan*)** - Dibujos que representan la ubicación del proyecto de construcción en un mapa topográfico del *United States Geological Survey* (USGS) con coordenadas Lambert y una escala de 1:20000.

SS. **Portal cibernético –** Sitio en internet o *World Wide Web* creado para tramitar la radicación electrónica de todo documento requerido por este Reglamento y monitorear el proceso de evaluación, endoso y aprobación de interconexión de GD. Este sitio provee también la opción al cliente de firmar electrónicamente los acuerdos requeridos en este Reglamento.

TT. **Programa de Medición Neta Agregada (*Aggregate Net Metering*)** - Extensión del Programa de Medición Neta Básica, creado para cumplimiento de la Orden Enmendada CEPR-MI-2014-0001 de la Comisión de Energía de Puerto Rico. Éste permite a un participante acreditar el exceso de energía producida por un GD a base de fuentes renovables de energía entre acuerdos de servicio bajo un mismo nombre, ubicados en la misma localidad que el GD o en localidades diferentes, siempre que cumpla con las condiciones establecidas en la Sección VI, Artículo B, de este Reglamento.

UU. **Programa de Medición Neta Básica** - Servicio provisto a clientes con GD que utilicen fuentes renovables de energía, interconectados con el sistema eléctrico de la Autoridad, según lo establece la Ley 114, *supra,* según enmendada. Este servicio permite el flujo de energía hacia y desde las instalaciones del cliente a través del medidor de facturación. Este sistema suple parte o todo el consumo de electricidad en la localidad donde ubica dicho sistema. Al final del periodo de facturación, la Autoridad cobrará el consumo neto del cliente o acreditará en su próxima factura el exceso de energía exportado al sistema eléctrico de la Autoridad.

VV. **Proyecto -** Obra a realizarse conforme a planos de construcción certificados bajo las disposiciones de los reglamentos de la OGPe, Junta de Planificación y la Autoridad.

WW. **Pruebas de Aceptación** - Pruebas en sitio a las que se someten los equipos eléctricos antes de que éstos entren en servicio para garantizar que operan según su diseño o especificación.

XX. **Pruebas Periódicas** - Pruebas realizadas por el cliente al GD y equipos asociados en un intervalo de tiempo predeterminado, según los códigos, estándares aplicables y especificaciones del manufacturero.

YY. **Punto de Entrega** – Es el lugar en el que se conecta el sistema privado del cliente con el sistema de la Autoridad. Este punto varía dependiendo del tipo de cliente.

ZZ. **Punto de Interconexión** – Es el lugar en el que el GD se conecta al sistema privado del cliente. Este punto de interconexión varía de acuerdo con la topología del sistema eléctrico del cliente.

AAA. **Recierre Automático (*Recloser*)** – Dispositivo o función de protección que automáticamente interrumpe y recierra el circuito de transmisión o subtransmisión luego de un disturbio eléctrico, con una secuencia predeterminada de interrupciones y recierres.

BBB. **Relevador de Protección (Relé)** - Dispositivo que detecta condiciones anormales debidas a un disturbio eléctrico en el circuito, que protege e inicia automáticamente acciones de control apropiadas para notificar o impedir que la condición continúe.

CCC. **Sistema de Generación Distribuida (GD)** - Conjunto de equipos que se conectan en las instalaciones privadas del cliente para producir energía eléctrica, que incluye generadores, inversores, sistemas de protección y control, interconexión y demás equipos asociados, que son capaces de operar en paralelo con el sistema eléctrico de la Autoridad.

DDD. **Transformador de Interconexión (Transformador)** - Transformador a través del cual se interconecta el GD con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad. Éste puede ser el transformador que suple energía a las instalaciones del cliente.

SECCIÓN III: DISPOSICIONES GENERALES

A. Las disposiciones de este Reglamento quedan complementadas con las del Reglamento para la Certificación de Planos de Proyectos de Construcción Eléctrica, Reglamento de Términos y Condiciones Generales para el Suministro de Energía Eléctrica, NEC, *National Electrical Safety Code* (NESC) y de otras leyes o política pública, reglamentos, manuales, normas, patrones, comunicados técnicos y estándares de la industria eléctrica vigentes adoptados por la Autoridad. También quedan complementadas con las disposiciones de los reglamentos de la Junta de Planificación, OGPe, Oficina Estatal de Política Pública Energética (OEPPE) y Comisión.

B. Los proyectos de GD que requieran permisos de construcción y de uso de la OGPe o del Municipio Autónomo con Jerarquías de la I a la V tienen que cumplir, además de las disposiciones de este Reglamento, con las establecidas en los siguientes capítulos del Reglamento Conjunto para la Evaluación y Expedición de Permisos Relacionados al Desarrollo y Uso de Terrenos (Reglamento Conjunto) de la OGPe: Sistemas de Generación de Energía con Fuentes Renovables; Disposiciones para la Ubicación, Construcción, Instalación y Operación de Sistemas de Generación de Energía Eólica; Parámetros de Diseño y Construcción para Instalaciones Solares Fotovoltaicas para Generación y/o Venta de Energía. Los términos de tiempo para la evaluación y endoso de estos proyectos serán los establecidos en el Reglamento Conjunto.

C. Antes de comenzar la operación del GD en paralelo con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad y participar en el Programa de Medición Neta correspondiente, el cliente tiene que cumplir con las disposiciones de este Reglamento. El cliente puede formalizar un Acuerdo para Interconectar Generadores con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y Participar en los Programas de Medición Neta (Acuerdo) sólo para interconectar un GD con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica, sin tener que participar en los Programas de Medición Neta.

D. La capacidad máxima de potencia AC de un GD propuesto a interconectarse con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad es 5 MW.

E. Cualquier generador a instalarse con capacidad máxima de potencia AC mayor de 5 MW, se considera un productor de energía a gran escala, por lo que su interconexión se evalúa bajo un proceso de compra de energía (*power purchase*) u otros servicios, según aplique.

F. La Autoridad presentará ante la consideración de la OEPPE la capacidad máxima agregada de los GD que pueden interconectarse con sus sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución eléctrica, luego de realizar los estudios necesarios para determinar las condiciones bajo las cuales la integración de los mismos garantice la operación confiable y segura de su sistema eléctrico. La OEPPE identifica el porciento máximo de generación distribuida con fuentes renovables de energía que se puede integrar con el sistema eléctrico de Puerto Rico y entrega sus conclusiones y recomendaciones a la Comisión. La Comisión, en colaboración con la OEPPE y la Autoridad, estudiará y tomará determinaciones sobre la interconexión de GD y proyectos de energía renovable a gran escala con el sistema eléctrico de la Autoridad, para asegurar el mayor balance y equidad en dicho acceso.

G. Si la Autoridad identifica un GD operando en paralelo con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad sin un Acuerdo formalizado y en violación con las leyes y reglamentos aplicables, ésta tiene el derecho de desconectar el GD por razones de seguridad. En estos casos, la

Autoridad lo informará a la entidad gubernamental designada por el Estado Libre Asociado de Puerto Rico para certificar a los instaladores de estos sistemas, al Colegio de Ingenieros y Agrimensores o al Colegio de Peritos Electricistas, según sea el caso, y al Secretario de Justicia para la acción correspondiente.

H. En caso de que cambie el tenedor de la cuenta de servicio eléctrico en la propiedad donde se encuentre instalado el GD, el nuevo tenedor tiene que firmar un nuevo Acuerdo con la Autoridad. De esta manera, el cliente cederá los derechos y obligaciones contraídos bajo el Acuerdo vigente al nuevo tenedor de la cuenta, sin tener que procesar una nueva solicitud de interconexión y medición neta. La Autoridad desconectará el GD hasta que el nuevo tenedor firme el Acuerdo. De firmarse el nuevo Acuerdo al momento de la cancelación del anterior, no se requerirá desconectar el GD.

I. Todo GD que vaya a interconectarse con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad tiene que evaluarse mediante el proceso establecido en este Reglamento y aprobarse por la Autoridad, independientemente de si el GD exportará o no energía al sistema eléctrico de la Autoridad o de si está exento de solicitar permiso de la OGPe por alguna dispensa o excepción.

J. Para proyectos que consisten de generadores sincrónicos, de inducción o aerogeneradores, cuyos sistemas de protección y control y de interconexión se componen de equipos y dispositivos que, en general, no están certificados bajo los estándares IEEE 1547 y UL 1741, se requiere la evaluación de la OEPPE y certificación de la OGPe para dichos equipos y dispositivos.

K. La Autoridad verifica el diseño del GD del cliente antes de construirse. El cliente es responsable de obtener el endoso de este diseño por parte de la Autoridad antes de comenzar la construcción del GD.

L. La interconexión del GD en paralelo con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad no le otorga al cliente el derecho a utilizar su sistema para la transmisión, distribución o venta de energía a otros clientes de la Autoridad.

M. La compra de energía al cliente y otros servicios requeridos por éste no se regulan en el presente Reglamento. Éstos se formalizan mediante contratos o acuerdos distintos al de interconexión, según aplique, como por ejemplo un *Power Purchase and Operating Agreement* (PPOA).

N. El cliente tiene que proteger, operar y mantener el GD en conformidad con este Reglamento, el Acuerdo firmado y aquellas prácticas y métodos, enmendados y actualizados, que se utilizan comúnmente en la ingeniería y las compañías de electricidad para garantizar una operación segura del GD. Todo cliente es responsable de mantener adecuadamente su sistema de GD y de reemplazar diligentemente cualquier componente del sistema que deba ser reemplazado para garantizar que la operación e interconexión del sistema no represente

peligro alguno para la vida o propiedad del cliente y de terceros, y no afecte la seguridad y confiabilidad de la red eléctrica.

O. El cliente es responsable de suministrar la información de producción de su GD, según sea requerida por la Autoridad.

P. El cliente tiene que proveer acceso a las instalaciones del GD para que los empleados de la Autoridad puedan ejecutar sus deberes para, sin limitarse a: (a) inspeccionar periódicamente los sistemas de medición y de protección y control; (b) leer o probar equipo de instrumentación que la Autoridad instale; (c) mantener o reparar equipo de la Autoridad; (d) desconectar el GD cuando la Autoridad entienda que existe una emergencia, tenga que realizar trabajos, o detecte que causa fluctuaciones de voltaje o frecuencia, parpadeos o problemas de calidad de la señal eléctrica; (e) realizar cualquier trabajo relacionado con el medidor, de éste no estar en un lugar accesible; y (f) desconectar el GD bajo las causas de incumplimiento establecidas en el Acuerdo. Una vez la Autoridad desconecte el GD, el cliente no podrá operar el mismo hasta que se corrija la condición que provocó la desconexión y la Autoridad lo apruebe. La Autoridad tiene un término de cinco días laborables para reconectar el GD luego de corregida la condición y aprobada por la Autoridad. El acceso al personal de la Autoridad se coordinará previamente con el cliente, excepto cuando exista una situación de emergencia.

Q. De ser necesaria la desconexión del GD por alguna de las razones incluidas en este Reglamento, la misma se realizará mediante el interruptor manual. En aquellas instalaciones que no cuenten con un interruptor manual o que no se provea acceso al personal de la Autoridad para operar el mismo, la desconexión se realizará desde el interruptor de la subestación del cliente (Núm. 1), lo cual interrumpiría el servicio eléctrico provisto por la Autoridad. El cliente es el único responsable por los daños o perjuicios y relevará a la Autoridad de toda responsabilidad ante cualquier eventualidad que resulte en reclamos a consecuencia de la falta de dicho interruptor manual.

R. La Autoridad puede desconectar el GD del sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica, o limitar su operación en cualquier momento, bajo las siguientes condiciones:

1. Sin notificación:
    a. En eventos de emergencia o para corregir condiciones inseguras de operación.
    b. Si se determina que el GD no cumple con los requisitos técnicos detallados en este Reglamento, como por ejemplo el factor de potencia unitario y respuesta en frecuencia en el punto de interconexión.
2. Mediante notificación enviada en archivo digital con formato PDF con por lo menos treinta días de anticipación:

a. Para realizar trabajos rutinarios de mantenimiento, reparación o modificaciones al sistema eléctrico de la Autoridad.

b. Al vencimiento o terminación del Acuerdo.

3. Mediante notificación enviada en archivo digital con formato PDF, con por lo menos sesenta días de anticipación, si se determina incumplimiento del cliente con alguna de las disposiciones de este Reglamento que no sean requisitos técnicos. Si el cliente no es capaz de corregir el incumplimiento dentro de los sesenta días calendario, pero comienza la corrección dentro de los veinte días posteriores a la notificación y presenta evidencia de que ha trabajado continua y diligentemente para completarla, tendrá un máximo de seis meses para completar la misma.

La desconexión del GD no implica que la Autoridad cancelará de inmediato el Acuerdo. De no corregirse la condición en el tiempo indicado, la Autoridad podrá terminar el Acuerdo según se establece en la Sección VIII de este Reglamento.

S. El cliente puede optar por desconectar permanentemente su GD del sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad. Éste tiene que notificar electrónicamente a la División de Distribución Eléctrica de la Autoridad, con por lo menos veinte días de anticipación, para procesar la terminación del Acuerdo.

T. Los servicios de medición neta, aplicables a los clientes que los soliciten, se establecen conforme con la Ley 114, *supra*, según enmendada, la Orden Enmendada CEPR-MI-2014-0001 de la Comisión de Energía de Puerto Rico y este Reglamento.

U. La Autoridad tiene que crear y mantener un sistema de registro electrónico o base de datos actualizada con el inventario de los sistemas de generación distribuida que estén interconectados con la red eléctrica. Este registro tiene que incluir, para cada GD interconectado, la información personal del tenedor de la cuenta, la ubicación e información técnica del GD y la descripción de la infraestructura eléctrica a la que se interconecta el GD con el sistema eléctrico de la Autoridad. Cónsono con la política pública de transparencia, la Autoridad tiene que publicar en su portal de Internet una versión de esta base de datos en la que se suprima la información personal de los clientes.

V. La Autoridad puede modificar el contenido de cualquiera de los Anejos de este Reglamento de acuerdo con los cambios tecnológicos o administrativos que apliquen. Sin embargo, cualquier cambio a estos Anejos no afectará la validez de lo expresado en este Reglamento.

W. El instalador certificado es responsable de orientar al cliente sobre las disposiciones de este Reglamento, en particular los procesos de interconexión de GD y los requisitos técnicos utilizando el documento de confirmación provisto para estos fines. Para esta orientación, puede utilizar los flujogramas de los procesos de interconexión disponibles en la página de la Autoridad en Internet.

X. El personal de la Autoridad y toda persona natural o jurídica que intervenga en cualquier fase del proceso de interconexión de un GD tiene que cumplir con las

disposiciones de este Reglamento y los procedimientos administrativos correspondientes, con el fin de que su implementación sea uniforme en todo Puerto Rico. Cualquier cliente o proyectista que encuentre falta de uniformidad sobre la aplicación de este Reglamento en las diferentes oficinas regionales de la Autoridad, debe notificar dicha situación al Director de Transmisión y Distribución, quien tomará las medidas administrativas correspondientes para corregir la misma.

Y. De no alcanzarse un acuerdo entre las partes dentro del término improrrogable de 120 días contados a partir de la solicitud de interconexión y medición neta ante la Autoridad, o en aquellos casos que la Autoridad deba desconectar un GD por razones técnicas o de seguridad, o en caso de controversias sobre la facturación o acreditación, la Comisión tendrá jurisdicción para dirimir dichas controversias, según se dispone en la Ley 57-2014, *supra*, según enmendada.

Z. La Comisión y la OEPPE, con insumo o colaboración de la Autoridad, tienen que determinar los parámetros, requisitos, estudios y demás detalles necesarios para la aplicabilidad, capacidad máxima y planes de desarrollo de comunidades solares y microredes. La Comisión, en colaboración con la OEPPE y la Oficina Independiente de Protección al Consumidor (OIPC), establecerá el marco regulatorio para que la Autoridad desarrolle los reglamentos para comunidades solares y microredes.

AA. En caso de que se presenten planos de GD para endoso, sea por primera vez o por alguna revisión del diseño, con cambios en los modelos de módulos fotovoltaicos (DC) notificados en la solicitud de interconexión, reduciendo o manteniendo la capacidad (AC) según especificado en la evaluación vigente, se puede radicar el plano de diseño con un memorial explicativo actualizando la información y exponiendo las razones del cambio.

BB. Cuando se aumente la capacidad (AC) del GD de la especificada en la evaluación vigente del proyecto, es necesario radicar una nueva solicitud de evaluación antes de someter el plano de diseño para endoso. En estos casos se cancelará la evaluación anterior.

SECCIÓN IV: PROCESO PARA EVALUAR LA INTERCONEXIÓN DE GENERADORES CON EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN O SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Artículo A: Evaluación del Proyecto para Interconexión del GD

1. El cliente tiene que completar y enviar electrónicamente la Solicitud de Evaluación para Interconectar Generadores con el Sistema de Subtransmisión o Transmisión Eléctrica (ver Anejo A), a la División de Distribución Eléctrica de la Autoridad, a la OGPe, o entregar en el Municipio Autónomo con Jerarquía de la I a la V, según aplique. De no estar disponible el portal cibernético, se puede

completar la solicitud en el archivo digital con formato PDF disponible en el portal de la Autoridad en Internet (www.aeepr.com/medicionneta).

2. Documentos y procesos requeridos electrónicamente con la solicitud de evaluación:
   a. Pago de $500 a la Autoridad para procesar la solicitud de evaluación.
   b. Confirmación de Orientación al Cliente sobre el Proceso Establecido por la Autoridad para la Interconexión del GD, validado por el cliente (ver Anejo B).
   c. Carta explicativa donde indique el alcance del proyecto y su capacidad, tanto AC como DC.
   d. Planos de situación (*site plan*) que incluyan la ubicación (*location plan*) del proyecto en coordenadas planas estatales Lambert basadas en el *North American Datum* 1983 (NAD 83), según lo establece la Ley 264-2002, según enmendada, Ley para Adoptar el Sistema de Coordenadas Planas Estatales de Puerto Rico.
   e. Diagrama ilustrativo de la instalación del GD que incluya todos los componentes del GD propuesto hasta la subestación del cliente. El diagrama tiene que incluir un monolineal que muestre de forma clara, sin limitarse a, la información de los dispositivos, equipos y de los circuitos con sus respectivas distancias que se requieren en el diseño del GD para conectarse a las instalaciones privadas del cliente en el punto de interconexión, los cuales tienen que cumplir con los requisitos aplicables de la Sección V de este Reglamento. Esta información puede proveerse además en forma de tabla que identifique los circuitos y sus distancias correspondientes.
   f. Foto legible de la placa del transformador de la subestación del cliente. En caso de que la placa no esté legible, se puede presentar documentación del manufacturero del transformador o un reporte de pruebas (*test report*) del mismo.
   g. Las certificaciones de la OGPe de los equipos aprobados por la OEPPE.
   h. El manual del manufacturero de los equipos utilizados en el diseño, según se establecen por su capacidad en la Sección V de este Reglamento. Esto incluye el manual de la operación e instalación del inversor, controlador de planta (PPC, por sus siglas en inglés), inversor del sistema de almacenamiento, sistema de almacenamiento, relés de protección y otros equipos de interconexión, según aplique.
   i. La curva de capacidad de los generadores convencionales o inversores del GD que muestre la generación de potencia activa y reactiva a diferentes niveles de temperatura.
   j. La descripción, explicación y equipos utilizados en la estrategia para mantener el factor de potencia unitario continuo en el punto de

interconexión, junto con la documentación técnica que sustente dicha estrategia, según se requiere en la Sección V de este Reglamento.

k. La descripción, explicación y equipos utilizados en la estrategia para cumplir con el requisito de respuesta ante variaciones de frecuencia en el punto de interconexión, junto con la documentación técnica que sustente dicha estrategia, según se requiere en la Sección V de este Reglamento. Este requisito aplica a GD con capacidad mayor de 1 MW hasta 5 MW.

l. El diagrama preliminar monolineal de protección y control del GD y su interconexión con las instalaciones privadas del cliente, según aplique en la Sección V de este Reglamento. El diagrama final se incluirá como parte de los planos para endoso.

m. Recibo de solicitud, de no estar disponible el portal cibernético. Este documento está disponible en la página de la Autoridad en Internet.

n. Si el cliente no es dueño de la propiedad donde se instalará el GD, tiene que incluir la Declaración Jurada del(de los) Dueño(s) de la Propiedad, incluida como Anejo C, autorizando la instalación en su propiedad. La forma tendrá que ser juramentada ante notario público.

3. La Autoridad responde mediante un correo electrónico automático que le confirma al cliente la fecha y la hora de radicación de la solicitud y demás documentos. Esta confirmación no representa el recibo oficial de la solicitud.

4. La Autoridad verifica la información en la solicitud de evaluación para la interconexión del GD y los documentos recibidos. De haberse presentado correctamente todos los documentos requeridos, envía electrónicamente al cliente, el recibo oficial de la solicitud fechado y validado por el representante autorizado de la Autoridad, dentro de los siguientes cinco días laborables. Esta fecha determinará el orden en que se evaluará la solicitud. Si se requiere información adicional para realizar la evaluación o los documentos requeridos no fueron presentados correctamente, le notifica al cliente en este mismo término.

5. Una vez la Autoridad complete la evaluación del proyecto, le envía al cliente una carta de evaluación en archivo digital con formato PDF, en un término no mayor de diez días laborables a partir de la fecha en que se reciban todos los documentos requeridos, en la que le notifica los requisitos para la interconexión del GD con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica. En caso de que el cliente interese participar de uno de los Programas de Medición Neta, esta carta se tiene que enviar al cliente en un término no mayor de quince días laborables. Para GD con capacidad mayor de 1 MW, la carta incluirá además:

   a. La impedancia o equivalente de *Thévenin* del sistema eléctrico de la Autoridad en el punto de entrega, la cual el proponente utilizará para realizar los estudios y análisis para el diseño del GD.

   b. Notificación del requisito de entregar un informe de las estrategias propuestas para cumplimiento con los requisitos técnicos del GD y la certificación de cumplimiento de requisitos técnicos del GD firmada

digitalmente por un ingeniero licenciado y colegiado (ver Anejo D). El informe que presente el cliente tiene que demostrar que el GD cumple con los requisitos técnicos de factor de potencia unitario continuo y respuesta ante variaciones de frecuencia en el punto de interconexión, según se requiere en la Sección V de este Reglamento.

c. Cualquier requisito adicional o modificación a los requisitos de la Sección V de este Reglamento, que sean necesarios para la interconexión segura y confiable del GD con el sistema eléctrico de la Autoridad y que faciliten y viabilicen dicha interconexión.

6. Si la evaluación revela que es necesario realizar cambios a equipos en el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad o en el diseño del GD, y el cliente desea continuar con el proceso de interconexión, éste es responsable de realizar y pagar por los cambios requeridos.

7. La evaluación del proyecto para la interconexión del GD tiene vigencia de un año a partir de la fecha de la carta de evaluación emitida por la Autoridad. Si durante este período la Autoridad endosa los planos de construcción del GD, la carta de evaluación mantendrá su validez durante la vigencia de los mismos.

Artículo B: Endoso de Planos del Proyecto para Interconexión del GD

1. El cliente tiene que enviar electrónicamente a la División de Distribución Eléctrica, la solicitud para el endoso de los planos con los siguientes documentos:

   a. Evidencia que demuestre el derecho a instalar el GD en la propiedad, si el cliente no es el dueño de la misma, de no haberse presentado durante el proceso de evaluación.

   b. Planos de instalaciones eléctricas firmados digitalmente por el diseñador en todas las hojas. Para proyectos con capacidad mayor de 1 MW, los planos tienen que incluir los equipos que se utilizarán en el GD para cumplir con los requisitos técnicos de factor de potencia unitario continuo y respuesta ante variaciones de frecuencia en el punto de interconexión, según se requiere en la Sección V de este Reglamento.

   c. Formulario de certificación de planos de instalaciones eléctricas firmado digitalmente por el diseñador.

   d. Evidencia que demuestre que el diseñador es ingeniero licenciado y colegiado.

   e. Diagrama con el esquema de protección y control propuesto, según aplique. Los requisitos de protección y control se establecen en la Sección V, Artículo B, de este Reglamento. El Anejo E incluye algunos ejemplos de este tipo de diagrama.

   f. Diagrama del sistema de comunicación de los equipos de telecomunicaciones necesarios para transportar la información y señalización entre el GD y el sistema SCADA de la Autoridad.

g. Para proyectos con capacidad mayor de 1 MW, un informe de las estrategias propuestas para el cumplimiento con los requisitos técnicos y la certificación de cumplimiento de requisitos técnicos del GD firmada digitalmente por un ingeniero licenciado y colegiado, según se requiere en la Sección V, Artículo F, de este Reglamento.

2. Mediante la firma y certificación del plano del proyecto, el diseñador garantiza que éste se preparó en conformidad con el NEC, NESC, leyes, reglamentos, manuales, patrones y comunicados técnicos aprobados por la Autoridad. La Autoridad no es responsable del diseño del GD mostrado en los planos. El endoso de éstos por parte de la Autoridad no releva al diseñador de responsabilidad por el diseño presentado.
3. La Autoridad tiene cinco días laborables para endosar los planos de las instalaciones eléctricas del GD certificados por el diseñador, según lo dispuesto en la Ley Núm. 7, *supra*, según enmendada.
4. La Autoridad endosa los planos del proyecto una vez el cliente cumpla con los requisitos incluidos en la carta de evaluación vigente y en la Sección V de este Reglamento, además de los restantes requisitos establecidos en este Artículo, incluido el que se haya recibido el informe de las estrategias propuestas para el cumplimiento con los requisitos técnicos del GD y la certificación de cumplimiento de requisitos técnicos del GD firmada digitalmente por un ingeniero licenciado y colegiado, en los casos que aplique.
5. El endoso de los planos tiene vigencia de dos años. Dicho endoso caduca si durante ese término el cliente no comienza la construcción del GD. Luego de comenzar la construcción, el cliente tiene dieciocho meses para terminar la misma. De lo contrario, el endoso pierde su vigencia. En caso de que se venza el endoso de los planos, es necesario solicitar una nueva evaluación del proyecto.

Artículo C: Construcción Eléctrica

Se puede comenzar la construcción del GD una vez que el contratista y el cliente se aseguren de que:

1. La Autoridad endosó los planos de las instalaciones eléctricas del GD.
2. Se hayan obtenido los permisos y endosos de las demás agencias correspondientes, según aplique.

Artículo D: Inspección de Construcción Eléctrica

1. El cliente con un GD con capacidad de 500 kW o más tiene que entregar electrónicamente, un estudio de corto circuito y otro de coordinación con todos los ajustes de protección y demás información requerida, según detallado en la Sección V, Artículo B, de este Reglamento. En un término no mayor de diez días laborables, la Autoridad evalúa y aprueba los estudios de corto circuito y coordinación con los ajustes y le notifica al cliente para que realice las pruebas.

El cliente tiene que realizar las pruebas al relé con los ajustes aprobados y entregar electrónicamente el informe de las mismas, certificado por un ingeniero electricista licenciado y colegiado. La Autoridad programa la inspección del GD en un término no mayor de cinco días laborables luego de aprobar el informe recibido de las pruebas al relé.

2. Todo proyecto que requiera permisos de construcción y de uso emitidos por la OGPe conlleva una inspección por parte de un inspector privado contratado por el cliente, para verificar que la construcción se realice conforme con los planos endosados, antes de aprobarse la operación del GD en paralelo con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad.
3. El cliente o su representante autorizado entrega electrónicamente en la División de Distribución Eléctrica de la Autoridad el procedimiento que utilizará, para realizar las pruebas que demuestren el cumplimiento con los requisitos técnicos establecidos para GD con capacidad mayor de 1 MW, para su evaluación y aprobación. El Anejo F presenta unas guías generales para preparar el procedimiento de prueba. La Autoridad evalúa este procedimiento con el objetivo de verificar si el alcance y la metodología de pruebas propuestos son adecuados para probar cumplimiento con los requisitos técnicos antes mencionados. La Autoridad le notifica electrónicamente al cliente o a su representante autorizado la aceptación del mismo.
4. El cliente o su contratista autorizado tiene que notificar de forma electrónica a la Oficina de Inspecciones de la región donde se instalará el GD, el comienzo de la construcción. De no estar disponible el portal cibernético, el cliente notificará mediante el documento Notificación de Comienzo de Construcción (ver Anejo G). Luego de instalado el sistema, notificará la fecha para realizar las pruebas de aceptación, con por lo menos diez días laborables de anticipación. De no estar disponible el portal cibernético, el cliente notificará mediante el documento Notificación de Pruebas del Sistema de Generación Distribuida, disponible en el portal de la Autoridad en Internet (www.aeepr.com/medicionneta). La Autoridad se reserva el derecho de presenciar las pruebas. La incomparecencia de la Autoridad a las pruebas realizadas, que hayan sido debidamente notificadas por el contratista, no será causa para que la Autoridad solicite que se repitan las pruebas.
5. El cliente o su representante autorizado realiza las pruebas de aceptación, según dispuesto en la Sección V, Artículo G, inciso 1, de este Reglamento, y entrega en la Oficina de Inspecciones de la región donde se instale el GD, la Certificación de Pruebas para Sistemas de Generación Distribuida (GD) (ver Anejo H) a Interconectarse con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la AEE. Este documento tiene que estar firmado digitalmente por un ingeniero electricista licenciado y colegiado.
6. El cliente o su contratista autorizado tiene que entregar electrónicamente, la evidencia de que se realizaron los ajustes a la programación del inversor, que

muestre los ajustes realizados en el voltaje, frecuencia y tiempos de desconexión para cumplimiento con los valores establecidos en las Tablas 1 y 2 de la Sección V, Artículo B, de este Reglamento. Esta evidencia podrá ser:

a. Impresión de la pantalla (*print screen*) de la programación del inversor que identifique el mismo y su asociación con la instalación del GD, como por ejemplo la marca, modelo, número de serie y ubicación del mismo
b. Certificación del manufacturero del inversor

7. De ser requeridos estudios de calidad de la señal eléctrica (*power quality*), según los criterios establecidos en la Sección V, Artículo D, de este Reglamento, el cliente o su representante autorizado tiene que entregar electrónicamente, los informes de los estudios realizados en el punto de interconexión y en el punto de entrega de energía de la Autoridad, en los que certifique el cumplimiento con los requisitos de calidad de la señal eléctrica establecidos en los estándares IEEE 1547, IEEE 519 y demás estándares aplicables de la industria eléctrica.
8. Para GD con capacidad mayor de 1 MW, el cliente o su representante autorizado tiene que realizar las pruebas de aceptación según las Guías Generales de Pruebas de Aceptación para la Interconexión de GD Mayores de 1 MW hasta 5 MW con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad (ver Anejo F) y entregar electrónicamente los informes de los resultados de las mismas, firmados digitalmente por un ingeniero electricista licenciado y colegiado. Estas pruebas tienen que demostrar que éste cumple con los requisitos técnicos establecidos para GD de esa capacidad.
9. De ser necesario realizar modificaciones al diseño y construcción del GD para cumplir con los requisitos técnicos incluidos en la Sección V de este Reglamento, el cliente o su representante autorizado tiene que entregar electrónicamente los planos enmendados para el endoso de la Autoridad de las instalaciones eléctricas del GD según construidas. Éstos tienen que ser una representación precisa y fiel del GD con los componentes, estrategias de control, ajustes y modificaciones realizadas.
10. El cliente o su contratista autorizado tiene que entregar en la Oficina de Inspecciones de la región donde se instale el GD o radicar electrónicamente, la Certificación de Instalación Eléctrica en la que se garantiza que la misma fue realizada según las especificaciones del plano endosado por la Autoridad. Además, certifica que las obras de construcción cumplen con las disposiciones del NEC, NESC, leyes aplicables, reglamentos, manuales, comunicados técnicos de la Autoridad y de otras agencias o entidades de gobierno. Este documento tiene que estar certificado por un ingeniero electricista licenciado y colegiado o un perito electricista licenciado y colegiado. Para poder radicar esta certificación de manera electrónica, el contratista tiene que incluir en la misma su firma digital y las estampillas digitales correspondientes, según establecido en la Ley Núm. 319 del 15 de mayo de 1938, según enmendada, Ley del Colegio de Ingenieros y Agrimensores.

11. El cliente o su contratista autorizado tiene que entregar electrónicamente a la Oficina de Inspecciones de la región donde se instale el GD, evidencia de que la instalación se realizó por un instalador certificado por el organismo gubernamental con jurisdicción para ello.
12. El personal de la Oficina de Inspecciones, en coordinación con el contratista, realizará la inspección del proyecto en o antes del día de las pruebas del GD. Éste le notificará electrónicamente al cliente o contratista autorizado las deficiencias encontradas, dentro de los cinco días laborables después de la misma, mediante una carta en archivo digital con formato PDF. De no encontrar deficiencias, dentro de los próximos tres días laborables el personal de la Oficina de Inspecciones firma como aceptada la Certificación de Instalación Eléctrica y la entrega al cliente o su contratista autorizado.
13. Durante el proceso de inspección, el cliente o contratista autorizado tiene que entregar electrónicamente la certificación de la instalación del GD emitida por la OGPe, según aplique, a la Oficina de Inspecciones de la región donde se instale el GD.
14. Para los proyectos que requieren permisos de la OGPe, el cliente o su representante autorizado tiene que presentar electrónicamente la Certificación de Inspección de Obras de Construcción Eléctrica, certificada por el inspector privado. Con ésta, el inspector certifica que inspeccionó toda la construcción eléctrica y que la misma cumple con las especificaciones del plano endosado por la Autoridad, las leyes aplicables y reglamentos, manuales, normas, códigos y comunicados técnicos de la Autoridad y de otras agencias o entidades gubernamentales.

Artículo E: Aprobación de Interconexión del GD

1. Para GD con capacidad mayor de 1 MW hasta 5 MW, la Autoridad verifica antes de la firma del Acuerdo que el cliente haya:
    a. Instalado los medidores y el medio de comunicación entre éstos y el sistema SCADA de la Autoridad, según requerido.
    b. Suministrado el informe de las pruebas realizadas al GD según el procedimiento discutido con la Autoridad, que incluya los resultados que demuestren que el GD cumple con los requisitos técnicos de factor de potencia unitario continuo y respuesta de frecuencia en el punto de interconexión y que el mismo haya sido aceptado por la Autoridad.
2. La Autoridad verifica que el cliente haya suministrado todos los informes y documentos requeridos en la etapa de inspección del proyecto en un término no mayor de cinco días laborables.
3. El cliente que reciba autorización de la Autoridad para interconectar un GD a base de inversor, con capacidad menor de 300 kW, con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica y participe en el Programa de Medición Neta Básica está exento de una póliza de Seguro de Responsabilidad Pública

General. En este caso, el cliente tiene que firmar un Acuerdo para la Exoneración de Requisito de Seguro (ver Anejo I). El cliente tiene la opción de firmar electrónicamente este acuerdo mediante el portal cibernético de la Autoridad. No obstante, la Autoridad se reserva el derecho de requerir otras condiciones para garantizar que tanto el cliente como la Autoridad estén protegidos.

4. La Autoridad requiere evidencia del seguro de responsabilidad pública para aquellos clientes que no cualifiquen para la exoneración del seguro de responsabilidad pública, según detallado en la Sección VII de este Reglamento. Esta evidencia tiene que presentarse a la Autoridad con por lo menos treinta días de anticipación a la firma del Acuerdo. La Autoridad, en un término de quince días laborables, evaluará la póliza presentada y determinará su aceptación. En caso de que la póliza no cumpla con los requisitos de la Autoridad, ésta notificará al proponente, en el mismo término de días, para que realice las correcciones correspondientes y presente la póliza nuevamente ante la Autoridad. Una vez el cliente someta la información corregida, la Autoridad tendrá un término de cinco días laborables para aprobar dicho seguro. En caso de que la Autoridad no notifique al cliente la aprobación o correcciones correspondientes al seguro dentro de los términos previamente indicados, se entenderá que el mismo está aprobado y se presumirá que el cliente cumple con todos los requisitos.

5. Una vez se cumpla de forma satisfactoria con los requisitos detallados anteriormente, la firma del cliente en los acuerdos de interconexión y exoneración, según aplique, constituirá la aceptación formal de todos los términos y condiciones de los mismos y perfeccionará el contrato entre la Autoridad y el cliente. Se entregará copia de estos acuerdos al cliente, la cual será en formato electrónico en los casos en que el cliente opte por la firma electrónica de estos acuerdos mediante el portal cibernético.

6. La Autoridad aprueba en un término no mayor de cinco días laborables la interconexión del GD, una vez se cumpla con todos los requisitos establecidos en este Reglamento y se presente el Permiso de Uso emitido por la OGPe, para aquellos proyectos que lo requieran.

SECCIÓN V: REQUISITOS TÉCNICOS

Los requisitos técnicos incluidos en esta Sección son cónsonos con los estándares del IEEE, UL y ANSI, según apliquen para la interconexión del GD con la red de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad. El cumplimiento con estos requisitos tiene la intención de evitar que el GD afecte adversamente al sistema eléctrico de la Autoridad o el del cliente y que se desconecte bajo condiciones inseguras de operación. De esta forma, la Autoridad evita que el GD presente riesgos

a la ciudadanía, los empleados de la Autoridad y los equipos conectados en el sistema eléctrico.

Artículo A: Aprobación de Uso de Equipo Certificado

1. Por ley, todo equipo que forme parte de un sistema de generación a base de fuentes renovables de energía tiene que ser aprobado por la OEPPE, incluidos, pero sin limitarse a, módulo fotovoltaico, aerogeneradores, generadores sincrónicos, generadores de inducción, inversores y sistemas de control. La OEPPE tiene que certificar que los inversores y sistemas de control que interconecten las fuentes renovables de energía con la red eléctrica cumplan con los estándares IEEE 1547, UL 1741 y demás estándares aplicables. La lista de los equipos y componentes certificados por la OEPPE están disponibles en el portal de Comisión (http://energia.pr.gov).
2. La Autoridad permite el uso de equipos con tecnología de inversores, generadores, relés y otros dispositivos que cumplan con los estándares y códigos aplicables. Éstos tienen que ser evaluados y aprobados por la Autoridad.
3. La Autoridad tiene una lista de inversores y sistemas de control aprobados que se actualiza periódicamente. Si algún inversor o sistema de control propuesto no se encuentra en dicha lista, el cliente tiene que enviar en archivo digital con formato PDF el manual del manufacturero del equipo propuesto para su evaluación, además de la certificación emitida por la OGPe de que éste está aprobado por la OEPPE.
4. Si el equipo no ha sido evaluado y aprobado previamente por la Autoridad, ésta puede solicitar que el manufacturero, distribuidor o dueño envíe, en archivo digital con formato PDF, los documentos que certifiquen que el inversor cumple con lo siguiente:
    a. Estén certificados por un laboratorio de pruebas reconocido nacionalmente. Esto asegura que cumplen con los criterios de aceptación de las pruebas requeridas en el estándar IEEE 1547 o UL 1741, según apliquen, para equipos que operen continuamente en paralelo con los sistemas de las compañías de electricidad.
    b. Cumplan con los límites de distorsión de contenido armónico permitidos, según el estándar IEEE 519 y otros aplicables.
    c. Cumplan con los límites de voltaje de parpadeo (*voltage flicker)*, según el estándar IEEE 1453 y otros aplicables.
    d. Cumplan con los reglamentos de la Autoridad aplicables. De surgir algún conflicto con otros estándares, prevalecerán los reglamentos de la Autoridad.
    e. Tengan la capacidad de operar continuamente en paralelo (*grid tied)* con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad.

f. Tengan la capacidad de ajuste en el campo de frecuencia, voltaje y tiempos de operación.

5. Para GD con capacidad de 1 MW o menos y que se conecten directamente a las instalaciones del cliente sólo por medio de inversores, sin requerir la instalación de transformadores *step up,* circuitos colectores u otros equipos para interconectarse, la Autoridad verifica que tengan la capacidad de programar o modificar en el campo el sistema de control o los ajustes necesarios para cumplir con el requisito de factor de potencia unitario continuo en el punto de interconexión.
6. Para GD con capacidad mayor de 1 MW, la Autoridad verifica el cumplimiento con los requisitos técnicos detallados en el Artículo F de esta Sección.

Artículo B: Protección y Control

1. Los requisitos de protección detallados a continuación se establecen para la seguridad de la interconexión del GD con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad. Estos requisitos de protección tienen el propósito principal de:
   a. Desconectar el GD cuando deja de operar en paralelo con el sistema de la Autoridad.
   b. Proteger el sistema de la Autoridad contra los daños que pueda ocasionar la conexión del GD, incluida la aportación de éste a fallas del sistema de la Autoridad y a sobrevoltajes transitorios.
   c. Proteger el GD contra daños que pueda producir el sistema de la Autoridad, especialmente mediante operaciones de recierre automático.
2. Además de los requisitos incluidos en esta Sección, el GD del cliente tiene que cumplir con los estándares aplicables vigentes incluidos, pero sin limitarse a, el IEEE 1547, IEEE 519 e IEEE/ANSI C37.90 (*Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus*). En el caso de equipos con tecnología de inversores, los mismos tienen que estar certificados según el estándar UL 1741.
3. El diseño de las instalaciones del cliente tiene que integrar prácticas generales de protección y seguridad para salvaguardar la vida, proteger la infraestructura de la Autoridad, el GD y otros equipos del cliente.
4. Para GD con capacidad menor de 500 kW, la Autoridad requiere un dispositivo de desconexión que aislará todos los inversores a la vez ante disturbios eléctricos en cualquier fase del sistema eléctrico de la Autoridad. Este dispositivo puede ser, sin limitarse a, un contactor trifásico con elementos de detección de corriente y voltaje. El dispositivo tiene que utilizar un control independiente al de los inversores del GD para proveer esta protección. El GD se reconectará una vez el voltaje y la frecuencia permanezcan en los niveles definidos en el estándar IEEE 1547. Los planos del diseño del circuito asociado

al dispositivo de desconexión tiene que incluir, como mínimo, lo siguiente, según aplique:

a. Características de los dispositivos de desconexión y control.
b. Conexión de los transformadores de corriente y voltaje asociados al circuito. Estos equipos tienen que cumplir con el estándar ANSI/IEEE C57.13 (*Standard Requirements for Instrument Transformers*).
c. Clasificación y razón de vueltas de los transformadores de corriente (CT – *current transformer*).
d. Razón de vueltas de los transformadores de voltaje (VT – *voltage transformer*).
e. Voltajes en el lado primario y secundario del transformador, capacidad máxima y mínima, configuración de la conexión de los embobinados en el lado primario y secundario del transformador e impedancia (incluyendo la capacidad a la que fue medida) del transformador de interconexión.
f. Clasificación y velocidad del fusible que protege el lado primario del transformador de interconexión. Estudio de coordinación, ajustes y características, en caso de tener otro dispositivo de protección en el lado primario del transformador.

5. Para GD con capacidad de 500 kW o más, la Autoridad requiere que el cliente instale un relé de protección con tecnología de microprocesadores. Los ajustes que se programen a este relé tiene que garantizar el cumplimiento con los estándares y requisitos aplicables, incluida la serie de estándares IEEE 1547. Los planos del diseño del circuito asociado al relé tienen que incluir, como mínimo, lo siguiente:

a. Marca, modelo y características del relé de protección.
b. Conexión de entradas (*inputs*) y salidas (*outputs*) del relé.
c. Conexión de los transformadores de corriente y voltaje asociados al relé de protección. Estos equipos tienen que cumplir con el estándar ANSI/IEEE C57.13.
d. Clasificación y razón de vueltas de los transformadores de corriente (CT), los cuales tienen que estar clasificados para uso en sistemas de protección.
e. Razón de vueltas de los transformadores de voltaje (VT).
f. Voltajes en el lado primario y secundario del transformador, capacidad máxima y mínima, configuración de la conexión de los embobinados en el lado primario y secundario del transformador e impedancia (incluyendo la capacidad a la que fue medida) del transformador de interconexión.
g. Clasificación y velocidad del fusible que protege el lado de alto voltaje del transformador de interconexión. Además, el estudio de coordinación, ajustes y características, en caso de tener otro dispositivo de protección en el lado primario del transformador.

h. La Autoridad requiere el uso de un interruptor dedicado que desconecte el GD ante disturbios eléctricos. Las funciones de protección que velan por la seguridad de la interconexión controlarán este interruptor. El circuito asociado al disparo del interruptor tiene que incluir una fuente de voltaje de operación independiente al sistema eléctrico que protege, para asegurar la activación del interruptor en caso de disturbios eléctricos.

i. Fuente de voltaje de operación para el relé, la cual asegurará la activación de este dispositivo durante disturbios eléctricos.

Se incluyen ejemplos de este tipo de diagrama en el Anejo E - Diagramas Ilustrativos de Esquemas de Protección. En entidades gubernamentales e instituciones universitarias sin fines de lucro que instalen GD que consistan de dos o más inversores dispersos geográficamente en la localidad del cliente, los cuales se conecten a las instalaciones privadas del cliente en el lado de la carga, la Autoridad puede considerar eximir el GD del requisito del relé.

6. El cliente con un GD con capacidad de 500 kW o más tiene que entregar un estudio de corto circuito y otro de coordinación con todos los ajustes de protección programados, incluidas las ecuaciones lógicas de control, las entradas (*inputs*) y salidas (*outputs*) del relé. Estos estudios tienen que incluir, como mínimo, la siguiente información:

a. Estudio de corto circuito:

El estudio de corto circuito consiste principalmente en realizar simulaciones de falla trifásica y de fase a tierra en diferentes puntos de las instalaciones del cliente, comenzando en el punto de entrega del servicio de electricidad y terminando en la ubicación de los inversores. Esta información es necesaria para verificar la coordinación entre los diferentes dispositivos de protección conectados en serie entre este punto de entrega y los inversores. El estudio tiene que incluir las simulaciones mencionadas para dos casos: uno donde el GD está desconectado y las instalaciones del cliente sólo se sirven del sistema de la Autoridad y otro en que el GD está interconectado con el sistema de la Autoridad. Para que el cliente pueda realizar este estudio, la Autoridad le proveerá la información de la impedancia equivalente del sistema eléctrico en el punto de entrega del servicio. El informe del estudio de corto circuito tiene que incluir, al menos, lo siguiente:

1) Aportación de corriente de corto circuito por cada inversor.
2) La suma de la aportación de corriente de corto circuito de todos los inversores.
3) Duración de la aportación de corriente de corto circuito de los inversores.
4) Valores de corriente de corto circuito de las fallas trifásicas y de fase a tierra simuladas tanto para el caso del GD desconectado con sólo aportación desde el sistema de la Autoridad como para el

caso del GD interconectado con dicho sistema en por lo menos las siguientes ubicaciones:

a) Punto de entrega del servicio.
b) Lado secundario del transformador de la subestación del cliente.
c) Lado secundario del transformador de interconexión.
d) Punto de interconexión del GD y de sus inversores.
e) Donde haya un cambio en el nivel del voltaje dentro de las instalaciones del cliente.

b. Estudio de coordinación de protección:

En el estudio de coordinación se utilizan los resultados del estudio de corto circuito descrito anteriormente como base para determinar los ajustes necesarios en los diferentes dispositivos de protección existentes y a instalarse como parte del proyecto del GD. Los ajustes seleccionados deben proveer una protección efectiva y adecuada tanto de las instalaciones del cliente como del sistema eléctrico de la Autoridad, en cumplimiento con los requisitos de este Reglamento y con los estándares, códigos y reglamentación vigente aplicable. El estudio de coordinación se realiza para dos casos principales: protección de las instalaciones durante fallas trifásicas y de fase a fase, conocida como protección de fase, y durante fallas de fase a tierra, conocida como protección de tierra (*ground*). El informe del estudio de coordinación de protección tiene que incluir, al menos, lo siguiente:

1) Ajustes y características de todos los dispositivos de protección instalados entre el punto de entrega del servicio y los inversores del GD. Estos dispositivos incluyen, sin limitarse a, interruptores con funciones integradas de sobrecorriente (i.e. *molded-case breakers*), relés de protección y fusibles. En el caso de los fusibles, se debe incluir la información del manufacturero, capacidad y velocidad de los mismos.
2) Curvas de corriente-tiempo (*time-current curves* o TCC) de todos los relés y fusibles evaluados en el estudio.
3) Tiempo de operación de cada dispositivo o función de protección, tanto para la protección de fase como la de tierra.

7. El cliente con un GD con capacidad de 500 kW o más es responsable de realizar pruebas al relé con los ajustes aprobados en la evaluación de los estudios de corto circuito y coordinación y de entregar el informe de las mismas, firmado digitalmente por un ingeniero electricista licenciado y colegiado. El informe tiene que incluir las notas que sean necesarias para explicar los resultados de las pruebas al relé y demostrar que los mismos son satisfactorios. El informe también tiene que presentar los ajustes del relé *as left*, esto es, según aprobados previamente por la Autoridad y según quedaron programados en el

relé después de las pruebas. Cuando sea necesario demostrar que las pruebas se realizaron satisfactoriamente, el informe tiene que incluir el certificado de calibración del equipo de pruebas. Las pruebas que así lo ameriten deben hacerse en cada fase individualmente para comprobar el debido funcionamiento del relé de acuerdo a los estándares.

8. Las funciones mínimas requeridas para la protección de la interconexión de GD, con capacidad de 500 kW o más, que sean generadores sincrónicos, de inducción o aerogeneradores con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad son:
   a. 59 - Sobrevoltaje (*overvoltage*)
   b. 27 - Bajovoltaje (*undervoltage*)
   c. Para detección de fallas a tierra en sistemas delta, el relé puede tener una de las siguientes funciones:
      1) 59N o 59G – Sobrevoltaje en el neutral o en la conexión a tierra (*ground or neutral overvoltage*)
      2) 27/59 – Bajovoltaje y sobrevoltaje en una fase del sistema (*phase undervoltage and overvoltage*)
   d. 81O - Sobrefrecuencia (*overfrequency*)
   e. 81U - Bajafrecuencia (*underfrequency*)
   f. 25 - Sincronismo (*synchronism*)
   g. 32 - Potencia direccional real y reactiva (*Watts and VARs directional power*) – Para detectar condiciones de motorización (*motoring*) de la máquina y para limitar el flujo de energía hacia el sistema de la Autoridad cuando sea requerido.
   h. 46 – Secuencia negativa de corriente (*negative sequence current*)
   i. 50 - Sobrecorriente instantánea (*instantaneous overcurrent*)
   j. 51 - Sobrecorriente con retraso en tiempo (*time-delay overcurrent*)
   k. Para detectar condiciones críticas de factor de potencia que no cumplan con los criterios de tolerancia establecidos en el Artículo C de esta Sección, el relé tiene que proveer las siguientes funciones según la capacidad del GD:
      1) GD de 500 kW a 1 MW: El relé tiene que ser capaz de detectar las condiciones críticas de factor de potencia establecidas en el Artículo C de esta Sección, sea mediante la programación de una función de factor de potencia (55) o de potencia direccional reactiva (32), y de enviar una señal de disparo al interruptor del GD si dicha condición ocurre durante una producción de potencia real mayor o igual del 25% de la capacidad nominal (kW *rated*) del GD por el periodo establecido en el Artículo C de esta Sección. La detección de la producción de potencia real se puede realizar con la función de potencia direccional real (32).

2) GD mayor de 1 MW: El relé tiene que ser capaz de detectar las condiciones críticas de factor de potencia establecidas en el Artículo C de esta Sección, sea mediante la entrada (*input*) de una señal del medidor del GD o la programación de una función de factor de potencia (55) o de potencia direccional reactiva (32), y de enviar una señal de disparo al interruptor del GD si dicha condición ocurre durante una producción de potencia real mayor o igual del 25% de la capacidad nominal (kW *rated*) del GD por el periodo establecido en el Artículo C de esta Sección. La detección de la producción de potencia real se puede realizar con la función de potencia direccional real (32).

En los casos que se utilicen funciones de potencia direccional (32) para detección de condiciones críticas de factor de potencia, las mismas son adicionales a las requeridas para la protección de motorización de la máquina descritas en el subinciso g anterior.

9. Las funciones mínimas requeridas para la protección de la interconexión de los GD con capacidad de 500 kW o más que sean de tecnologías con inversores con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica son:
   a. 59 - Sobrevoltaje (*overvoltage*)
   b. *27* - Bajovoltaje (*undervoltage)*
   c. Para detección de fallas a tierra en sistemas delta, el relé puede tener una de las siguientes funciones:
      1) 59N o 59G – Sobrevoltaje en el neutral o en la conexión a tierra (*ground or neutral overvoltage*)
      2) 27/59 – Bajovoltaje y sobrevoltaje en una fase del sistema (*phase undervoltage and overvoltage*)
   d. 81O - Sobrefrecuencia (*overfrequency*)
   e. 81U - Bajafrecuencia (*underfrequency*)
   f. 32 - Potencia direccional real y reactiva (*Watts and VARs directional power*) – Para limitar el flujo de energía hacia el sistema de la Autoridad cuando sea requerido.
   g. 50 - Sobrecorriente instantánea (*instantaneous overcurrent*)
   h. 51 - Sobrecorriente con retraso en tiempo (*time-delay overcurrent*)
   i. Para detectar condiciones críticas de factor de potencia que no cumplan con los criterios de tolerancia establecidos en el Artículo C de esta Sección, el relé tiene que proveer las siguientes funciones según la capacidad del GD:
      1) GD de 500 kW a 1 MW: El relé tiene que ser capaz de detectar las condiciones críticas de factor de potencia establecidas en el Artículo C de esta Sección, sea mediante la programación de una función de factor de potencia (55) o de potencia direccional reactiva (32), y de enviar una señal de disparo al interruptor del GD

si dicha condición ocurre durante una producción de potencia real mayor o igual del 25% de la capacidad nominal (kW *rated*) del GD por el periodo establecido en el Artículo C de esta Sección. La detección de la producción de potencia real se puede realizar con la función de potencia direccional real (32).

2) GD mayor de 1 MW: El relé tiene que ser capaz de detectar las condiciones críticas de factor de potencia establecidas en el Artículo C de esta Sección, sea mediante la entrada (*input*) de una señal del medidor del GD o la programación de una función de factor de potencia (55) o de potencia direccional reactiva (32), y de enviar una señal de disparo al interruptor del GD si dicha condición ocurre durante una producción de potencia real mayor o igual del 25% de la capacidad nominal (kW *rated*) del GD por el periodo establecido en el Artículo C de esta Sección. La detección de la producción de potencia real se puede realizar con la función de potencia direccional real (32).

10. Para GD con capacidad menor de 500 kW, la Autoridad acepta las funciones de protección integradas en los inversores, siempre que haya aprobado los mismos y éstos provean las funciones mínimas requeridas para protección por sobrevoltaje, bajovoltaje, sobrefrecuencia, bajafrecuencia y corriente de corto circuito.

11. La subestación del cliente a la cual se va a interconectar el GD tiene que estar protegida por fusibles o interruptores, según los requisitos de la Autoridad. Esto se determina de la siguiente manera:

    a. Sistema de transmisión eléctrica (115 kV): Se requiere instalar un interruptor en la entrada de la subestación del cliente.

    b. Sistema de subtransmisión eléctrica (38 kV): La regla general es que las subestaciones se conectan a través de fusibles instalados en el punto de entrega dentro de este sistema. No obstante, mediante el estudio de protección puede requerirse el instalar un interruptor en la entrada de la subestación del cliente, lo cual depende de la evaluación del punto de interconexión, la complejidad del proyecto, la tecnología de interconexión, tipo de generación y la capacidad del generador versus la carga conectada en las instalaciones.

12. Durante el proceso de endoso de los planos, la Subdivisión de Protección de Sistema Eléctrico de la Autoridad evaluará el diseño propuesto de protección y control y puede requerir o añadir otros requisitos, o enmendar los existentes, cuando el impacto del GD en el sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica de la Autoridad así lo requiera. En estos casos, la Autoridad y el cliente discutirán alternativas para mitigar el impacto al sistema mediante la revisión del diseño, los ajustes de las funciones y añadir otras funciones de protección. El cliente es responsable de realizar los cambios necesarios en el diseño del

sistema de protección y control, asociados a la interconexión del GD, que resulten de estas discusiones. Las alternativas que se seleccionen cumplirán con el propósito de este Reglamento de promover el desarrollo de fuentes renovables de energía, mientras se mantiene la seguridad y confiabilidad del servicio que se presta a los clientes de la Autoridad. Una vez el cliente presente las modificaciones de los planos del sistema de protección, la Autoridad evaluará y emitirá su aprobación o denegación dentro de un término de cinco días laborables.

13. El sistema de protección y control del GD tiene que detectar disturbios eléctricos que ocurran en el sistema eléctrico de la Autoridad. El GD se tiene que desconectar del circuito de transmisión o subtransmisión tan pronto ocurra un disturbio eléctrico, antes de la primera operación de recierre de la protección del circuito. Una vez desconectado del sistema de transmisión o subtransmisión de la Autoridad, el GD medirá el voltaje y la frecuencia del sistema de la Autoridad en el punto de interconexión. El GD se reconectará una vez el voltaje y la frecuencia permanezcan en niveles adecuados durante por al menos cinco minutos. Los requisitos de este inciso aplican a todo GD a interconectarse con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica. La programación del inversor se ajustará para que el GD se desconecte según los criterios de variaciones de voltaje y frecuencia que se presentan a continuación:

    a. Ante variaciones en la magnitud del voltaje del servicio eléctrico en el punto de interconexión, el GD se desconectará del sistema de transmisión y subtransmisión de la Autoridad, según lo establecido en la Tabla 1.

    b. Ante variaciones en frecuencia, el GD se desconectará del sistema de transmisión y subtransmisión de la Autoridad, según lo establecido en la Tabla 2. La programación del sistema de protección y control del GD tiene que incluir, como mínimo, cuatro funciones independientes (dos de baja frecuencia y dos de sobre frecuencia) que le permitan cumplir con los rangos de frecuencias y tiempos de desconexión, según detallados en la tabla. Estos criterios toman en consideración las características particulares del sistema eléctrico de la Autoridad.

    En los casos de GD de 500 kW o más, el relé de protección se programará para detectar los disturbios de voltaje y frecuencia detallados anteriormente. Las funciones de protección de voltaje y frecuencia que se programen en estos relés tendrán un tiempo de retraso adicional al tiempo de desconexión programado en los inversores detallado en las Tablas 1 y 2. De esta forma, el sistema de protección y control permitirá que los inversores actúen ante disturbios eléctricos antes de que el relé de protección envíe la señal de desconexión al interruptor del GD. El cliente es responsable de notificar el tiempo de retraso adicional propuesto en el estudio de coordinación que presente para la evaluación de la Autoridad.

14. El GD tiene que estar equipado con los dispositivos y la programación de protección diseñados para evitar que éste energice un circuito desenergizado de la Autoridad. De surgir una situación de isla eléctrica, el GD se tiene que desconectar del sistema de la Autoridad en un tiempo menor de dos segundos.

15. Por orden de la Comisión de Energía, la Autoridad no requiere la instalación de un interruptor manual externo para sistemas de GD a base de inversores con capacidad de hasta 300 kW. No obstante, según el NEC, se requiere que toda instalación de GD provea un medio de desconexión en el lado de voltaje AC del inversor. Por otra parte, en los casos de sistemas de GD con capacidad mayor de 300 kW se requiere un interruptor manual externo. Las características requeridas para este interruptor manual son las siguientes:

    a. Estar visible y accesible al personal de la Autoridad las veinticuatro horas del día, sin necesidad de la presencia del cliente u operador del equipo. De no estar accesible al personal de la Autoridad, el cliente estará obligado a permitir y facilitar el acceso al interruptor, con previa coordinación con el personal de la Autoridad según requerido por ésta.
    b. Ser apropiado para los niveles de voltaje de la instalación.
    c. Ser capaz de interrumpir la corriente a la cual estará expuesto. Se permite instalar un interruptor manual que no pueda operar con carga, siempre que el mismo se instale en combinación con un interruptor automático u otro dispositivo que pueda interrumpir la corriente.
    d. Tener provisión para asegurar que permanezca abierto o cerrado con un candado de la Autoridad.
    e. Ser capaz de abrir todos los polos simultáneamente.
    f. Ser capaz de resistir las inclemencias del clima (*weatherproof*).
    g. Estar rotulado con la frase: “PRECAUCIÓN – INTERRUPTOR MANUAL DEL GD. NO TOCAR LOS TERMINALES EN AMBOS EXTREMOS; PODRÍAN ESTAR ENERGIZADOS”. Además, tiene que identificar las posiciones de abierto y cerrado.

    La conexión del interruptor manual se ubica de manera tal que, cuando se opere, sólo desconecte el GD del cliente del sistema de la Autoridad, sin interrumpir el servicio eléctrico que ésta provee al cliente.

16. Los clientes que instalen GD con capacidad de hasta 300 kW tienen la opción de instalar un interruptor manual externo que cumpla con las características detalladas en el inciso anterior. Esto evitaría que se tenga que interrumpir el servicio eléctrico que le provee la Autoridad en caso de que sea necesario desconectar el GD por alguna de las razones incluidas en este Reglamento.

Tabla 1. Desconexión por Variaciones de Voltaje en el Sistema de Transmisión o Subtransmisión*

Programación Requerida en el GD		
Rango de Voltaje (% de Voltaje Nominal)	**Tiempo de Desconexión (s)**	***Tiempo de Desconexión Ajustable Hasta un Valor en Segundos de:**
V < 45	0.16	0.16
45 ≤ V < 60	1	11
60 ≤ V < 88	2	21
110 < V < 120	1	13
V ≥ 120	0.16	0.16
*Nota: Estos valores se tienen que programar en el inversor o en el equipo de protección antes del proceso de pruebas al GD. La Autoridad puede requerir otros tiempos de desconexión o rangos de voltaje, según establecido en el estándar IEEE 1547 vigente.		

Tabla 2. Desconexión por Variaciones de Frecuencia en el Sistema de Transmisión o Subtransmisión *

Programación Requerida en el GD		
Función	**Frecuencia (Hz)**	**Tiempo de Desconexión (s)**
Baja frecuencia 1	f < 57.5	10
Baja frecuencia 2	57.5 ≤ f < 59.2	300
Sobre frecuencia 1	60.5 < f ≤ 61.5	300
Sobre frecuencia 2	f > 61.5	10
*Nota: Estos valores se tienen que programar en el inversor o en el equipo de protección antes del proceso de pruebas al GD. La Autoridad puede requerir otros tiempos de desconexión o rangos de frecuencia, según establecido en el estándar IEEE 1547 vigente.		

Artículo C: Factor de Potencia Unitario Continuo

1. A continuación se presenta el requisito de factor de potencia unitario según la capacidad del GD, el cual se basa en las guías establecidas en los estándares de interconexión de sistemas de generación utilizados en la industria eléctrica y en la evaluación de reportes pruebas de GD interconectados con el sistema de la Autoridad:
   a. GD con capacidad menor de 500 kW
      1) Los equipos asociados al GD tienen que estar programados para operar continuamente a un factor de potencia unitario (FP = 1.0) en el punto de interconexión con un rango de operación aceptable de

0.98 atrasado o adelantado. Deben tener además la capacidad de potencia reactiva adecuada para compensar por las pérdidas en los alimentadores, transformadores (si aplica, según la configuración del GD) y en todo circuito que forme parte del mismo.

a) El rango de operación de 0.98 atrasado o adelantado aplica cuando la producción de potencia real es igual o mayor del 25% de la capacidad nominal (*kW rated*) del GD.

b) Cuando el GD está en su proceso de puesta en marcha (*start up*), apagado (*shut down*) o tenga un descenso súbito en su producción de potencia real por debajo del 25% de la capacidad nominal del GD, se permitirá que opere a un factor de potencia menor de 0.98 atrasado o adelantado.

2) Antes de la aprobación de interconexión del GD, es necesario verificar el cumplimiento con este requisito mediante la evaluación del informe de pruebas de monitoreo del GD por un periodo de siete días consecutivos en intervalos no mayores de cinco minutos.

3) Si durante las pruebas de monitoreo ocurre una condición crítica de factor de potencia en el cual opera con una producción de potencia real mayor o igual del 25% de la capacidad nominal (kW *rated*) del GD y con un factor de potencia igual o menor de 0.95 atrasado o adelantado registrados en no menos de dos lecturas durante un término de cinco minutos consecutivos, el dueño del GD es responsable de desconectar el GD, realizar la programación de los equipos asociados al GD, proveer las soluciones o alternativas, y demostrar que el GD cumple con el requisito de factor de potencia unitario por medio de pruebas de monitoreo de siete días consecutivos adicionales.

b. GD con capacidad de 500 kW hasta 1 MW

1) Los equipos asociados al GD tienen que estar programados para operar continuamente a un factor de potencia unitario (FP = 1.0) en el punto de interconexión con un rango de operación aceptable de 0.98 atrasado o adelantado. Deben tener además la capacidad de potencia reactiva adecuada para compensar por las pérdidas en los alimentadores, transformadores y en todo circuito que forme parte del mismo.

a) El rango de operación de 0.98 atrasado o adelantado aplica cuando la producción de potencia real es igual o mayor del 25% de la capacidad nominal del GD.

b) Cuando el GD está en su proceso de puesta en marcha (*start up*), apagado (*shut down*) o tenga un descenso súbito en su producción de potencia real por debajo del 25% de la capacidad nominal del GD, se permitirá que el GD opere a

un factor de potencia menor de 0.98 atrasado o adelantado.

2) Antes de la aprobación de interconexión del GD, es necesario verificar el cumplimiento con este requisito mediante la evaluación del informe de pruebas de monitoreo del GD por un periodo de siete días consecutivos en intervalos de un minuto, en el cual se debe demostrar el cumplimiento con el requisito de factor de potencia unitario en el punto de interconexión y que éste opera de forma continua dentro de los siguientes rangos:
   a) 0.99 atrasado o adelantado mientras su producción de potencia real es mayor del 75% de su capacidad nominal
   b) 0.98 atrasado o adelantado mientras su producción de potencia real esté entre el 25% al 75% de su capacidad nominal

   De ocurrir fluctuaciones y variaciones súbitas en la potencia real que cause que el GD opere fuera de los rangos de factor de potencia antes mencionados, el diseño de éste debe tener la capacidad de reajustar la potencia reactiva, antes de la aprobación de la interconexión del mismo.
3) Si durante el período de pruebas o luego de aprobada la interconexión del GD, ocurre una condición crítica de factor de potencia en el cual opera con una producción de potencia real mayor o igual del 25% de la capacidad nominal (kW *rated*) del GD y con un factor de potencia igual o menor de 0.95 atrasado o adelantado durante un periodo de sesenta segundos, el relé de protección enviará una señal de disparo al interruptor del GD. Antes de la reconexión del GD, el dueño es responsable de implementar las soluciones o alternativas y demostrar que los equipos asociados al GD están programados para operar continuamente a un factor de potencia unitario (FP = 1.0) en el punto de interconexión con un rango de operación aceptable de 0.98 atrasado o adelantado.
4) Si durante la operación del GD las variaciones y fluctuaciones en la producción de potencia real causan que el GD opere con un factor de potencia mayor o igual de 0.95 hasta 0.98 atrasado o adelantado y con una producción mayor o igual del 25% de la capacidad nominal del GD, el relé enviará una alerta o alarma al respecto y el dueño del GD será responsable de realizar la programación de los equipos para que el GD tenga la capacidad de reajustar la potencia reactiva y operar en el rango de operación aceptable de 0.98 atrasado o adelantado.

De acuerdo con los resultados de las pruebas a los sistemas de protección del GD, la Autoridad puede permitir reducir el factor de

potencia mínimo permitido para operar con una producción de potencia real mayor o igual del 25% de la capacidad nominal del GD.

c. GD con capacidad mayor de 1 MW hasta 5 MW

1) Los equipos asociados al GD tienen que estar programados para operar continuamente a un factor de potencia unitario (FP = 1.0) en el punto de interconexión con un rango de operación aceptable de 0.999 atrasado o adelantado. Deben tener la capacidad de potencia reactiva adecuada para compensar por las pérdidas en los alimentadores, transformadores y en todo circuito que forme parte del mismo.

2) Para el cumplimiento con el requisito de factor de potencia unitario, el flujo de potencia reactiva en el punto de interconexión del GD, sea absorbiendo o aportando, no debe exceder del 4.5% de su capacidad nominal (kW *rated*).

3) Antes de la aprobación de interconexión del GD, es necesario verificar el cumplimiento con este requisito mediante la evaluación del informe de pruebas de monitoreo del GD por un periodo de siete días consecutivos en intervalos de cinco segundos, en el cual se debe demostrar el cumplimiento con el requisito de factor de potencia unitario en el punto de interconexión y que éste opera de forma continua dentro de un rango de 0.999 atrasado o adelantado mientras su producción de potencia real es mayor o igual del 25% de su capacidad nominal. Además, es necesario verificar que, de ocurrir fluctuaciones y variaciones súbitas en la potencia real que cause que éste opere fuera del rango de factor de potencia antes mencionado, el diseño del GD tenga la capacidad de reajustar la potencia reactiva para que opere en el rango de operación antes mencionado.

4) Si durante el período de pruebas o luego de aprobado el GD, ocurre una condición crítica de factor de potencia en el cual opera con una producción de potencia real mayor o igual del 25% de la capacidad nominal (kW *rated)* del GD y con un factor de potencia igual o menor de 0.95 atrasado o adelantado durante un periodo de sesenta segundos, el relé de protección enviará una señal de disparo al interruptor del GD. Antes de la reconexión del GD, el dueño es responsable de implementar las soluciones o alternativas y demostrar que el controlador de planta y los equipos asociados al GD están programados para operar continuamente a un factor de potencia unitario (FP = 1.0) en el punto de interconexión con un rango de operación aceptable de 0.999 atrasado o adelantado.

5) Si durante la operación del GD las variaciones y fluctuaciones en la producción de potencia real causan que el GD opere con un factor

de potencia mayor o igual de 0.95 hasta 0.999 atrasado o adelantado y con una producción mayor o igual de 25% de la capacidad nominal del GD, el relé enviará una alerta o alarma al respecto y el dueño del GD será responsable de realizar la programación de los equipos para que el GD tenga la capacidad de reajustar la potencia reactiva y operar en el rango de operación aceptable de 0.999 atrasado o adelantado.

2. Al momento de solicitar la evaluación del proyecto del GD, el cliente es responsable de entregar la documentación técnica que certifique que los inversores cumplen con el requisito de factor de potencia unitario para todo nivel de generación de potencia activa y la estrategia (programación, modificaciones en el sistema de control, ajustes en el campo, etc.) que demuestre el cumplimiento con dicho requisito, según se describe a continuación:
   a. Para GD con tecnología a base de inversores y con capacidad de 1 MW o menos:
      1) En los casos de GD en que todos los inversores se ubican en la subestación del cliente y no dispersos en la localidad del cliente, y se conectan directamente a la instalación eléctrica (barra eléctrica o *switchgear*) sin requerirse la instalación de transformadores *step up,* circuitos colectores u otros equipos para la interconexión de dichos inversores, el cliente entrega la documentación técnica que certifique que es posible realizar la programación o las modificaciones en el sistema de control o los ajustes en el campo necesarios en los inversores para que los mismos cumplan con el requisito de factor de potencia unitario continuo en el punto de interconexión.
      2) En los casos de GD que consistan de dos o más inversores dispersos geográficamente en la localidad del cliente, los cuales se conectan a las instalaciones privadas del cliente en el punto de interconexión mediante equipos, tales como transformadores *step up* y circuitos colectores, el cliente tiene que:
         a) Incluir en el diagrama monolineal del diseño del GD, los equipos a instalarse para cumplimiento con el requisito de factor de potencia unitario en el punto de interconexión.
         b) Entregar documentación técnica que describa la estrategia para cumplir con el requisito de factor de potencia unitario en el punto de interconexión. Si el diseñador del proyecto decide utilizar un controlador de planta *(power plant controller* - PPC) para cumplir con este requisito, se tiene que incluir la descripción técnica y programación del mismo.

b. Para GD con tecnología a base de inversores y con capacidad mayor de 1 MW, el cliente tiene que:

1) Incluir en el diagrama monolineal del diseño del GD, los equipos a instalarse para cumplimiento con el requisito de factor de potencia unitario en el punto de interconexión.

2) Entregar documentación técnica que describa la estrategia para cumplir con el requisito de factor de potencia unitario en el punto de interconexión. Esta documentación tiene que incluir la descripción técnica y programación del controlador de planta (*power plant controller* - PPC) y de cualquier otro equipo de control necesario para cumplir con este requisito.

c. Para GD que consisten de generadores sincrónicos, de inducción o aerogeneradores, el cliente tiene que:

1) Incluir en el diagrama monolineal del diseño del GD, los equipos a instalarse para cumplimiento con el requisito de factor de potencia unitario en el punto de interconexión.

2) Entregar una descripción detallada y explicación de la estrategia para mantener el factor de potencia unitario continuo en el punto de interconexión. Esta documentación tiene que incluir la descripción técnica y programación del controlador de planta (*power plant controller* - PPC) y de cualquier otro equipo de control necesario para cumplir con este requisito.

3. Al momento de solicitar el endoso de los planos de GD que consisten de generadores sincrónicos, de inducción o aerogeneradores del GD, el cliente es responsable de entregar el diagrama de protección y control, los equipos y funciones que evidencien el cumplimiento con el requisito de factor de potencia unitario en el punto de interconexión.

4. En los casos de GD con capacidad mayor de 1 MW hasta 5 MW se tiene que incluir un medidor a la salida del GD junto con los medios de comunicación entre éste y el relé de protección de dicho GD. Este medidor enviará información o indicaciones del factor de potencia en el punto de interconexión al relé de protección. Este medidor es uno de los descritos en el inciso 7, Artículo E, de esta Sección.

Artículo D: Calidad de la Señal Eléctrica (*Power Quality*)

1. El cliente es responsable de que el GD cumpla con los requisitos de calidad de la señal eléctrica especificados en los estándares IEEE 519, IEEE 1453, IEEE 1159, IEEE 1547, UL 1741 y demás estándares aplicables.

2. La interconexión del GD no puede causar degradación en la calidad de la señal del sistema eléctrico de la Autoridad. Algunos ejemplos de degradación de la calidad de la señal eléctrica pueden ser, sin limitarse a: desbalance y regulación de voltaje, distorsión armónica, parpadeo (*flicker*), bajas de voltaje (*voltage*

sags), interrupciones, ferroresonancia, y fenómenos transitorios. De surgir estos eventos, el GD se tiene que desconectar del sistema eléctrico de la Autoridad hasta que el cliente realice las modificaciones necesarias para mitigar los problemas de calidad de la señal eléctrica causados por su GD. En aquellas instalaciones que no cuenten con un interruptor manual o que no se provea acceso al personal de la Autoridad para operar el mismo, la desconexión se realizará desde el interruptor de la subestación del cliente (Núm. 1), lo cual interrumpiría el servicio eléctrico provisto por la Autoridad al cliente.

3. El GD se interconecta con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad a través de un transformador de interconexión, el cual puede ser el transformador que provee servicio eléctrico a las cargas del cliente. La Autoridad requiere que la configuración de la interconexión de los embobinados en el lado primario (Autoridad) sea delta y en el secundario (cliente) sea estrella a tierra. La conexión de este trasformador tiene que ser del tipo que produzca en el lado primario un voltaje que esté adelantado 30° con respecto al voltaje del lado secundario.
4. El cliente es responsable de realizar y sufragar los costos de las modificaciones necesarias para mitigar los problemas de calidad de la señal eléctrica que ocasione su GD al sistema eléctrico de la Autoridad o a otros clientes y para cumplir con los requisitos establecidos en los estándares detallados anteriormente.
5. En caso de que el GD del cliente incluya generadores de inducción, éste es responsable de proveer la compensación de potencia reactiva en el arranque para controlar los cambios abruptos en el voltaje. La estrategia de compensación de potencia reactiva debe implementarse mediante tecnologías que garanticen la ausencia de brincos (discontinuidades), esto es, mantener un control continuo de la potencia reactiva.
6. El cliente es responsable de que las inyecciones de voltaje y corriente con contenido armónico no aumenten el calentamiento termal en los transformadores y reactores, ni pueden causar fallas, sobrecargas o mal funcionamiento de equipos y voltajes resonantes, entre otros, al sistema eléctrico de la Autoridad. Éstas tampoco pueden interferir con los circuitos y sistemas de telecomunicación o de señales.
7. En los casos de los GD detallados a continuación, el cliente es responsable de realizar estudios de calidad de la señal eléctrica (distorsión de armónicas, desbalance de voltaje, *voltage flicker*, etc.) en el punto de interconexión del GD y en el punto de entrega de energía de la Autoridad. Durante el proceso de inspección del proyecto, el cliente tiene que entregar los informes de estos estudios, los cuales certifiquen que el GD cumple con el estándar IEEE 1547, IEEE 519 y demás estándares de la industria eléctrica aplicables. Este requisito aplica a GD que consisten de:

a. Inversores que cumplen con los requisitos del estándar IEEE 1547 y que se conectan a las instalaciones privadas del cliente en el punto de interconexión, por medio de transformadores *step up,* circuitos colectores u otros equipos.

b. Generadores sincrónicos, de inducción o aerogeneradores, cuyos sistemas de protección y control y de interconexión se componen de equipos y dispositivos que no están certificados con los estándares IEEE 1547 y UL 1741.

8. Para GD con capacidad desde 500 kW hasta 1 MW, la Comisión podrá requerir los estudios de confiabilidad necesarios.

Artículo E: Medición

1. El GD se conecta con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica a través del equipo de medición de la Autoridad en las instalaciones del cliente.
2. El equipo de medición que se instala a los clientes conectados al sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica de la Autoridad tiene la función de lectura bidireccional y de perfil de carga histórico. Esto es esencial para realizar auditorías periódicas y registrar la energía entregada al sistema eléctrico de la Autoridad y la energía recibida por el cliente. En un término no mayor de veinte días laborables a partir del endoso de los planos, la Autoridad tiene que verificar y configurar el medidor del cliente, de ser necesario, para incluir estas funciones o reemplazar el existente por uno con esas funciones, según sea el caso.
3. Para clientes con instalaciones eléctricas existentes, el medidor tiene que estar en un lugar accesible y, de no estarlo, el cliente estará obligado, con previa coordinación, a permitir el acceso necesario al personal de la Autoridad, según sea requerido por éste. Para los casos dónde el medidor no esté físicamente accesible, la lectura del medidor se podrá realizar remotamente. El acceso físico al medidor no será un requisito en ninguna etapa del proceso de interconexión del GD. Por lo tanto, la Autoridad no rechazará solicitud alguna, ni negará endoso alguno o requerirá la relocalización de un medidor existente, con la excepción de aquellos casos donde su ubicación no cumpla con los estándares de seguridad establecidos por el NEC vigente.
4. Las características mínimas requeridas del medidor que la Autoridad instala para clientes que interconectan GD con su sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica son las siguientes:
   a. Se energiza a través de CT y VT con clasificación de precisión para medición (*metering accuracy class*).
   b. Ser totalmente electrónico (*solid state electronic meter*).
   c. Tener medición en cuatro cuadrantes, midiendo energía real y reactiva, recibida y entregada.
   d. Tener capacidad de memoria para grabar un mínimo de sesenta días de consumo en intervalos de quince minutos, con un mínimo de siete

canales de memoria que registre: kWh entregados, kVARh entregados, kWh recibidos, kVARh recibidos y voltios cuadrados hora para las tres fases.

e. Ser capaz de comunicarse a través del sistema de medición remota de la Autoridad.

5. La Autoridad es responsable de darle mantenimiento al medidor y a los CT y VT.

6. La Autoridad puede modificar los requisitos del equipo de medición de acuerdo con las necesidades operacionales futuras de la empresa y la capacidad del GD del cliente.

7. Para GD con capacidad mayor de 1 MW, el cliente es responsable de proveer, instalar y mantener:

   a. Dos medidores de potencia en el punto de interconexión para uso exclusivo de la Autoridad; uno ubicado a la salida del GD para la medición de su producción, potencia instantánea (activa y reactiva) y factor de potencia; y el otro para la medición de la potencia instantánea (activa y reactiva) del sistema de almacenamiento de energía en las instalaciones del GD. La Autoridad provee las especificaciones de estos medidores y de los equipos a utilizar para la comunicación con el sistema SCADA. Los medidores se energizarán a través de CT y VT con clasificación de precisión para medición (*metering accuracy class*). El medidor del sistema de almacenamiento de energía tiene que proveer como mínimo las siguientes señales digitales:

      1) Potencia activa del sistema de almacenamiento (kW)
      2) *State of charge* (SOC), lo cual es una medida del porciento de carga en el sistema de almacenamiento
      3) Disponibilidad del sistema: activo/inactivo (*enable/disable*)
      4) Energía equivalente disponible para el requisito de respuesta en frecuencia
      5) Radiación solar promedio (plano inclinado)

   b. De ser necesario cualquiera otra señal que no pueda ser obtenida por medio de los medidores, se le requerirá establecer una comunicación adicional desde el controlador de planta (PPC) del GD hasta el equipo de comunicación requerido.

   c. Un medio (sistema) de comunicación con capacidad suficiente para poder comunicar los medidores instalados en el GD con el sistema SCADA. Esta interconexión se establecerá a través del equipo más cercano conectado a la red de la Autoridad con capacidad para manejar esta comunicación. Este medio de comunicación será para uso exclusivo de la Autoridad, quien provee las especificaciones del mismo al cliente.

   d. El medio físico de este sistema de comunicación debe ser un cable de fibra óptica monomodo con capacidad mínima de 12 hilos entre la localidad del GD y el nodo establecido por la Autoridad para conexión del

proyecto. El cable de fibra óptica debe cumplir con las especificaciones que la Autoridad provea al cliente. La Autoridad tiene que aprobar estos equipos antes de su compra.

e. El sistema de comunicación incluirá los equipos de telecomunicaciones necesarios para transportar la información y señalización entre el GD y la red de la Autoridad. Este equipo incluye *routers*, *firewalls*, multiplexores y otros equipos de transporte y telecomunicaciones según sea necesario. La Autoridad proveerá las especificaciones del mismo al cliente. La Autoridad tiene que aprobar estos equipos antes de su compra.

f. Los equipos de seguridad cibernética correspondientes. La Autoridad provee las especificaciones de estos equipos al cliente. La Autoridad tiene que aprobar estos equipos antes de su compra.

Artículo F: Requisitos Técnicos para GD con Capacidad Mayor de 1 MW

1. **Informe de las Estrategias Propuestas para Cumplimiento con los Requisitos Técnicos del GD**

a. Se requiere enviar en archivo digital con formato PDF el informe de las estrategias propuestas para el cumplimiento con los requisitos técnicos del GD y la certificación de cumplimiento de requisitos técnicos del GD firmada digitalmente por un ingeniero licenciado y colegiado donde se certifique el cumplimiento del GD con los requisitos técnicos incluidos en esta Sección.

b. El informe de estrategias de cumplimiento de requisitos técnicos del GD tiene que incluir:

1) Descripción de la estrategia de cumplimiento del GD con el requisito de factor de potencia unitario en el punto de interconexión. Ésta debe incluir información técnica del manufacturero de los equipos asociados al cumplimiento de este requisito.

2) Descripción de la estrategia de cumplimiento del GD con el requisito de respuesta ante variación en frecuencia en el punto de interconexión. Ésta debe incluir información técnica del manufacturero de los equipos asociados al cumplimiento de este requisito.

c. La Autoridad puede requerir el estudio del modelo matemático de GD interconectados o a interconectarse con el sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica si dicha necesidad surge de la realización de estudios de integración de fuentes de energía renovable con la red eléctrica, de estudios de planificación de dicha red a largo plazo, conocidos como planes integrados de recursos, y de los estudios especializados de planificación del sistema de potencia eléctrica de Puerto Rico. Estos estudios especializados de planificación incluyen, sin

limitarse a, estudios de estabilidad en voltaje, estudios de factor de potencia y necesidad de compensación de potencia reactiva y estudios de estabilidad transitoria y necesidad de reserva rápida. Los estudios de planes integrados de recursos se revisan cada tres años y los de integración de fuentes renovables según las leyes y reglamentaciones lo requieran. El cliente tiene el derecho a reunirse con el personal de la Autoridad para discutir los resultados de los estudios mencionados que justifiquen la entrega del modelo matemático del GD. Dado que los resultados de estos estudios contienen información confidencial de la infraestructura crítica de la red eléctrica, la Autoridad puede omitir dicha información en la discusión de los resultados o requerir que el cliente firme un acuerdo de confidencialidad antes de mostrarle dicha información. La Autoridad notificará al cliente el requisito de entregar el modelo matemático del GD en la carta de evaluación del proyecto.

d. Conforme con las mejores prácticas de la industria eléctrica, el cliente o representante autorizado es responsable de realizar los estudios de ingeniería necesarios para asegurar que el diseño del GD cumple con los requisitos técnicos incluidos en este Reglamento. Los resultados de este estudio permiten evaluar y establecer el nivel de cumplimiento del GD con los requisitos técnicos de interconexión antes de que se construya el sistema y se realicen las pruebas al mismo. Esto evita atrasos y gastos adicionales en que tenga que incurrir el cliente en etapas posteriores.

e. Antes de operar en paralelo con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad, el cliente o su representante autorizado tiene que realizar y demostrar, mediante las pruebas de aceptación establecidas en el Artículo G, Sección V, de este Reglamento, que el GD cumple con estos requisitos técnicos.

2. **Respuesta ante Variación en Frecuencia**

a. El GD tiene que proveer una respuesta primaria a variaciones en frecuencia. Ésta tiene que ser proporcional a la desviación de la frecuencia nominal, similar a la respuesta del gobernador de un generador convencional. La razón de respuesta a variación en frecuencia tiene que ser 5% o menor, la cual es la pendiente (*droop*) utilizada en generadores convencionales. Esta razón tiene que determinarse con la capacidad AC nominal del GD. El GD tiene que proveer, como mínimo, respuesta para variaciones positivas y negativas en frecuencia hasta 0.3 Hz más allá de una banda muerta (*dead band*) de 0.02% o 0.012 Hz.

b. El cumplimiento con este requisito puede ser provisto mediante el uso de tecnología disponible y aprobada en la industria eléctrica. La decisión sobre la estrategia para cumplir con el mismo la toma el diseñador o dueño del GD.

c. En los casos en que se utilicen sistemas de almacenamiento de energía, el diseño tiene que contemplar, como mínimo, una energía útil para las situaciones en que la frecuencia disminuya equivalente a una respuesta de 10% de la capacidad AC nominal por nueve minutos, y tomar un minuto para reducir esta participación a razón del 10% de la capacidad AC por minuto. El diseño tiene que contemplar esta misma capacidad de almacenamiento de energía para cuando la frecuencia aumente. El rango operacional del GD para respuesta en frecuencia tiene que ser de 10% a 100% de la capacidad AC del GD.

d. El diagrama monolineal del diseño del GD que se entrega junto con la solicitud de evaluación del proyecto tiene que incluir los equipos a instalarse para cumplimiento con el requisito de respuesta ante variaciones en frecuencia.

e. El informe de las estrategias propuestas para el cumplimiento del GD que se entrega durante el proceso de endoso de los planos tiene que incluir una descripción detallada y la explicación de la estrategia de control para cumplir con el requisito de respuesta ante variaciones en frecuencia descrito en los incisos anteriores.

Artículo G: Pruebas, Modificaciones y Mantenimiento del GD

1. Pruebas de Aceptación

a. Antes de operar en paralelo con el sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica de la Autoridad, el cliente o su representante autorizado tiene que realizar pruebas al GD, las cuales tienen que cumplir con los requisitos de la Autoridad, el estándar IEEE 1547 y demás estándares aplicables. Las pruebas son responsabilidad del cliente y tienen que estar certificadas por un ingeniero electricista licenciado y colegiado, mediante el documento Certificación de Pruebas para Sistemas de Generación Distribuida (GD) a Interconectarse con el Sistema Transmisión o Subtransmisión de la AEE, el cual está disponible en la página de la Autoridad en Internet. Este documento muestra las pruebas mínimas que se tienen que realizar al GD. La Autoridad puede requerir pruebas adicionales de ser necesario.

b. El cliente o su contratista autorizado tiene que notificar de forma electrónica a la Oficina de Inspecciones de la región donde se instale el GD, la fecha para realizar las pruebas de aceptación, con por lo menos diez días laborables de anticipación. De no estar disponible el portal cibernético, el cliente notificará mediante el documento Notificación de Pruebas del Sistema de Generación Distribuida, disponible en el portal de la Autoridad en Internet (www.aeepr.com/medicionneta). La Autoridad se reserva el derecho de presenciar las pruebas. La incomparecencia de la Autoridad a las pruebas realizadas, que hayan sido debidamente

notificadas por el contratista, no será causa para que la Autoridad solicite que se repitan las pruebas.

c. Para GD con capacidad de 1 MW o menos que se conecten directamente a las instalaciones del cliente sólo por medio de inversores, sin requerir la instalación de transformadores *step up,* circuitos colectores u otros equipos para interconectarse, el cliente o su representante autorizado tiene que entregar evidencia de que se realizó la programación o modificaciones en el campo al sistema de control o los ajustes necesarios para cumplir con el requisito de factor de potencia unitario continuo en el punto de interconexión.

d. Para GD con capacidad de 1 MW o menos que consistan de dos o más inversores dispersos geográficamente en la localidad del cliente, los cuales se conectan a las instalaciones privadas del cliente en el punto de interconexión mediante transformadores *step up,* circuitos colectores u otros equipos, el cliente o su representante autorizado tiene que entregar un informe de las pruebas realizadas que demuestren el cumplimiento con el requisito de factor de potencia unitario continuo en el punto de interconexión.

e. Para GD con capacidad mayor de 1 MW, el cliente o su representante autorizado tiene que realizar las pruebas al GD según el procedimiento de pruebas descritas en el Anejo F, evaluado y aprobado por la Autoridad y entregar a la Oficina de Inspecciones de la región correspondiente el informe con los resultados que demuestren que el GD cumple con los requisitos técnicos incluidos en esta Sección.

f. Las pruebas de los equipos del GD tienen seis meses de vigencia. Si el GD no se energiza en este periodo, las pruebas tendrán que repetirse.

g. Las inspecciones y aprobaciones realizadas por la Autoridad no constituyen una garantía o releva de responsabilidad al cliente de la condición de la operación o instalación del equipo.

2. **Pruebas y Mantenimiento a GD en Servicio**

a. Mantenimiento: Durante la vigencia del Acuerdo, el cliente es responsable de operar, mantener y reparar todos los equipos que conforman el GD, de acuerdo con las instrucciones del manufacturero, para garantizar que cumple con los estándares de la industria eléctrica aplicables. Además, tiene que realizar las pruebas a todos los componentes relacionados con la interconexión según los códigos, estándares aplicables y las recomendaciones del manufacturero. La Autoridad se reserva el derecho de requerir la evidencia del mantenimiento y reportes de pruebas del GD.

b. Pruebas Periódicas:

1) Cada cinco años, el cliente tiene que realizar las pruebas periódicas requeridas al GD, según se describen en el documento Certificación de Pruebas para Sistemas de Generación Distribuida

(GD) a Interconectarse con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la AEE (ver Anejo H).

2) El cliente o su contratista autorizado tiene que notificar de forma electrónica a la Oficina de Inspecciones de la región la fecha para realizar las pruebas con por lo menos diez días laborables de anticipación. De no estar disponible el portal cibernético, el cliente notificará mediante el documento Notificación de Pruebas del Sistema de Generación Distribuida, disponible en el portal de la Autoridad en Internet (www.aeepr.com/medicionneta).

3) La Autoridad se reserva el derecho de presenciar las pruebas. La incomparecencia de la Autoridad a las pruebas realizadas, que hayan sido debidamente notificadas por el contratista, no será causa para que la Autoridad solicite que se repitan las pruebas.

4) El cliente proveerá a la Autoridad el informe de las pruebas periódicas, mediante el documento Certificación de Pruebas para Sistemas de Generación Distribuida (GD) a Interconectarse con el Sistema de Transmisión y Subtransmisión de la AEE, con los resultados firmados digitalmente por un ingeniero electricista licenciado y colegiado.

5) La Autoridad no requerirá pruebas periódicas a los sistemas de GD a base de inversores con capacidad de hasta 25 kW, con excepción a las pruebas recomendadas por el manufacturero o por las mejores prácticas de la industria eléctrica.

c. La Autoridad se reserva el derecho de hacer inspecciones físicas a los GD interconectados con su red eléctrica, con previa coordinación con el cliente, con el objetivo de verificar que éstos no hayan sido modificados sin su autorización.

d. Las inspecciones y aprobaciones realizadas por la Autoridad no constituyen una garantía o releva de responsabilidad al cliente de la condición de la operación o instalación del equipo.

3. **Cambios o Modificaciones al GD**

a. En este Reglamento, modificación consiste en cualquier gestión que transforme, enmiende, varíe, altere, reforme o innove la instalación existente o cualquiera de sus partes.

b. La interconexión del GD se condiciona a que no cause fluctuaciones de voltaje o frecuencia fuera de los parámetros aceptables de la Autoridad, parpadeo (*flicker*), bajas de voltaje (*voltage sags*), interrupciones, fenómenos transitorios, problemas con la calidad de la señal eléctrica o cualquier condición insegura, que puedan afectar a los clientes del área, otros GD o el sistema de la Autoridad. Si en cualquier momento se detecta que el GD causa alguna de estas condiciones, la Autoridad podrá requerir al cliente que modifique su diseño, instale los equipos de

protección y control necesarios, limite la operación del GD o lo desconecte del sistema de la Autoridad hasta que corrija la situación. De lo contrario, la Autoridad desconectará el GD hasta que se corrija la misma. En aquellas instalaciones que no cuenten con un interruptor manual o que no se provea acceso al personal de la Autoridad para operar el mismo, la desconexión se realizará desde el interruptor de la subestación del cliente (Núm. 1), lo cual interrumpiría el servicio eléctrico provisto por la Autoridad.

c. El cliente tiene que notificar electrónicamente y proveer documentación técnica del equipo a la División de Distribución Eléctrica antes de realizar cualquier modificación al GD. La Autoridad evaluará los cambios al GD y determinará la acción correspondiente.

d. Si los cambios o modificaciones son para aumentar la capacidad AC de generación en las instalaciones o en el tipo de tecnología, el cliente tiene que someter una nueva solicitud de evaluación de interconexión antes de proceder a realizar el cambio. La Autoridad determinará si el equipo puede continuar operando bajo el Acuerdo vigente.

e. Si el cliente modifica el GD sin el consentimiento de la Autoridad, ésta tendrá derecho a desconectar preventivamente el GD hasta que verifique que las modificaciones no ponen en riesgo la seguridad y confiabilidad del sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica de la Autoridad. Una vez la Autoridad evalúe y apruebe los cambios o modificaciones propuestos, se procederá a reconectar el GD del cliente. En estos casos, la Autoridad podrá informar a la entidad gubernamental designada por el Estado Libre Asociado de Puerto Rico para certificar a los instaladores de estos sistemas, al Colegio de Ingenieros y Agrimensores o al Colegio de Peritos Electricistas, según sea el caso, y al Secretario de Justicia para la acción correspondiente. En aquellas instalaciones que no cuenten con un interruptor manual o que no se provea acceso al personal de la Autoridad para operar el mismo, la desconexión se realizará desde el interruptor de la subestación del cliente (Núm. 1), lo cual interrumpiría el servicio eléctrico provisto por la Autoridad.

f. Si se reemplaza el inversor, aunque éste sea de la misma capacidad, características operacionales y especificaciones técnicas del anterior, se tienen que entregar a la Autoridad los resultados certificados de las pruebas de aceptación del mismo.

SECCIÓN VI: PROGRAMAS DE MEDICIÓN NETA

Los clientes que soliciten la interconexión de un GD a base de fuentes renovables de energía con el sistema eléctrico de la Autoridad tienen la opción de participar en el

Programa de Medición Neta Básica o en el Programa de Medición Neta Agregada. La participación en cualquiera de estos programas se solicita junto con la solicitud para interconexión del GD. La interconexión del GD tiene que cumplir con todos los requisitos técnicos y disposiciones establecidos en este Reglamento.

Artículo A. Programa de Medición Neta Básica

En el Programa de Medición Neta Básica, el GD tiene que tener una capacidad máxima instalada de potencia AC de 5 MW para clientes comerciales, gubernamentales, industriales, agrícolas, instituciones educativas e instalaciones médico hospitalarias.

Artículo B. Programa de Medición Neta Agregada (*Aggregate Net Metering Program*)

1. El Programa de Medición Neta Agregada aplica exclusivamente a entidades gubernamentales e instituciones universitarias sin fines de lucro.
2. Para clientes con servicio a voltajes de transmisión o subtransmisión, la capacidad máxima instalada de potencia AC del GD tiene que ser 5 MW.
3. Todos los acuerdos de servicio que se acojan a este Programa tienen que estar incluidos en una misma cuenta.
4. Todas las propiedades tienen que tener servicio de electricidad al mismo nivel de voltaje, según la tarifa a la cual esté acogido el cliente, la cual puede ser de transmisión o subtransmisión.
5. Las propiedades del cliente a las que se va a acreditar la energía tienen que estar ubicadas en la misma localidad donde está instalado el GD o en otras localidades que se encuentren interconectadas a la misma línea eléctrica a una distancia no mayor de dos millas del GD.
6. El Acuerdo para interconectar el GD y participar en este programa será efectivo treinta días posterior a que entre en vigor la primera revisión tarifaria establecida en la Ley 57, *supra*, según enmendada.

Artículo C. Compensación de Energía para Clientes que Participen en los Programas de Medición Neta

La compensación de la energía consumida y exportada por el cliente se realizará de la manera descrita a continuación, excepto en aquellos casos en que alguna ley o reglamentación federal ordene de modo expreso y específico lo contrario:

1. La compensación de energía será efectiva al inicio del periodo de facturación posterior a la instalación o configuración del medidor.
2. Para cada periodo de facturación, la Autoridad medirá la energía que consuma el cliente y la que éste exporte al sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad.
3. Si durante el periodo de facturación, la Autoridad suministra al cliente más energía que la que éste exporta, se le cobrará por su consumo neto.

4. Si durante el periodo de facturación, el cliente exporta más energía que la que le suple la Autoridad, se le cobrará al cliente la factura mínima que corresponda a la tarifa a la que está acogido. La factura mínima es la cantidad que la Autoridad cobra al cliente que no consume electricidad durante un periodo de facturación. La Autoridad compensará al cliente el exceso de energía durante el periodo de facturación hasta un máximo diario de 50 MWh para clientes conectados con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrico de la Autoridad. El crédito por exportación de energía se aplicará a la factura del próximo periodo de facturación.
5. Cualquier crédito por exportación de energía que acumule el cliente durante el año previo y que no se haya utilizado al cierre del periodo de facturación, en junio de cada año, se compensará de la siguiente forma:
    a. La Autoridad utilizará la mayor de las siguientes cantidades: diez centavos por kilovatio-hora o la cantidad que resulte al restarle al precio total que le cobra a sus clientes, convertido en centavos por kilovatio-hora, el cargo por ajuste, por compra de energía y combustible.
    b. La Autoridad comprará al cliente el 75% del sobrante y el 25% lo acreditará a la factura de electricidad del Departamento de Educación.
6. Para los clientes que participen en el Programa de Medición Neta Agregada, además de lo dispuesto en los incisos anteriores, aplica lo siguiente:
    a. Propiedades ubicadas en la misma localidad – La cantidad máxima de energía a acreditarse a todos los acuerdos de servicio agregados dentro de la localidad donde ubique el GD es igual al 100% del consumo de las propiedades en el mismo. Esta energía se acreditará primero al acuerdo de servicio asociado al GD y el exceso se acreditará equitativamente al resto de los acuerdos de servicio que estén en la misma cuenta.
    b. Propiedades ubicadas en localidades diferentes – La cantidad máxima de energía a acreditarse a todos los acuerdos de servicio agregados es igual al 120% del consumo de las propiedades en la localidad donde ubique el GD. Se acreditará el 100% del consumo de las propiedades en la localidad donde ubica el GD y el restante 20% de la producción de energía se acreditará equitativamente a los acuerdos de servicio en las demás localidades que estén en la misma cuenta.

SECCIÓN VII: SEGURO DE RESPONSABILIDAD PÚBLICA GENERAL

A. El cliente tiene que obtener y mantener vigente durante la duración del Acuerdo, una póliza de Seguro de Responsabilidad Pública General con límites de $1,000,000 por ocurrencia y $1,000,000 agregado.
B. Excepción – El cliente que reciba autorización de la Autoridad para interconectar un GD a base de inversor, con capacidad menor de 300 kW, con el sistema de transmisión y subtransmisión está exento de una póliza de Seguro de

Responsabilidad Pública General. En estos casos, el cliente tiene que firmar un Acuerdo para la Exoneración de Requisito de Seguro (ver Anejo I). El cliente tiene la opción de firmar electrónicamente este acuerdo mediante el portal cibernético de la Autoridad.

C. La póliza de Responsabilidad Pública General se endosará como sigue:

1. Como asegurado adicional:

Autoridad de Energía Eléctrica
Oficina Administración de Riesgos
Apartado 364267
San Juan, PR 00936-4267

2. Un endoso que incluya el Acuerdo bajo la cubierta de responsabilidad contractual identificando las partes del Acuerdo.
3. Relevo de subrogación en favor de la Autoridad.
4. Notificación de cancelación o no renovación con treinta días de anticipación y acuse de recibo a la dirección anterior.
5. La violación de cualquier garantía o condición de esta póliza no perjudicará el derecho de la Autoridad de Energía Eléctrica bajo dicha póliza.

D. La póliza de seguro solicitada tiene que presentarse de manera aceptable para la Autoridad. El cliente tiene que proveer un certificado de seguro en formato digital, originado por una compañía o agencia aseguradora autorizada a realizar negocios en Puerto Rico, que describa la cubierta que mantiene. Esta certificación tiene que emitirse en el formulario *Acord*, generalmente utilizado por las aseguradoras. Además, tiene que incluir los endosos en formato digital.

E. La Autoridad, en un término de quince días laborables, evaluará la póliza presentada y determinará su aceptación. En caso de que la póliza no cumpla con los requisitos de la Autoridad, ésta notificará al proponente, en el mismo término de días, para que realice las correcciones correspondientes y presente la póliza nuevamente ante la Autoridad. Una vez el cliente someta la información corregida, la Autoridad tendrá un término de cinco días laborables para aprobar dicho seguro. En caso de que la Autoridad no notifique al cliente la aprobación o correcciones correspondientes al seguro dentro de los términos previamente indicados, se entenderá que el mismo está aprobado y se presumirá que el cliente cumple con todos los requisitos.

F. Esta póliza tiene que renovarse anualmente y enviarse a la Autoridad. En caso de que no se cumpla con este requisito de renovación de la póliza, la Autoridad cancelará inmediatamente el Acuerdo.

SECCIÓN VIII: VIGENCIA Y TERMINACIÓN DEL ACUERDO

A. El Acuerdo es efectivo en la fecha en que se firma y estará vigente mientras el cliente mantenga un contrato de servicio activo con la Autoridad en el localidad donde ubica el GD o durante el término que acuerden mutuamente tanto el cliente como la Autoridad.

B. La terminación del Acuerdo puede ejecutarse por, sin limitarse a, lo siguiente:

1. El cliente, libre y voluntariamente, termine, cancele o transfiera su contrato de servicio activo con la Autoridad.
2. Incumplimiento del Acuerdo por parte de cualquiera de las partes firmantes.
3. Tanto el cliente como la Autoridad acuerden por escrito el terminar el Acuerdo. En caso de que el cliente desee terminar el Acuerdo y desconectar permanentemente el GD del sistema eléctrico de la Autoridad, tiene que notificarlo por escrito a la División de Distribución Eléctrica con por lo menos veinte días de anticipación.
4. Se cumplió el término del Acuerdo y el cliente no solicitó la renovación del mismo.
5. El cliente no cumpla con las pruebas periódicas del GD requeridas cada cinco años.

C. La Autoridad puede terminar, cancelar o acelerar el vencimiento del Acuerdo, con notificación previa, en el caso de que el cliente incumpla con cualesquiera de sus obligaciones en el Acuerdo.

D. Una vez terminado el Acuerdo, el cliente procede a desconectar permanentemente el GD del sistema eléctrico de la Autoridad, para evitar cualquier posibilidad de su operación en paralelo en el futuro. La Autoridad se reserva el derecho de inspeccionar las instalaciones del cliente para verificar que el GD esté desconectado permanentemente. Luego de dicha desconexión, si el cliente interesa reconectar el GD, tiene que solicitar una nueva evaluación de GD a la Autoridad.

E. Los clientes con acuerdos vigentes de interconexión de GD y participación en el Programa de Medición Neta, según se establecieron en el *Reglamento para la Interconexión de Generadores al Sistema de Transmisión y Subtransmisión Eléctrica para el Programa de Medición Neta*, radicado en el Departamento de Estado de Puerto Rico, el 9 de julio de 2013 con el número 8374, y el *Reglamento para Establecer el Programa de Medición Neta*, radicado el 7 de octubre de 2008 con el número 7579, tienen que renovarlos al vencimiento de los mismos utilizando como modelo el Acuerdo correspondiente de los incluidos en este Reglamento (ver Anejo J). Antes de firmar el nuevo Acuerdo, el cliente tiene que realizar las pruebas al GD según dispuesto en la Sección V, Artículo G, inciso 2, de este Reglamento y entregar los resultados certificados de las mismas en la Oficina de Inspecciones de la región donde se instale el GD.

SECCIÓN IX: PROCESO TRANSITORIO

El Autoridad creará un portal cibernético para la radicación electrónica de documentos dentro de 180 días luego de aprobada la Ley 133-2016, *supra*, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 3 de dicha Ley. A partir de la implementación de dicho portal cibernético, todos los procesos de radicación, evaluación, endoso y aprobación de interconexión de GD descritos en este Reglamento se realizarán a través del mismo. Como proceso transitorio, la radicación y trámite de documentos se realizará mediante correo electrónico y archivos digitales en formato PDF, según detallado en este Reglamento.

SECCIÓN X: PENALIDADES

A. Toda persona natural o jurídica que viole las disposiciones de este Reglamento o que altere en todo o en parte el sistema eléctrico o una instalación eléctrica de forma tal que no pueda hacer su medición de consumo real, o realice una instalación diseñada para impedir la medición correcta de consumo de energía eléctrica será penalizada con las sanciones administrativas correspondientes dispuestas en las Leyes Núm. 83 y Núm. 57, *supra*, según enmendadas. La Autoridad puede radicar querellas o aplicar sanciones administrativas por estas violaciones siguiendo las disposiciones del Reglamento para los Procedimientos de Adjudicación de Querellas de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico.

B. La Autoridad está facultada para investigar asuntos relativos a la interconexión de GD con su sistema eléctrico y en torno a la veracidad de los hechos expresados en las certificaciones presentadas, informes de inspección, si aplica, y en cuanto al desarrollo de los proyectos; y puede tomar aquella acción administrativa o judicial que corresponda de acuerdo con las leyes aplicables.

C. Cuando la Autoridad determine que alguna instalación de GD se interconectó con su sistema eléctrico en violación a las leyes y reglamentos aplicables, o detecte alguna irregularidad, deficiencia, omisión o fraude en las certificaciones presentadas, la Autoridad tiene la facultad de imponer las sanciones administrativas establecidas en la Leyes Núm. 83 y Núm. 57, *supra*, según enmendadas, al profesional responsable de dicha violación y de referirlo al Colegio de Ingenieros y Agrimensores o al Colegio de Peritos Electricistas, según sea el caso, a la OEPPE y a la Comisión para la acción correspondiente.

SECCIÓN XI: PROCEDIMIENTO APELATIVO

La parte adversamente afectada por una determinación de la Autoridad sobre la interconexión de su GD, puede solicitar un recurso de revisión ante la Comisión de

Energía de Puerto Rico, según dispuesto en la Ley 57, *supra*, según enmendada, y en los reglamentos establecidos por la misma Comisión para regir estos procesos.

SECCIÓN XII: INCONSTITUCIONALIDAD

La declaración de inconstitucionalidad de cualquier parte de este Reglamento por un tribunal con jurisdicción competente, no afecta la validez de sus restantes disposiciones.

SECCIÓN XIII: DEROGACIÓN

Este Reglamento cancela y sustituye el *Reglamento para la Interconexión de Generadores al Sistema de Transmisión y Subtransmisión Eléctrica para el Programa de Medición Neta*, radicado en el Departamento de Estado de Puerto Rico, el 9 de julio de 2013, con el número 8374. Además, sustituye toda disposición incluida en cualquier otro reglamento anterior que sea contraria a lo establecido en este Reglamento.

SECCIÓN XIV: VIGENCIA

Este Reglamento entra en vigor treinta días después de su radicación en el Departamento de Estado de Puerto Rico, de acuerdo con las disposiciones de la Ley Núm. 170, *supra*, según enmendada.

SECCIÓN XV: APROBACIÓN

La Junta de Gobierno de la Autoridad de Energía Eléctrica aprobó este Reglamento mediante su Resolución Núm. 4286, del 10 de diciembre de 2015.

Javier A. Quintana Méndez
Director Ejecutivo
Autoridad de Energía Eléctrica
Fecha: 6 de febrero de 2017

ANEJO A

ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

SOLICITUD DE EVALUACIÓN PARA LA INTERCONEXIÓN DE GENERADORES CON EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICA

☐ Nueva Instalación ☐ Aumento de Capacidad

Fecha _____ Núm. AEE _____

A – Costo de Solicitud

El costo, no reembolsable, para procesar esta solitud es $500. La evidencia de pago debe acompañar esta solicitud.

B – Información del Cliente (tenedor de la cuenta con la AEE)

Nombre: _____

Teléfono: _____ Celular: _____

Fax: _____ Email: _____

Dirección postal: _____

_____

Relación del cliente con la propiedad donde se instalara el GD:

☐ Dueño ☐ Co-dueño ☐ Alquiler ☐ Otro: _____

Si no es el dueño, deberá incluir documento autorizando la instalación del sistema en la propiedad.

C – Información del Diseñador

Nombre: _____ Licencia profesional: _____

Compañía: _____ Email: _____

Teléfono: _____ Fax: _____

Dirección postal: _____

_____

D – Información del Instalador

Nombre: _____ Licencia profesional: _____

Compañía: _____ Email: _____

Teléfono: _____ Fax: _____

Dirección postal: _____

_____

E – Localización del Sistema de Generación Distribuida

Nombre del proyecto: _____

Dirección física: _____

_____

Número de cuenta AEE: _____ Número del medidor: _____

ID de localidad: _____

Nota: Participantes del Programa de Medición Neta Compartida proveerán los números de cuenta y medidores en un documento adicional.

Capacidad de la subestación: _____ kVA

Tipo de cliente: ☐ Cliente comercial ☐ Cliente industrial

Voltaje de interconexión: ☐ 115 kV ☐ 38 kV

F – Información del Sistema de Generación Distribuida

Tipo de Tecnología

☐ Fotovoltaico ☐ Viento ☐ Microturbina ☐ Celda combustible ☐ Biomasa

☐ Hidro ☐ Vapor ☐ Otra (especifique): _____

Tipo de Generador

☐ Sincrónico ☐ Inducción (Asincrónico) ☐ Acoplado con inversor ☐ Otro: _____

Generador

Fabricante: _____ Modelo: _____

Información de la placa del generador: _____ kVA _____ kW

Voltaje de salida: _____ V Corriente nominal: _____ A

Rango Factor de Potencia: _____ ☐ Adelantado ☐ Atrasado

Eje Directo		Eje de Cuadratura	
Reactancia sincrónica, X_d:	_____ p.u.	Reactancia sincrónica, X_{qi}:	_____ p.u.
Reactancia transitoria, X'_d:	_____ p.u.	Reactancia transitoria, X'_q:	_____ p.u.
Reactancia subtransitoria, X''_d:	_____ p.u.	Reactancia subtransitoria, X''_q:	_____ p.u.

Reactancia secuencia negativa X2: _____ p.u.

Reactancia secuencia cero X0: _____ p.u.

Circuito abierto, T'_{do}:	_____ segs.	Circuito abierto, T'_{qo}:	_____ segs.
Corto circuito trifásico transitorio, T'_d:	_____ segs.	Corto circuito trifásico transitorio, T'_q:	_____ segs.
Corto circuito subtransitorio, T''_d:	_____ segs.	Corto circuito subtransitorio, T''_q:	_____ segs.
Armadura, T_a:	_____ segs.	Razón de corto circuito, $1/X_d$:	_____

Tipo de generador: ☐ *Squirrel cage* ☐ Directo a la línea ☐ *Full Converter* ☐ *Wound Rotor*

☐ *Doubly fed* ☐ Otro: _____

Configuración del generador: _____ Delta _____ Estrella

Voltaje de operación: _____ V Corriente de magnetización: _____ A

Corriente nominal: _____ A

Factor de potencia del generador (sin compensación): _____ ☐ Adelantado ☐ Atrasado

Potencia de salida nominal (Incluir curva de potencia): _____ kW

- Compensación Interna de Potencia Reactiva para Generadores de Inducción (Asincrónicos):
  Proveer la información de los equipos requeridos para la corrección de factor de potencia para generadores de inducción o convertidores (factor de potencia sin compensación, factor de potencia con compensación completa y potencia reactiva total de compensación interna).

- Compensación Externa de Potencia Reactiva para Generadores de Inducción (Asincrónicos):
  Proveer información de voltaje de barra, cantidad, capacidad y arreglo de cada sección de bancos de capacitores. Además, proveer la descripción del esquema con los ajustes para el control de factor de potencia unitario continuo.

- Tipo de Arranque Suave:
  Proveer información del tipo de Arranque Suave para cumplir con el criterio de caída de voltaje por arranque requerido en el estándar IEEE 1547.

Datos de Módulos Fotovoltaicos

Fabricante: _____ Modelo: _____

Capacidad: _____ Cantidad: _____ Entidad que certifica: _____

Potencia máxima (Pmax): _____

Voltaje circuito abierto (Voc): _____

Voltaje a potencia máxima (Vpm): _____

Corriente corto circuito (Isc): _____

Corriente a potencia máxima (Ipm): _____

Voltaje máximo del sistema: _____

Tolerancia a potencia máxima: _____

Capacidad total DC: _____ Capacidad existente, si aplica: _____

Nota: De haber más de un generador, deberá añadir documento adicional con la información requerida.

Datos del Inversor

¿Inversor está certificado por UL1741?: ☐ Sí ☐ No
Nota: Inversores que no estén certificados, no pueden ser instalados en Puerto Rico.

¿Inversor está en la lista de equipos aprobados por la AEE?: ☐ Sí ☐ No
Nota: Para inversores que no estén en la lista, debe someter la documentación técnica del equipo con esta solicitud.

Fabricante: _____ Modelo: _____

Capacidad: _____ Cantidad: _____ Entidad que certifica: _____

Voltaje de operación nominal (VAC): _____

Rango de voltaje de operación de entrada (VAC): _____

Rango de voltaje de operación (VAC): _____

Potencia máxima continua de salida (AC): _____

Corriente nominal (A): _____

Corriente máxima continua de salida (A): _____

Corriente máxima de corto circuito de entrada (A): _____

Corriente de falla máxima de salida (A): _____

Eficiencia de energía (CEC): _____

Protección de sobrecorriente máxima de salida (A): _____

Factor de potencia de salida: _____ ☐ Adelantado ☐ Atrasado

Rango de factor de potencia: _____

Rango de frecuencia de operación: _____

Tipo de conmutación: _____

% Distorsión de harmónicas: _____

Voltaje de arranque del sistema fotovoltaico (VDC): _____

¿El equipo cumple con los siguientes requisitos, según establecidos en el Reglamento?: ☐ Sí ☐ No

Programación Requerida en el GD		
Rango de Voltaje (% de Voltaje Nominal)	**Tiempo de Desconexión (s)**	***Tiempo de Desconexión Ajustable hasta un Valor en Segundos de:**
V < 45	0.16	0.16
45 ≤ V < 60	1	11
60 ≤ V < 88	2	21
110 < V < 120	1	13
V ≥ 120	0.16	0.16

Programación Requerida en el GD		
Función	**Frecuencia (Hz)**	**Tiempo de Desconexión (s)**
Baja frecuencia 1	f < 57.5	10
Baja frecuencia 2	57.5 ≤ f < 59.2	300
Sobre frecuencia 1	60.5 < f ≤ 61.5	300
Sobre frecuencia 2	f > 61.5	10

Capacidad total AC: _____ Capacidad existente, si aplica: _____
Nota: De haber más de un tipo de inversor, deberá añadir hojas adicionales con la información requerida.

Interruptor Manual:

Fabricante: _____ Modelo: _____

Capacidad: _____

G – Información de Transformadores Asociados al Generador

Transformador del Generador *Generator Step Up* (*GSU)*

Capacidades según etapas de enfriamiento: ____/____/____ kVA

Voltajes primario/secundario/terciario: ____/____/____ V

Banco de transformadores: ☐ Monofásico ☐ Trifásico

Impedancia: _____ % @ _____ kVA

Pérdidas sin carga: _____ kW

Pérdidas prueba de corto circuito: _____ W @ _____ kVA

Conexión: Voltaje primario: _____ kV Voltaje secundario: _____ kV Voltaje terciario: _____ V

Posiciones *No Load Tap Changer:* ___ V ____ V ___ V ____ V ____ V

Transformador de la Subestación del Cliente

Capacidades según etapas de enfriamiento : ____/____/____ kVA

Impedancia: _____% @ _____ kVA

Voltajes primario/secundario _____/_____ V (**Delta** / **Estrella a Tierra**)

Configuración del lado Delta: ____ ABC ____ ACB

Posiciones *No Load Tap Changer*: ____ V ____ V ___ V ____ V ____ V

Nota: Se requiere foto de la placa del transformador.

H – Programas de Medición Neta
(Aplica únicamente para sistemas basados en fuentes renovables de energía)

☐ Básica

☐ Agregada: Se tiene que acompañar una lista con los números de los medidores participantes y su localización.

☐ Ninguno

Nota: De interesar participar en cualquiera de los Programas de Medición Neta, se tiene que cumplir con lo dispuesto en la Ley Núm. 114 del 16 de agosto de 2007, según enmendada, y la reglamentación vigente.

I - Firma del Cliente

Certifico que la información provista en esta solicitud es correcta y que me orienté del proceso para la interconexión del generador con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la AEE. La evidencia de orientación y todos los documentos requeridos por Reglamento tienen que acompañar esta solicitud.

Firma del Cliente: _____ Fecha: _____

ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

ANEJO B

CONFIRMACIÓN DE ORIENTACIÓN AL CLIENTE SOBRE EL PROCESO ESTABLECIDO POR LA AUTORIDAD PARA LA INTERCONEXIÓN DEL GD

Yo, _____, cliente de la Autoridad de Energía Eléctrica (Autoridad) con
Nombre y Apellidos
cuenta número _____, certifico que _____,
Nombre y Apellidos
instalador certificado contratado por mí para desarrollar el proyecto del sistema de generación distribuida (GD) descrito abajo, me orientó sobre:

1. El proceso de interconexión de GD y participación en los programas de medición neta establecido en el (marque el reglamento que aplique):
   - ☐ Reglamento para Interconectar Generadores con el Sistema de Distribución Eléctrica de la Autoridad y Participar en los Programas de Medición Neta.
   - ☐ Reglamento para Interconectar Generadores con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad y Participar en los Programas de Medición Neta.
2. El cumplimiento con los requisitos técnicos establecidos en el Reglamento identificado anteriormente.
3. El cliente es responsable de firmar un acuerdo de interconexión del GD y participación en los programas de medición neta.
4. De ser necesaria la desconexión del GD en aquellas instalaciones de 300 kW o menos en las que el cliente opte por no instalar un interruptor manual, la misma se realizará desde el punto de entrega del servicio de energía eléctrica, lo cual interrumpiría el servicio eléctrico provisto por la Autoridad al cliente. En estos casos, el cliente es el único responsable por los daños o perjuicios y releva a la Autoridad de toda responsabilidad ante cualquier eventualidad que resulte en reclamos a consecuencia de la falta de dicho interruptor manual.

Nombre del Proyecto: _____

Núm. AEE: _____ Capacidad (kW): _____

Dirección Física del Proyecto: _____

_____

Firma del Cliente: _____

Dirección: _____

Fecha: _____

ANEJO C

ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

DECLARACIÓN JURADA DEL(LOS) DUEÑO(S) DE LA PROPIEDAD

Yo (Nosotros), _____, mayor(es) de edad,
Nombre completo y dos apellidos

_____ y vecino(s) de _____, _____ declaro (declaramos) bajo
Estado civil Pueblo País

juramento que:

1. Mis (Nuestras) circunstancias personales son las antes descritas.
2. Desde _____ soy(somos) dueño(s) en pleno dominio de una propiedad
   Fecha
   sita en: _____
   (Dirección específica de la propiedad que incluya: número de la casa, nombre de la calle, urbanización o carretera, barrio, y municipio)
   _____

   _____.
3. Tengo (Tenemos) arrendada la propiedad antes descrita al (a la) señor(a)
   _____, quien mantiene en la propiedad la cuenta de servicio
   Nombre completo y dos apellidos
   _____ con la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico
   Número de la cuenta
   (Autoridad) y número (ID) de localidad _____.
4. Autorizo (Autorizamos) al (a la) señor(a) _____, a instalar, operar y mantener un sistema de generación distribuida (GD) en mi propiedad, ubicada

   en la dirección provista en este documento, al amparo de las disposiciones de la Ley 114-2007, Ley para Establecer el Programa de Medición Neta, según enmendada, y los reglamentos aplicables.
5. Autorizo (Autorizamos) a la Autoridad a realizar trabajos o gestiones en relación con la instalación y operación de este GD, como por ejemplo el cambio de medidor, según las facultades que le confiere la Ley 114-2007 y los reglamentos aplicables.
6. Tengo (Tenemos) conocimiento sobre la Ley 114-2007 y otras leyes vigentes aplicables a estos sistemas en Puerto Rico y cómo la construcción de este proyecto, que la realizará la persona privada que contrate el arrendatario de mi (nuestra) propiedad y no la Autoridad de Energía Eléctrica, puede afectar la estructura física de la misma.
7. Someto (Sometemos) esta Declaración Jurada para que el (la) señor(a) _____ pueda instalar, operar y mantener un sistema de generación distribuida en mi (nuestra) propiedad, al amparo de la Ley 114-2007.

Al firmar esta Declaración Jurada, autorizo (autorizamos) al (a la) señor(a) _____ a compartir esta información con la Autoridad para cualquier uso que considere necesario para los servicios que proveerá en mi (nuestra) propiedad. Para que así conste, firmo (firmamos) la presente Declaración Jurada en _____, Puerto Rico el ____ de _____ de 20__.

_____ (Nombre completo con los dos apellidos)

_____ (Nombre completo con los dos apellidos)

Affidávit Núm. _____

Jurado y suscrito ante mí, por _____, mayor(es) de edad, _____, y vecino(s) de _____ a quien(es) conozco personalmente/a quien(es) identifico mediante Licencia de Conducir número _____ y _____. En _____, _____, a ___ de _____de 20__.

_____
Notario Público

ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

ANEJO D

CERTIFICACIÓN DE CUMPLIMIENTO DE REQUISITOS TÉCNICOS DEL GD

En armonía con las disposiciones de la Ley Núm. 7 del 19 de julio de 1985 y de la Ley Núm. 173 del 12 de agosto de 1988, según enmendadas, yo, _____ certifico que:
Nombre y Apellidos

Soy mayor de edad, _____, vecino de _____, Puerto Rico; que soy ingeniero autorizado a ejercer la profesión en Puerto Rico con licencia número _____ y soy miembro activo del Colegio de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico.
Estado Civil Municipio

En el ejercicio de la profesión realicé el informe del estudio de ingeniería del siguiente GD:

Nombre Proyecto		
Núm. AEE:		Capacidad (kW):
Dirección Física		

Estoy autorizado por el dueño del proyecto a radicar esta certificación ante la AEE:

Dueño Proyecto	
Dirección Postal	

Radico este documento ante la AEE para certificar el cumplimiento del GD con los siguientes requisitos técnicos:

1) Factor de potencia unitario en el punto de interconexión
2) Respuesta en frecuencia en el punto de interconexión (10% de la capacidad nominal del GD)
3) *Voltage ride through*
4) *Frequency ride through*

Los analísis y cómputos realizados por mí, incluídos en el informe del estudio de ingeniería que acompaña esta certificación, están conforme con los reglamentos, códigos, estándares, normas, patrones y comunicados técnicos vigentes aplicables promulgados, aprobados o adoptados por la AEE, la Junta de Planificación, la Oficina de Gerencia de Permisos y la Comisión de Energía, así como con las políticas públicas y leyes aplicables.

Antes de la operación en paralelo con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad, el cliente o su representante autorizado tiene que realizar y demostrar mediante pruebas de aceptación que el GD cumple con estos requisitos técnicos.

Firma: _____

Fecha: _____

Dirección: _____

_____

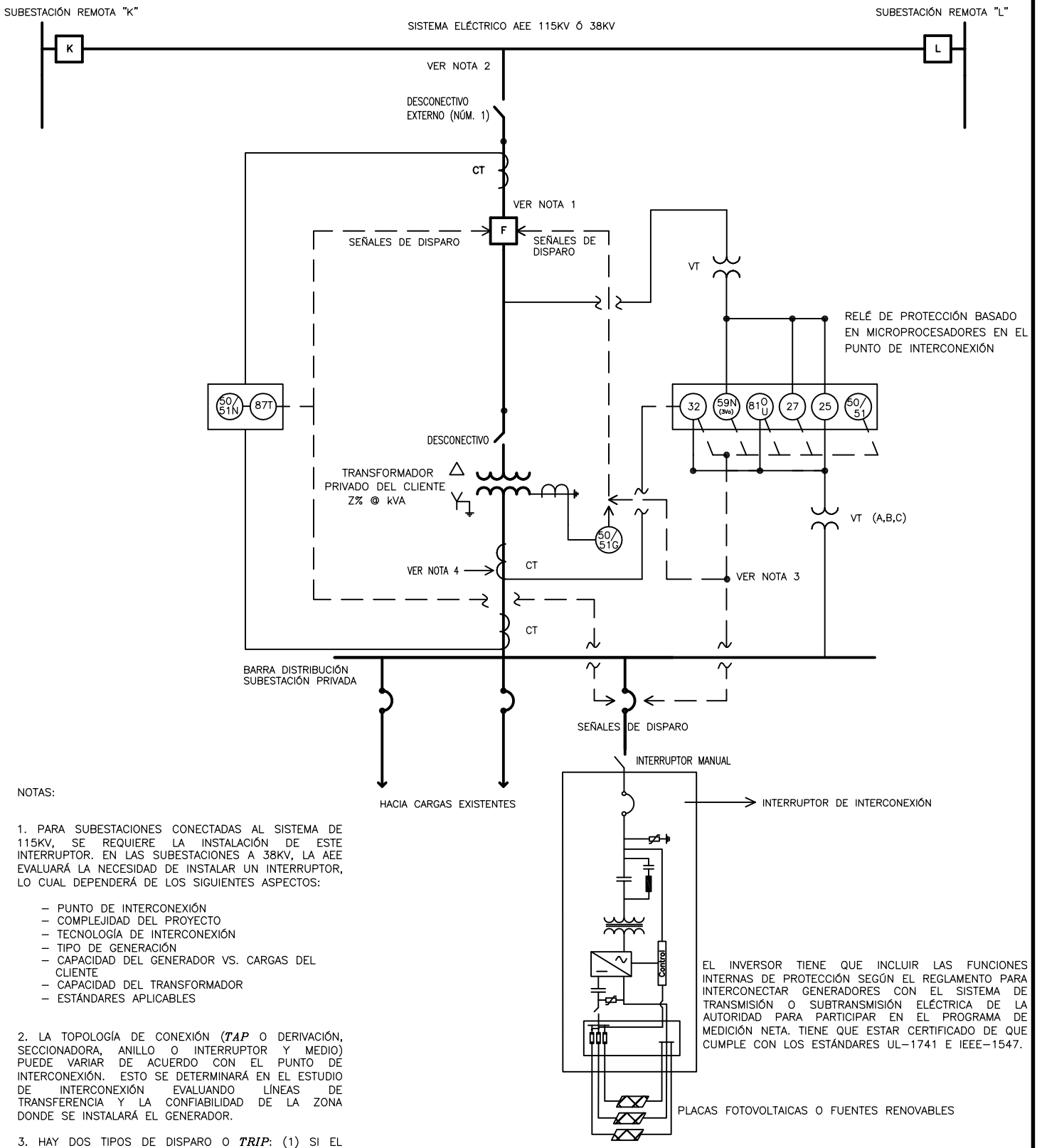
Sello Profesional

ANEJO E:
DIAGRAMAS ILUSTRATIVOS
DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN

TÍTULO :

DIAGRAMA MONOLINEAL DE PROTECCIÓN PARA LA INTERCONEXIÓN DE UN INVERSOR CON EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN (115kV) O SUBTRANSMISIÓN (38 kV) A TRAVÉS DE UN INTERRUPTOR (ANEJO E)

Autoridad de Energía Eléctrica



NOTAS:

1. PARA SUBESTACIONES CONECTADAS AL SISTEMA DE 115KV, SE REQUIERE LA INSTALACIÓN DE ESTE INTERRUPTOR. EN LAS SUBESTACIONES A 38KV, LA AEE EVALUARÁ LA NECESIDAD DE INSTALAR UN INTERRUPTOR, LO CUAL DEPENDERÁ DE LOS SIGUIENTES ASPECTOS:

   - PUNTO DE INTERCONEXIÓN
   - COMPLEJIDAD DEL PROYECTO
   - TECNOLOGÍA DE INTERCONEXIÓN
   - TIPO DE GENERACIÓN
   - CAPACIDAD DEL GENERADOR VS. CARGAS DEL CLIENTE
   - CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR
   - ESTÁNDARES APLICABLES

2. LA TOPOLOGÍA DE CONEXIÓN (*TAP* O DERIVACIÓN, SECCIONADORA, ANILLO O INTERRUPTOR Y MEDIO) PUEDE VARIAR DE ACUERDO CON EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN. ESTO SE DETERMINARÁ EN EL ESTUDIO DE INTERCONEXIÓN EVALUANDO LÍNEAS DE TRANSFERENCIA Y LA CONFIABILIDAD DE LA ZONA DONDE SE INSTALARÁ EL GENERADOR.

3. HAY DOS TIPOS DE DISPARO O *TRIP*: (1) SI EL GENERADOR SUPLE LA CARGA LOCAL, SE DISPARA EL INTERRUPTOR "F". (2) SI EL GENERADOR NO SUPLE LA CARGA LOCAL, SE DISPARA EL INTERRUPTOR DEL GENERADOR.

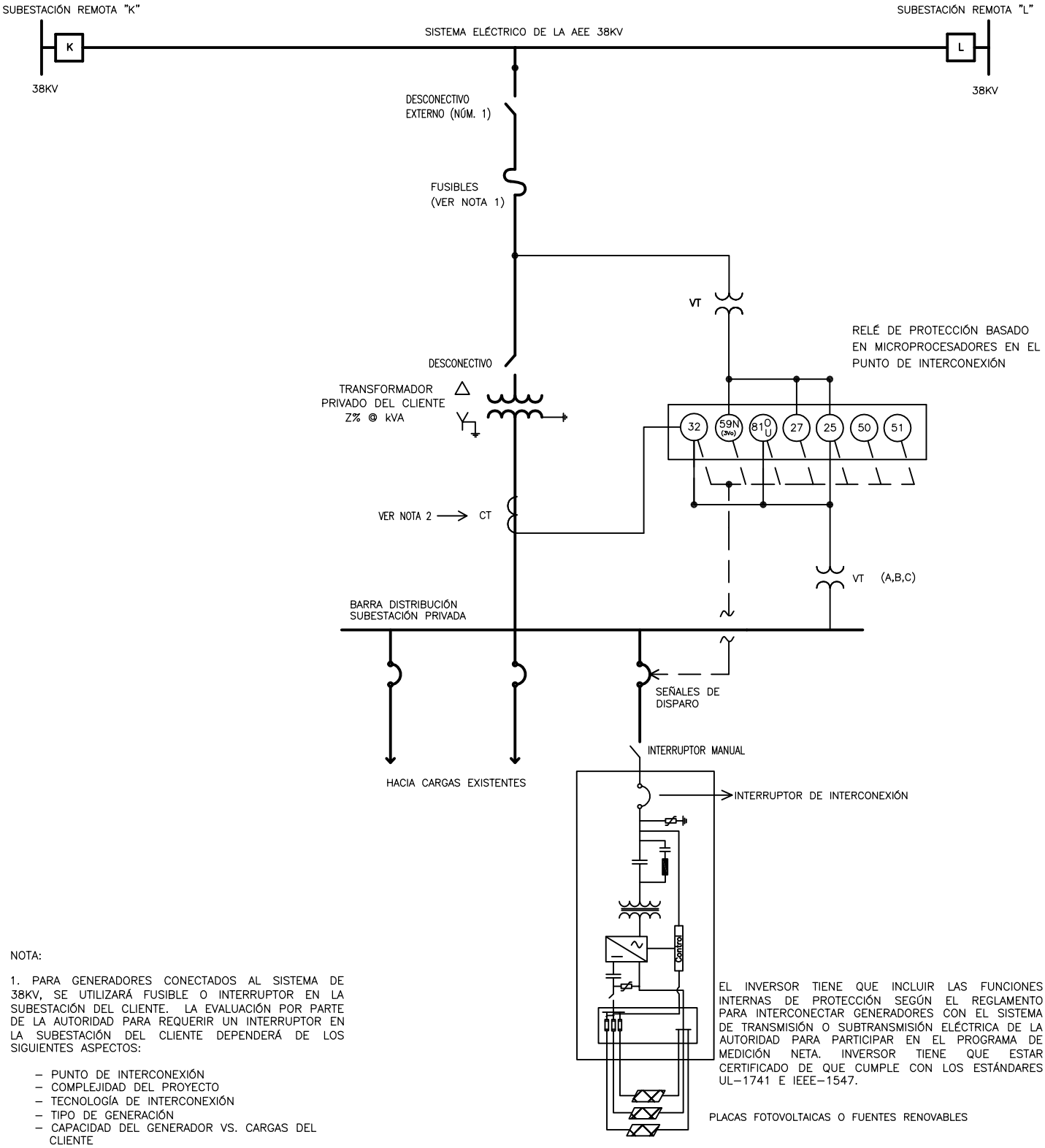
4. ESTE CT PUEDE INSTALARSE EN EL INTERRUPTOR DEL GENERADOR PARA NO LIMITAR EL FLUJO DE ENERGÍA HACIA LAS CARGAS DEL CLIENTE.

EL INVERSOR TIENE QUE INCLUIR LAS FUNCIONES INTERNAS DE PROTECCIÓN SEGÚN EL REGLAMENTO PARA INTERCONECTAR GENERADORES CON EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN O SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE LA AUTORIDAD PARA PARTICIPAR EN EL PROGRAMA DE MEDICIÓN NETA. TIENE QUE ESTAR CERTIFICADO DE QUE CUMPLE CON LOS ESTÁNDARES UL–1741 E IEEE–1547.

TÍTULO :

DIAGRAMA MONOLINEAL DE PROTECCIÓN PARA LA INSTALACIÓN DE UN INVERSOR CON EL SISTEMA SUBTRANSMISIÓN (38 kV) A TRAVÉS DE FUSIBLES (ANEJO E)

Autoridad de Energía Eléctrica



NOTA:

1. PARA GENERADORES CONECTADOS AL SISTEMA DE 38KV, SE UTILIZARÁ FUSIBLE O INTERRUPTOR EN LA SUBESTACIÓN DEL CLIENTE. LA EVALUACIÓN POR PARTE DE LA AUTORIDAD PARA REQUERIR UN INTERRUPTOR EN LA SUBESTACIÓN DEL CLIENTE DEPENDERÁ DE LOS SIGUIENTES ASPECTOS:

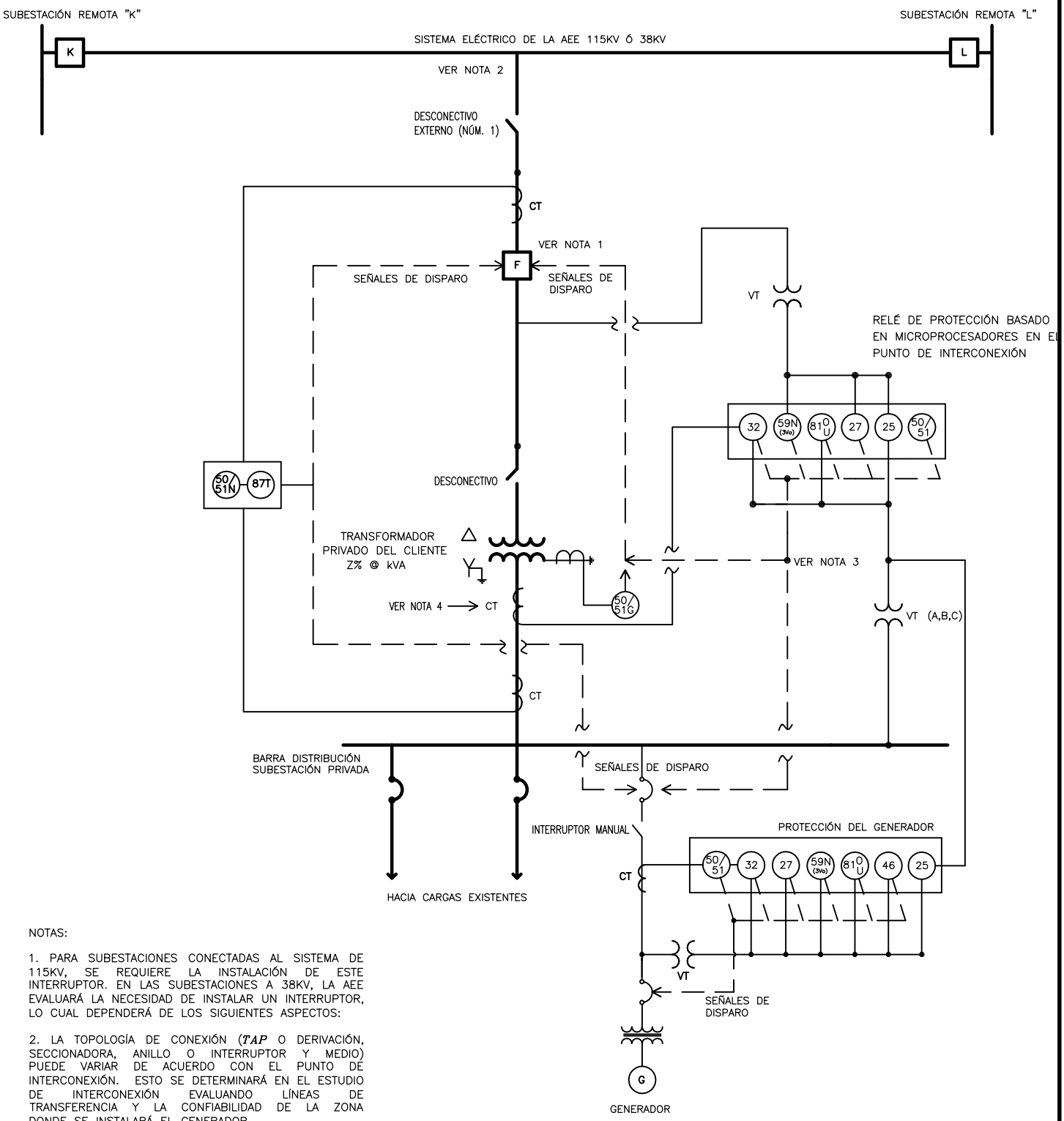
   - PUNTO DE INTERCONEXIÓN
   - COMPLEJIDAD DEL PROYECTO
   - TECNOLOGÍA DE INTERCONEXIÓN
   - TIPO DE GENERACIÓN
   - CAPACIDAD DEL GENERADOR VS. CARGAS DEL CLIENTE
   - CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR
   - ESTÁNDARES APLICABLES

2. ESTE CT PUEDE INSTALARSE EN EL INTERRUPTOR DEL GENERADOR PARA NO LIMITAR EL FLUJO DE ENERGÍA HACIA LAS CARGAS DEL CLIENTE.

TÍTULO :

DIAGRAMA MONOLINEAL DE PROTECCIÓN PARA LA INSTALACIÓN DE UN GENERADOR CON EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN (115kV) O SUBTRANSMISIÓN (38 kV) A TRAVÉS DE UN INTERRUPTOR (ANEJO E)

Autoridad de Energía Eléctrica



NOTAS:

1. PARA SUBESTACIONES CONECTADAS AL SISTEMA DE 115KV, SE REQUIERE LA INSTALACIÓN DE ESTE INTERRUPTOR. EN LAS SUBESTACIONES A 38KV, LA AEE EVALUARÁ LA NECESIDAD DE INSTALAR UN INTERRUPTOR, LO CUAL DEPENDERÁ DE LOS SIGUIENTES ASPECTOS:

2. LA TOPOLOGÍA DE CONEXIÓN (***TAP*** O DERIVACIÓN, SECCIONADORA, ANILLO O INTERRUPTOR Y MEDIO) PUEDE VARIAR DE ACUERDO CON EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN. ESTO SE DETERMINARÁ EN EL ESTUDIO DE INTERCONEXIÓN EVALUANDO LÍNEAS DE TRANSFERENCIA Y LA CONFIABILIDAD DE LA ZONA DONDE SE INSTALARÁ EL GENERADOR.

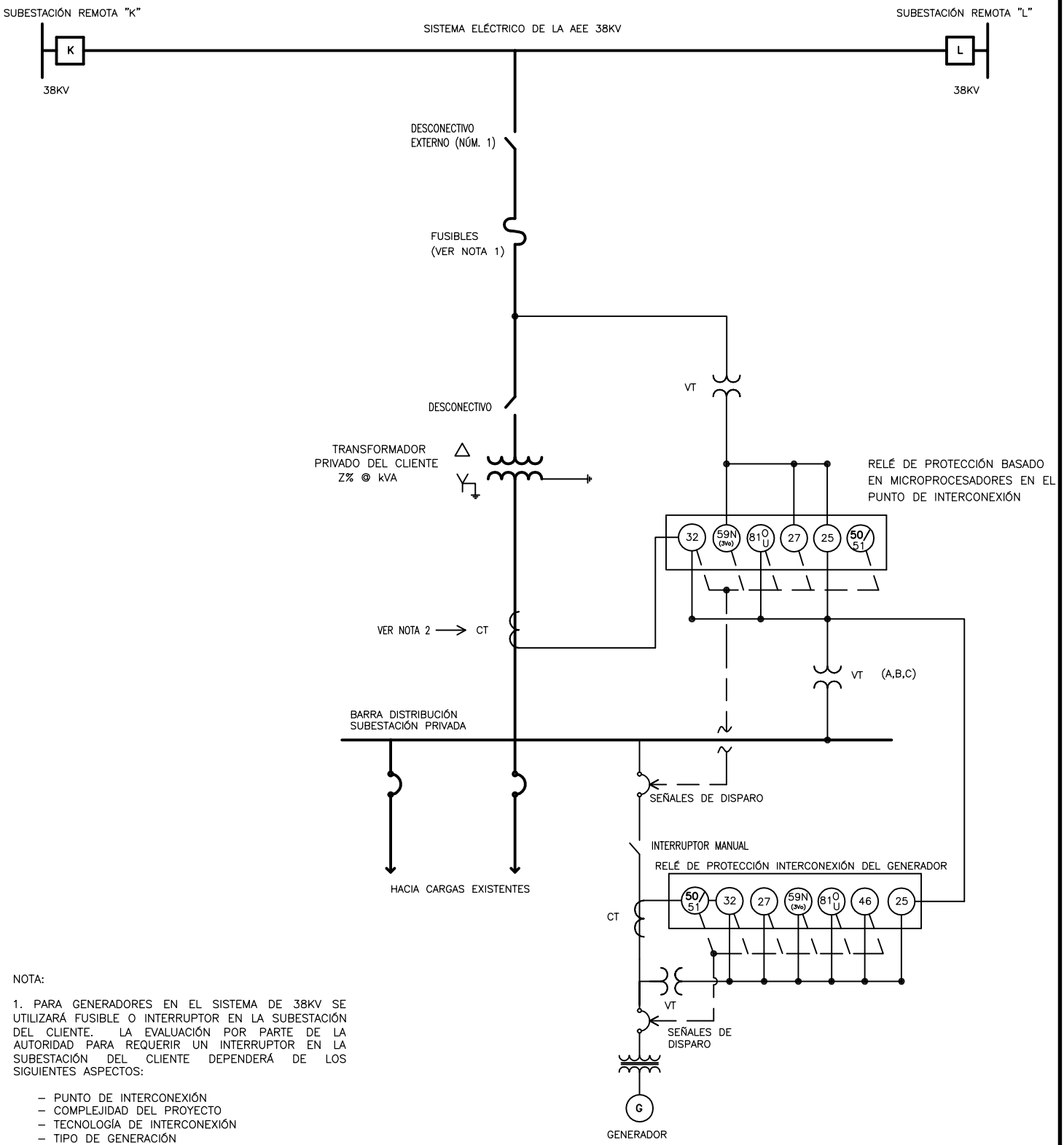
3. HAY DOS TIPOS DE DISPARO O ***TRIP***: (1) SI EL GENERADOR SUPLE LA CARGA LOCAL, SE DISPARA EL INTERRUPTOR "F". (2) SI EL GENERADOR NO SUPLE LA CARGA LOCAL, SE DISPARA EL INTERRUPTOR DEL GENERADOR.

4. ESTE CT PUEDE INSTALARSE EN EL INTERRUPTOR DEL GENERADOR PARA NO LIMITAR EL FLUJO DE ENERGÍA HACIA LAS CARGAS DEL CLIENTE.

TÍTULO :

DIAGRAMA MONOLINEAL DE PROTECCIÓN PARA LA INTERCONEXIÓN DE UN GENERADOR CON EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN (38 kV) A TRAVÉS DE FUSIBLES (ANEJO E)

Autoridad de Energía Eléctrica



NOTA:

1. PARA GENERADORES EN EL SISTEMA DE 38KV SE UTILIZARÁ FUSIBLE O INTERRUPTOR EN LA SUBESTACIÓN DEL CLIENTE. LA EVALUACIÓN POR PARTE DE LA AUTORIDAD PARA REQUERIR UN INTERRUPTOR EN LA SUBESTACIÓN DEL CLIENTE DEPENDERÁ DE LOS SIGUIENTES ASPECTOS:

- PUNTO DE INTERCONEXIÓN
- COMPLEJIDAD DEL PROYECTO
- TECNOLOGÍA DE INTERCONEXIÓN
- TIPO DE GENERACIÓN
- CAPACIDAD DEL GENERADOR VS. CARGAS DEL CLIENTE
- CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR
- ESTANDARES APLICABLES

2. ESTE CT PUEDE INSTALARSE EN EL INTERRUPTOR DEL GENERADOR PARA NO LIMITAR EL FLUJO DE ENERGÍA HACIA LAS CARGAS DEL CLIENTE.

Guías Generales de Pruebas de Aceptación para la Interconexión de GD con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad

A. GD con capacidad menor de 500 kW

1. Prueba en modo normal de Operación

a. Factor de Potencia Unitario

1) Los equipos asociados al GD tienen que estar programados para operar continuamente a un factor de potencia unitario (FP = 1.0) en el punto de interconexión con un rango de operación aceptable de 0.98 atrasado o adelantado. Deben tener además la capacidad de potencia reactiva adecuada para compensar por las pérdidas en los alimentadores, transformadores (si aplica, según la configuración del GD) y en todo circuito que forme parte del mismo.

a) El rango de operación de 0.98 atrasado o adelantado aplica cuando la producción de potencia real es igual o mayor del 25% de la capacidad nominal (*kW rated*) del GD.

b) Cuando el GD está en su proceso de puesta en marcha (*start up*), apagado (*shut down*) o tenga un descenso súbito en su producción de potencia real por debajo del 25% de la capacidad nominal del GD, se permitirá que opere a un factor de potencia menor de 0.98 atrasado o adelantado.

2) Antes de la aprobación de interconexión del GD, es necesario verificar el cumplimiento con este requisito mediante la evaluación del informe de pruebas de monitoreo del GD por un periodo de siete días consecutivos en intervalos no mayores de cinco minutos.

3) Si durante las pruebas de monitoreo ocurre una condición crítica de factor de potencia en el cual opera con una producción de potencia real mayor o igual del 25% de la capacidad nominal (kW *rated*) del GD y con un factor de potencia igual o menor de 0.95 atrasado o adelantado registrados en no menos de dos lecturas durante un término de cinco minutos consecutivos, el dueño del GD es responsable de desconectar el GD, realizar la programación de los equipos asociados al GD, proveer las soluciones o alternativas, y demostrar que el GD cumple con el requisito de factor de potencia unitario por medio de pruebas de monitoreo de siete días consecutivos adicionales.

B. GD con capacidad de 500 kW hasta 1MW

1. Prueba en modo normal de Operación

a. Factor de Potencia Unitario

1) Los equipos asociados al GD tienen que estar programados para

operar continuamente a un factor de potencia unitario (FP = 1.0) en el punto de interconexión con un rango de operación aceptable de 0.98 atrasado o adelantado. Deben tener además la capacidad de potencia reactiva adecuada para compensar por las pérdidas en los alimentadores, transformadores y en todo circuito que forme parte del mismo.

a) El rango de operación de 0.98 atrasado o adelantado aplica cuando la producción de potencia real es igual o mayor del 25% de la capacidad nominal del GD.

b) Cuando el GD está en su proceso de puesta en marcha (*start up*), apagado (*shut down*) o tenga un descenso súbito en su producción de potencia real por debajo del 25% de la capacidad nominal del GD, se permitirá que el GD opere a un factor de potencia menor de 0.98 atrasado o adelantado.

2) Antes de la aprobación de interconexión del GD, es necesario verificar el cumplimiento con este requisito mediante la evaluación del informe de pruebas de monitoreo del GD por un periodo de siete días consecutivos en intervalos de un minuto, en el cual se debe demostrar el cumplimiento con el requisito de factor de potencia unitario en el punto de interconexión y que éste opera de forma continua dentro de los siguientes rangos:

a) 0.99 atrasado o adelantado mientras su producción de potencia real es mayor del 75% de su capacidad nominal

b) 0.98 atrasado o adelantado mientras su producción de potencia real esté entre el 25% al 75% de su capacidad nominal

De ocurrir fluctuaciones y variaciones súbitas en la potencia real que cause que el GD opere fuera de los rangos de factor de potencia antes mencionados, el diseño de éste debe tener la capacidad de reajustar la potencia reactiva, antes de la aprobación de la interconexión del mismo.

3) Si durante el período de pruebas o luego de aprobada la interconexión del GD, ocurre una condición crítica de factor de potencia en el cual opera con una producción de potencia real mayor o igual del 25% de la capacidad nominal (kW *rated*) del GD y con un factor de potencia igual o menor de 0.95 atrasado o adelantado durante un periodo de sesenta segundos, el relé de protección enviará una señal de disparo al interruptor del GD. Antes de la reconexión del GD, el dueño es responsable de implementar las soluciones o alternativas y demostrar que los equipos asociados al GD están programados para operar continuamente a un factor de potencia unitario (FP = 1.0) en el punto de interconexión con un rango de operación aceptable de 0.98 atrasado o adelantado.

4) Si durante la operación del GD las variaciones y fluctuaciones en la producción de potencia real causan que el GD opere con un factor de potencia mayor o igual de 0.95 hasta 0.98 atrasado o adelantado y con una producción mayor o igual del 25% de la capacidad nominal del GD, el relé enviará una alerta o alarma al respecto y el dueño del GD será responsable de realizar la programación de los equipos para que el GD tenga la capacidad de reajustar la potencia reactiva y operar en el rango de operación aceptable de 0.98 atrasado o adelantado.

De acuerdo con los resultados de las pruebas a los sistemas de protección del GD, la Autoridad puede permitir reducir el factor de potencia mínimo permitido para operar con una producción de potencia real mayor o igual del 25% de la capacidad nominal del GD.

C. GD con capacidad mayor de 1 MW hasta 5 MW

1. Pruebas de Manufacturero

a. Desconexión por Variaciones de Voltaje y Frecuencia en el Sistema de Transmisión o Subtransmisión – Presentar documentación del manufacturero de inversores PV y convertidores del sistema de almacenaje de energía que demuestre o certifique que el equipo cumple con el requerimiento de desconexión por variaciones de voltaje y frecuencia según se especifica en la Sección V, Artículo B, Tabla 1 y 2 del Reglamento para interconectar generadores con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad y Participar en los Programas de Medición Neta. El manufacturero realizará y documentará las pruebas realizadas al menos a un inversor PV y a un convertidor del sistema de almacenaje de energía instalado en la localidad. Esta documentación puede ser sustituida por la documentación del manufacturero que certifica que los inversores cumplen con los límites de desconexión establecidos en este Reglamento o con el estándar 1547 de la IEEE.

2. Prueba en modo normal de Operación

a. Respuesta en Frecuencia – Monitorear la operación del GD por siete días calendario para demostrar que el GD cumple con lo dispuesto en la Sección V, Artículo F, Punto 3 del Reglamento para interconectar generadores con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad y Participar en los Programas de Medición Neta.

b. Factor de Potencia Unitario

1) Los equipos asociados al GD tienen que estar programados para operar continuamente a un factor de potencia unitario (FP = 1.0) en el punto de interconexión con un rango de operación aceptable de 0.999 atrasado o adelantado. Deben tener la capacidad de potencia reactiva adecuada para compensar por las pérdidas en los alimentadores, transformadores y en todo circuito que forme parte del mismo.

2) Para el cumplimiento con el requisito de factor de potencia

unitario, el flujo de potencia reactiva en el punto de interconexión del GD, sea absorbiendo o aportando, no debe exceder del 4.5% de su capacidad nominal (kW *rated*).

3) Antes de la aprobación de interconexión del GD, es necesario verificar el cumplimiento con este requisito mediante la evaluación del informe de pruebas de monitoreo del GD por un periodo de siete días consecutivos en intervalos de cinco segundos, en el cual se debe demostrar el cumplimiento con el requisito de factor de potencia unitario en el punto de interconexión y que éste opera de forma continua dentro de un rango de 0.999 atrasado o adelantado mientras su producción de potencia real es mayor o igual del 25% de su capacidad nominal. Además, es necesario verificar que, de ocurrir fluctuaciones y variaciones súbitas en la potencia real que cause que éste opere fuera del rango de factor de potencia antes mencionado, el diseño del GD tenga la capacidad de reajustar la potencia reactiva para que opere en el rango de operación antes mencionado.

4) Si durante el período de pruebas o luego de aprobado el GD, ocurre una condición crítica de factor de potencia en el cual opera con una producción de potencia real mayor o igual del 25% de la capacidad nominal (kW *rated)* del GD y con un factor de potencia igual o menor de 0.95 atrasado o adelantado durante un periodo de sesenta segundos, el relé de protección enviará una señal de disparo al interruptor del GD. Antes de la reconexión del GD, el dueño es responsable de implementar las soluciones o alternativas y demostrar que el controlador de planta y los equipos asociados al GD están programados para operar continuamente a un factor de potencia unitario (FP = 1.0) en el punto de interconexión con un rango de operación aceptable de 0.999 atrasado o adelantado.

5) Si durante la operación del GD las variaciones y fluctuaciones en la producción de potencia real causan que el GD opere con un factor de potencia mayor o igual de 0.95 hasta 0.999 atrasado o adelantado y con una producción mayor o igual de 25% de la capacidad nominal del GD, el relé enviará una alerta o alarma al respecto y el dueño del GD será responsable de realizar la programación de los equipos para que el GD tenga la capacidad de reajustar la potencia reactiva y operar en el rango de operación aceptable de 0.999 atrasado o adelantado.

c. Calidad de Potencia – Monitorear y analizar la calidad de potencia en el punto de interconexión del GD para demostrar que cumple con lo dispuesto en la Sección V, Artículo D del Reglamento para interconectar generadores con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad y Participar en los Programas de Medición Neta. El

formato del informe de Calidad de Potencia tiene que incluir como mínimo lo siguiente:

1) Duración de la prueba, tiempo de recolección de datos (7 días)
2) Estándares con los que tiene que presentar cumplimiento
3) Datos en formato Excel
4) Gráficas
5) Tipo de equipo para realizar el estudio (power analyzer) de tal marca o capacidad)
6) Monolineal indicando del alambrado del equipo de medición
7) Cualquier información que sea relevante
8) Este reporte debe estar firmado y certificado por un ingeniero electricista licenciado y colegiado

3. Prueba de Campo

Capacidad del Sistema de Almacenaje de Energía del GD – Demostrar la capacidad del Sistema de Almacenaje de Energía de tener una energía útil para las situaciones en que la frecuencia disminuya equivalente a una respuesta de 10% de la capacidad AC nominal por nueve minutos, y tomar un minuto para reducir esta participación a razón del 10% de la capacidad AC por minuto. Demostrar que el diseño tiene esta misma capacidad de almacenamiento de energía para cuando la frecuencia aumente. El rango operacional del GD para respuesta en frecuencia tiene que ser de 10% a 100% de la capacidad AC del GD (Ver Sección V, Artículo F-3 del Reglamento para interconectar generadores con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad y Participar en los Programas de Medición Neta.)

ANEJO G

ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

NOTIFICACIÓN DE COMIENZO DE PROYECTO

Proyecto: _____ Núm. AEE: _____ Fecha: _____

Fecha de comienzo: _____ Notificado por: _____

Datos del Inspector (contratado por el dueño del proyecto):

Nombre: _____

Licencia Profesional: _____

Dirección: _____

_____

Celular: _____ Fax: _____ Correo Electrónico: _____

Datos del Contratista Electricista:

Nombre: _____

Dirección: _____

_____

Celular: _____ Fax: _____ Correo Electrónico: _____

Comentarios:

_____

_____

_____

Firma: _____ Fecha: _____

(Para uso oficial de la AEE)

Inspector de la AEE designado: _____

Fecha de la reunión preconstrucción: _____

ANEJO H

ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

❑ CERTIFICACIÓN ❑ RECERTIFICACIÓN
Pruebas para Sistemas de Generación Distribuida (GD)
a Interconectarse con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la AEE

Nombre del Cliente (Tenedor de Cuenta): _____ Número AEE: _____

Dirección Proyecto: _____

Descripción del Sistema (Ver Referencias - Inciso A): _____

_____

Verificación de instalación del GD:	**Cumple**
❑Cotejar el alambrado y conexión a tierra, incluyendo el alambrado de los sistemas de control. (Ver Referencias - inciso B)	
❑Asegurar que todos los rótulos requeridos por la reglamentación aplicable (Reglamento para Interconectar Generadores con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y Participar en el Programa de Medición Neta, *National Electrical Code* (NEC), comunicados técnicos y otros códigos aplicables) estén debidamente colocados.	
❑Instalación correcta de los equipos de protección (transformadores de corriente - CT y transformadores de voltaje - VT), según aplique.	
❑Provisión para instalar candado de la AEE en el interruptor manual, si aplica.	
Comentarios:_____ _____	
Pruebas al GD:	
❑Funcionamiento adecuado de relés y dispositivos de protección, según aplique.	
❑Ajustes y programación según establecidos en el Reglamento. (Ver Referencias - incisos C y D)	
❑Operación adecuada de todos los equipos en conjunto.	
❑Operación adecuada de desconexión del GD. (Ver Referencias - inciso E)	
❑Operación adecuada del interruptor manual, si aplica. (Ver Referencias - inciso F)	
❑Operación adecuada de la función de desconexión ante pérdida de servicio eléctrico de la AEE (anti-islas). (Ver Referencias - inciso G)	
Comentarios:_____ _____	
Verificación de ajustes del inversor o del sistema de control (si se modificó en el campo algún ajuste original):	
❑Verificar en la pantalla del equipo los ajustes realizados.	
❑Confirmar la posición de *jumpers* u otros ajustes físicos, cuando aplique.	
Métodos utilizados (marque los que apliquen):	
❑Aplicar ondas al sistema bajo prueba.	
❑Utilizar un simulador del sistema de potencia.	
❑Variar ajustes de voltaje y corriente hasta que se desconecte, según aplique.	
❑Inyección de señales a los circuitos de medidas de voltaje y corriente.	
❑Otro método recomendado por el fabricante: _____	
Comentarios:_____ _____	

Referencias:

A. Indicar la cantidad de generadores instalados y el tipo de tecnología (fotovoltaico, eólico, etc.) además de los modelos de los equipos instalados. (**Ejemplo**: Sistema fotovoltaico con _____inversores, marca _____, modelo_____, número de serie _____ y _____ placas solares, marca _____, modelo____.)
B. Cotejar que la instalación esté conforme con el diseño en el plano de construcción eléctrica endosado por la AEE.
C. Los inversores o equipos de protección del GD tendrán los siguientes ajustes para protección por voltaje y frecuencia:

Programación Requerida en el GD		
Rango de Voltaje (% de Voltaje Nominal)	**Tiempo de Desconexión (s)**	***Tiempo de Desconexión Ajustable Hasta un Valor en Segundos de:**
V < 45	0.16	0.16
45 ≤ V < 60	1	11
60 ≤ V < 88	2	21
110 < V < 120	1	13
V ≥ 120	0.16	0.16

Programación Requerida en el GD		
Función	**Frecuencia (Hz)**	**Tiempo de Desconexión (s)**
Baja frecuencia 1	f < 57.5	10
Baja frecuencia 2	57.5 ≤ f < 59.2	300
Sobre frecuencia 1	60.5 < f ≤ 61.5	300
Sobre frecuencia 2	f > 61.5	10

***Nota: La AEE puede requerir otros tiempos de desconexión, según establecido en el estándar IEEE 1547a-2014, por lo que se reserva el derecho de solicitar que se modifiquen los ajustes para protección por voltaje y frecuencia. De ser así, se tiene que programar el inversor o el equipo de protección con los ajustes solicitados por la AEE e incluirlos en las siguientes tablas:

Rango de Voltaje ($\%V_{Nominal}$)	Tiempo de desconexión (s)

Frecuencia (Hz)	Tiempo de desconexión (s)

D. Confirmar que el inversor tenga programado el ajuste para mantener el factor de potencia unitario continuo en el punto de interconexión.
E. Si el inversor cuenta con la función de apagarse y desconectarse del sistema manualmente, verificar que opere adecuadamente.
F. El interruptor manual tiene que ser capaz de interrumpir la corriente máxima a la cual estará expuesto. Éste tiene que estar visible y accesible al personal de la AEE. Tiene que permitir la instalación de un candado de la AEE para asegurar la posición de abierto. Este interruptor manual puede utilizarse para realizar la prueba de desconexión del GD ante pérdida del servicio eléctrico de la AEE (anti-islas).
G. Para realizar la prueba de desconexión del GD ante pérdida de servicio eléctrico de la AEE, se deberán seguir los siguientes pasos de acuerdo con el tipo de sistema:
   - Para sistemas trifásicos:
     1. Desconectar una sola fase y verificar que el equipo no energiza sus terminales de salida.
     2. Reconectar la fase y repetir este procedimiento para las demás fases.

Yo, _____, certifico que soy ingeniero electricista licenciado y colegiado, que realicé las pruebas
(nombre)
detalladas en este documento y que éstas cumplen con los requisitos establecidos en el *Reglamento para la Interconectar Generadores con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y Participar en los Programas de Medición Neta* y en los estándares y códigos aplicables. En caso de sistemas de GD existentes o modificados, certifico, además, que se realizaron los mantenimientos a todos los equipos que componen el sistema según la indicación del fabricante.

Firma: _____ Sello Profesional:
Nombre: _____
Compañía: _____
Teléfono: _____
Fecha: _____

Estado Libre Asociado de Puerto Rico
Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

Acuerdo para la Exoneración de Requisito de Seguro - Corporaciones

COMPARECEN

DE UNA PARTE: La Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, en adelante denominada “la Autoridad”, una corporación pública y entidad gubernamental del Estado Libre Asociado de Puerto Rico, creada por la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941, según enmendada, Seguro Social patronal número 660-43-3747, representada en este acto por su Representante Autorizado: _____ (nombre completo), _____ (título).

DE LA OTRA PARTE: _____ (nombre corporación), en adelante denominada “el Cliente”, una corporación organizada y existente bajo las leyes del Estado Libre Asociado de Puerto Rico, representada en este acto por _____ (nombre completo), mayor de edad, _____ (estado civil), _____ (profesión) y vecino de _____ (pueblo), Puerto Rico, quien expresa estar debidamente autorizado para actuar a nombre de la corporación mediante la Resolución Corporativa número _____ del _____ (fecha).

La Autoridad y el Cliente son denominados algunas veces individualmente como “la Parte” y grupalmente como “las Partes”.

CLÁUSULAS Y CONDICIONES

1. Las partes firmaron un Acuerdo para Interconectar Generadores con el Sistema de Distribución Eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y Participar en los Programas de Medición Neta (Acuerdo) o un Acuerdo para Interconectar Generadores con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y Participar en los Programas de Medición Neta (Acuerdo), según corresponda, el ___ de _____ de _____.
2. El sistema de generación distribuida (GD) estará permanentemente localizado en _____, con número de cuenta de la Autoridad _____.
3. En el inciso siete (Seguros de Responsabilidad Pública General) del Acuerdo firmado, se estipula que el Cliente que reciba autorización de la Autoridad para interconectar un GD, a base de inversor con capacidad menor de 300 kW, con su sistema eléctrico y participe en uno de los Programas de Medición Neta está exento de una póliza de Seguro de Responsabilidad Pública General. No obstante, la Autoridad se reserva el derecho de requerir otras condiciones para garantizar que tanto el Cliente como la Autoridad estén protegidos adecuadamente.

4. Para recibir esta exoneración del requisito de seguro de responsabilidad pública general, el Cliente acuerda:
   4.1. Que participará en uno de los Programas de Medición Neta durante el término del Acuerdo.
   4.2. Relevar y exonerar de responsabilidad e indemnizar a la Autoridad por todos los gastos y costos de cualquier naturaleza (incluyendo honorarios de abogado) en que ésta incurra y que se originen o surjan en relación con reclamaciones de terceras personas por daños personales, incluyendo la muerte, o por daños a la propiedad o equipos, pero cuyos daños se ocasionaron por acciones u omisiones del Cliente en el cumplimiento o incumplimiento de sus obligaciones bajo el Acuerdo. Esta disposición sobrevivirá la terminación o expiración del Acuerdo.
   4.3. Relevar y para siempre eximir a la Autoridad de cualesquiera y todas la acciones, causas de acción, reclamaciones y demandas por, sobre o en virtud de cualquier daño, pérdida o perjuicio personal o contra nuestra propiedad que hasta ahora haya sido o en adelante pueda sostenerse por mí como consecuencia de esta exoneración del requisito de seguro.
5. A pesar de que la Autoridad acuerda exonerar del requisito de la póliza de seguro de responsabilidad pública general al Cliente que cumpla con los incisos anteriores, le recomienda consultar con un corredor o compañía de seguros para evaluar el riesgo de la operación del GD y determinar cuál póliza de seguros le protegerá adecuadamente ante este riesgo.
6. La Autoridad se reserva el derecho de requerir los seguros y endosos que entienda necesarios para garantizar la protección adecuada, tanto del Cliente, como del sistema eléctrico de la Autoridad.
7. La firma de este Acuerdo para la Exoneración de Requisito de Seguro no altera las demás disposiciones del Acuerdo de este proyecto.

NOTIFICACIONES

Cualquier notificación que deban hacerse las Partes contratantes, en conformidad con este Acuerdo para la Exoneración de Requisito de Seguro, se enviará por escrito y se entenderá que la misma fue efectiva, debidamente, al momento de su entrega personal o por correo a las siguientes direcciones:

A la Autoridad: Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico
PO Box 364267
San Juan, Puerto Rico 00936-4267

Atención: _____
(Nombre Representante Autorizado)

_____
(Puesto)

Al Cliente: _____
(Nombre del Cliente)

_____
(Dirección Postal)

_____
(Dirección Postal)

Atención: _____
(Representante a cargo de recibir notificaciones)

Por lo cual, los comparecientes en este acto están de acuerdo en todo lo antes expuesto y por encontrarlo conforme a sus deseos, lo aceptan en todas sus partes sin reparo alguno y proceden a firmarlo en _____, Puerto Rico, hoy ____ de _____ de 20___.

Autoridad de Energía Eléctrica:

_____
(Nombre Representante Autorizado)

_____
(Título)

_____
(Firma)

_____
(Fecha)

Cliente:

_____
(Nombre Corporación)

_____
(Seguro Social Patronal)

_____
(Nombre Representante Autorizado)

_____
(Firma)

_____
(Fecha)

ANEJO J:

ACUERDOS PARA INTERCONECTAR GENERADORES CON EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN O SUBTRANSMISIÓN ELÉCTRICA DE LA AUTORIDAD Y PARTICIPAR EN EL PROGRAMA DE MEDICIÓN NETA

Estado Libre Asociado de Puerto Rico
Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

Acuerdo para Interconectar Generadores con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y Participar en los Programas de Medición Neta
CORPORACIONES

COMPARECEN

DE UNA PARTE: La Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, en adelante denominada "la Autoridad", una corporación pública y entidad gubernamental del Estado Libre Asociado de Puerto Rico, creada por la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941, según enmendada, representada en este acto por su Representante Autorizado: _____ (nombre), _____ (título), de la División de Distribución Eléctrica. En aquellos proyectos donde se interese participar en uno de los Programas de Medición Neta, la Autoridad también está representada por: _____ (nombre), _____ (título), del Departamento de Ventas al por Mayor.

DE LA OTRA PARTE: _____ (nombre corporación), en adelante denominada "el Cliente", una corporación organizada y existente bajo las leyes del Estado Libre Asociado de Puerto Rico, representada en este acto por _____ (nombre completo), mayor de edad, _____ (estado civil), _____ (profesión) y vecino de _____ (pueblo), Puerto Rico, quien expresa estar debidamente autorizado para actuar a nombre de la corporación mediante la Resolución Corporativa número _____ del _____ (fecha).

La Autoridad y el Cliente son denominados algunas veces individualmente como "la Parte" y grupalmente como "las Partes".

CLÁUSULAS Y CONDICIONES

1. ALCANCE DEL ACUERDO

La interconexión de la generación propia del Cliente con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad (sistema de la Autoridad) y su participación voluntaria en uno de los Programas de Medición Neta, para sistemas con capacidad de hasta cinco megavatios (5 MW) que utilicen fuentes renovables de energía, estará en conformidad con las disposiciones de este Acuerdo y sus anejos, que son parte esencial de los siguientes términos y condiciones:

1.1 El Cliente tiene la intención de construir, poseer, mantener y operar un sistema de generación distribuida (GD), que operará en paralelo con el sistema eléctrico de la Autoridad.

1.2 El Cliente participará en:

☐ Programa de Medición Neta Básica

☐ Programa de Medición Neta Agregada

☐ Ninguno

1.3 La Autoridad revisó previamente la solicitud de evaluación (Solicitud) correspondiente para interconectar el GD con el sistema de la Autoridad y participar en uno de los Programas de Medición Neta, si aplica, recibida el _____, con sus respectivos documentos de apoyo. La solicitud completada se incluye como Anejo 1 y queda incorporada a este Acuerdo.
(fecha)

1.4 Si el Cliente no es dueño de la propiedad donde se instalará el GD, tiene que incluir el documento Declaración Jurada del(de los) Dueño(s) de la Propiedad, juramentado ante notario público, en el que autoriza dicha instalación en su propiedad.

1.5 El Cliente tiene la intención de interconectar el GD con el sistema de la Autoridad, y ésta permitirá tal interconexión sujeta a los términos y condiciones establecidos en los siguientes documentos: (1) Reglamento para Interconectar Generadores con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y Participar en los Programas de Medición Neta (Reglamento); (2) Solicitud completada y revisada por la Autoridad; (3) Reglamento Términos y Condiciones Generales para el Suministro de Energía Eléctrica, y (4) este Acuerdo.

1.6 El GD estará permanentemente localizado en _____ _____, con número de cuenta de la Autoridad _____ y acogido a la tarifa _____. La capacidad del GD es de _____ kW AC, según se presenta en los planos endosados de las instalaciones eléctricas. Los planos endosados se incluyen como Anejo 2 y quedan incorporados a este Acuerdo.

1.7 El servicio eléctrico provisto bajo este Acuerdo será trifásico, a una frecuencia de 60 Hz y a un voltaje de _____ kilovoltios.

1.8 Este Acuerdo no constituye un convenio para la compra, transmisión o distribución de la energía del Cliente. La compra, transmisión o distribución de energía y otros servicios que el Cliente requiera se establecerán bajo otros contratos o acuerdos, según aplique.

1.9 Lo dispuesto en este Acuerdo no afectará otros acuerdos que existan entre la Autoridad y el Cliente.

2. FECHA DE EFECTIVIDAD, VIGENCIA Y TERMINACIÓN

2.1 Este Acuerdo es efectivo en la fecha en que ambas Partes lo firmen y estará vigente*:

☐ mientras el Cliente mantenga vigente con la Autoridad un Contrato para el Suministro de Energía Eléctrica en el predio donde ubica el GD.

☐ por un periodo de _____ (___) años a partir de la fecha de efectividad.

2.2 La medición y acreditación de la energía consumida y exportada por el Cliente en el Programa de Medición Neta aplicable, será efectiva al inicio del periodo de facturación posterior a la instalación o configuración del medidor. La fecha de efectividad será el _____.
(fecha)

2.3 Este Acuerdo terminará: (a) por mutuo acuerdo de las Partes, (b) si se remplaza por otro Acuerdo, (c) si el servicio eléctrico del Cliente termina o se transfiere, (d) si el Cliente incumple con alguna de las pruebas periódicas al GD, ya sean las requeridas por la Autoridad cada cinco (5) años o las recomendadas por el manufacturero, según aplique, (e) cualquiera de las Partes incurre en incumplimiento con este Acuerdo según se establece en el Artículo 13 del mismo.

2.4 La Autoridad podrá, en cualquier momento, terminar, cancelar o acelerar el vencimiento de este Acuerdo, con notificación previa, en caso de que el Cliente incumpla con cualquiera de sus obligaciones en este Acuerdo. El ejercicio del derecho de terminar, cancelar o resolver este Acuerdo, no se entenderá que constituye una renuncia de la Autoridad a cualesquiera remedios adicionales provistos por este Acuerdo o por la ley para casos de demora o incumplimiento en las obligaciones contractuales del Cliente.

2.5 El Cliente podrá mantener la vigencia de este Acuerdo o renovarlo por periodos adicionales, si aplica, para lo cual presentará evidencia de las pruebas periódicas realizadas al GD en servicio cada cinco (5) años. Para GD a base de inversores con capacidad de hasta veinticinco kilovatios (25 kW), no se requieren estas pruebas periódicas, pero la Autoridad se reserva el derecho de inspeccionar el mismo. En estos casos, el Cliente es responsable de entregar a la Autoridad la evidencia de que realizó las pruebas recomendadas por el manufacturero o por las mejores prácticas de la industria eléctrica.

2.6 A la terminación de este Acuerdo, el Cliente desconectará permanentemente el GD del sistema de la Autoridad para evitar cualquier posibilidad de su operación en paralelo en el futuro. La Autoridad se reserva el derecho de inspeccionar la instalación del Cliente para verificar que el GD esté desconectado permanentemente. Luego de dicha desconexión, si el Cliente interesa reconectar el GD, tiene que solicitar a la Autoridad una nueva evaluación.

---

* El Cliente tiene la opción de escoger si desea un Acuerdo que permanezca vigente mientras mantenga activo el contrato de servicio de electricidad en el predio donde ubica el GD o si prefiere un término fijo establecido en años, el cual debe ser un mínimo de cinco (5) años.

2.7 En caso de que el Cliente desee desconectar permanentemente el GD del sistema de la Autoridad y dar por terminado el Acuerdo, deberá notificar por escrito su intención a la División de Distribución Eléctrica de la Autoridad con por lo menos veinte (20) días de anticipación. En aquellos casos en que el Cliente firmó el Acuerdo de forma electrónica, podrá notificar a la Autoridad su determinación de desconectarse o solicitar la terminación del Acuerdo de forma electrónica. El método de notificación que corresponda, según la forma en que se formalizó el Acuerdo, no afecta o limita las obligaciones del cliente establecidas en este Acuerdo.

3. INTERCONEXIÓN

3.1 La interconexión del GD está condicionada a que el Cliente cumpla con los requisitos del Reglamento y la Ley 114-2007, según enmendada, si aplica.

3.2 El Cliente será responsable de los costos de las mejoras necesarias para la interconexión del GD con el sistema de la Autoridad, incluyendo, pero sin limitarse a: equipos de interconexión, transformadores, interruptor manual y sistemas de protección y control, medición y seguridad, según aplique.

3.3 Durante la vigencia de este Acuerdo, el Cliente será responsable de mantener el GD en condiciones de operación, óptimas y seguras, además de reemplazar diligentemente cualquier componente del sistema que deba ser reemplazado para garantizar que la operación e interconexión del sistema no represente peligro alguno para la vida o propiedad del Cliente o de terceros, y no afecte la seguridad y confiabilidad de la red eléctrica.

3.4 Las aprobaciones que otorgue la Autoridad en conformidad con este Acuerdo no constituyen una garantía al Cliente o a un tercero con relación a la seguridad, durabilidad, confiabilidad, rendimiento o idoneidad de las instalaciones de generación del Cliente, su sistema de protección y control, o el diseño, construcción, instalación u operación de las mismas.

3.5 La Autoridad podrá instalar equipos para estudios en las instalaciones del Cliente desde el punto de entrega de la energía.

3.6 La interconexión del GD se condiciona a que no cause fluctuaciones de voltaje o frecuencia fuera de los parámetros aceptables de la Autoridad, parpadeo (*voltage flicker*), bajas de voltaje (*voltaje sags*), interrupciones, fenómenos transitorios, problemas de calidad de la señal eléctrica, interrupciones, ferroresonancia, distorsión armónica, fenómenos transitorios o cualquier condición insegura, que puedan afectar a los clientes del área, otros GD o el sistema de la Autoridad. En caso de que en cualquier momento se detecte que el GD cause alguna de estas condiciones, la Autoridad podrá requerir al Cliente que modifique su diseño, instale los equipos de protección y control necesarios, limite la operación del GD o lo desconecte del sistema de la Autoridad hasta que corrija la situación. De lo contrario, la Autoridad desconectará el GD hasta que se corrija la misma. En aquellas instalaciones que no cuenten con un interruptor

manual o que no se provea acceso al personal de la Autoridad para operar el mismo, la desconexión se realizará desde el interruptor de la subestación del Cliente (desconectivo externo Núm. 1), lo cual interrumpiría el servicio eléctrico provisto por la Autoridad al cliente.

3.7 La Autoridad podrá desconectar el GD del sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica, o limitar su operación en cualquier momento, bajo las siguientes condiciones:

A. Sin notificación:

1) En eventos de emergencia o para corregir condiciones inseguras de operación.

2) Si se determina que el GD no cumple con los requisitos técnicos detallados en el Reglamento como por ejemplo el requisito de factor de potencia y respuesta ante variaciones en frecuencia en el punto de interconexión del GD.

B. Mediante notificación enviada en archivo digital con formato PDF con por lo menos treinta (30) días de anticipación:

1) Para realizar trabajos rutinarios de mantenimiento, reparación o modificaciones al sistema eléctrico de la Autoridad.

2) Al vencimiento o terminación de este Acuerdo.

C. Mediante notificación enviada en archivo digital con formato PDF, con por lo menos sesenta (60) días de anticipación, si se determina incumplimiento del Cliente con alguna de las disposiciones de este Reglamento que no sean requisitos técnicos. Si el Cliente no es capaz de corregir el incumplimiento dentro de los sesenta (60) días calendario, pero comienza la corrección dentro de veinte (20) días posteriores a la notificación y presenta evidencia que ha trabajado continua y diligentemente para completarla, tendrá un máximo de seis (6) meses para completar la misma.

La desconexión del GD no implica que la Autoridad cancelará de inmediato el Acuerdo. De no corregirse la condición en el tiempo indicado, la Autoridad podrá terminar el Acuerdo según se establece en el Artículo 2 de este Acuerdo. En aquellas instalaciones que no cuenten con un interruptor manual o que no se provea acceso al personal de la Autoridad para operar el mismo, la desconexión se realizará desde el interruptor de la subestación del Cliente (desconectivo externo Núm. 1), lo cual interrumpiría el servicio eléctrico provisto por la Autoridad al cliente.

4. PARTICIPACIÓN EN LOS PROGRAMAS DE MEDICIÓN NETA

4.1 Para participar en uno de los Programas de Medición Neta, el Cliente tendrá que cumplir en todo momento con las disposiciones del Reglamento.

4.2 La interconexión del GD en paralelo con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad, no le otorga al Cliente el derecho a

utilizar su sistema para la transmisión, distribución o venta de energía a otros clientes de la Autoridad.

4.3 Programa de Medición Neta Agregada - Todos los acuerdos de servicio tienen que estar incluidos en una misma cuenta. Todas las propiedades tienen que tener servicio de electricidad al mismo nivel de voltaje. Las propiedades del Cliente a las que se va a acreditar la energía tienen que estar ubicadas en la misma localidad donde está instalado el GD o en otras localidades que se encuentren interconectadas a la misma línea eléctrica a una distancia no mayor de dos (2) millas del GD.

5. MEDICIÓN DE ENERGÍA Y FACTURACIÓN

5.1 La facturación de la energía consumida por el Cliente y el crédito por la energía que exporte se realizará a base del consumo neto y la exportación neta de energía por parte del Cliente. La energía que consuma y exporte el Cliente se medirá y acreditará de la manera descrita a continuación, excepto en aquellos casos en que alguna ley o reglamentación federal ordene lo contrario, de modo expreso y específico.

5.2 La compensación de energía será efectiva al inicio del periodo de facturación posterior a la instalación o configuración del medidor.

5.3 Para Clientes con instalaciones eléctricas existentes, el medidor tiene que estar en un lugar accesible y, de no estarlo, el Cliente estará obligado, con previa coordinación, a permitir el acceso necesario al personal de la Autoridad, según sea requerido por éste. Para los casos dónde el medidor no esté físicamente accesible, la lectura del medidor se podrá realizar remotamente. Las pruebas y lecturas a dicho medidor serán en conformidad con las prácticas de la Autoridad.

5.4 En cada periodo de facturación, la Autoridad medirá la energía que consuma el Cliente y la que exporte al sistema de transmisión o subtransmisión eléctrico de la Autoridad.

5.5 Si durante el periodo de facturación, la Autoridad suministra al Cliente más energía que la que éste exporta, se le cobrará por su consumo neto (el resultado al restarle a la energía consumida por el Cliente la energía exportada por éste al sistema de la Autoridad y cualquier crédito por exportación de energía, si alguno).

5.6 Si durante el periodo de facturación, el Cliente exporta más energía que la que le suple la Autoridad, se le cobrará al Cliente la factura mínima que corresponda a la tarifa a la que está acogido. La factura mínima es la cantidad que la Autoridad cobra al Cliente que no consume electricidad durante un periodo de facturación. La Autoridad compensará al Cliente el exceso de energía durante el periodo de facturación hasta un máximo diario de cincuenta megavatios-hora (50 MWh) para Clientes conectados con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica. El crédito por exportación de energía se aplicará a la factura del próximo periodo de facturación. El exceso es la cantidad resultante cuando a la

energía exportada por el Cliente al sistema de la Autoridad y cualquier crédito por exportación de energía acumulado previamente, si alguno, se le resta la energía consumida por éste.

5.7 Cualquier crédito por exportación de energía que acumule el Cliente durante el año previo y que no se haya utilizado al cierre del periodo de facturación, en junio de cada año, se compensará de la siguiente forma:

A. La Autoridad utilizará la mayor de las siguientes cantidades: diez (10) centavos por kilovatio-hora (kWh) o la cantidad que resulte al restarle al precio total que le cobra a sus Clientes, convertido en centavos por kilovatio-hora (kWh), el cargo por ajuste, por compra de energía y combustible.

B. La Autoridad comprará al Cliente el 75% del sobrante y el 25% lo acreditará a la factura de electricidad del Departamento de Educación.

5.8 Para los clientes que participen en el Programa de Medición Neta Agregada, además de lo dispuesto en los incisos anteriores, aplica lo siguiente:

A. Propiedades ubicadas en la misma localidad – La cantidad máxima de energía a acreditarse a todos los acuerdos de servicio agregados dentro de la localidad donde ubique el GD es igual al 100% del consumo de las propiedades en el mismo. Esta energía se acreditará primero al acuerdo de servicio asociado al GD y el exceso se acreditará equitativamente al resto de los acuerdos de servicio que estén en la misma cuenta.

B. Propiedades ubicadas en localidades diferentes – La cantidad máxima de energía a acreditarse a todos los acuerdos de servicio agregados es igual al 120% del consumo de las propiedades en la localidad donde ubique el GD. Se acreditará el 100% del consumo de las propiedades en la localidad donde ubica el GD y el restante 20% de la producción de energía se acreditará equitativamente a los acuerdos de servicio en las demás localidades que estén en la misma cuenta.

6. OBLIGACIONES Y DEBERES DEL CLIENTE

6.1 El Cliente comenzará la operación en paralelo del GD con el sistema de la Autoridad, luego de que la interconexión sea aprobada por ésta, ambas Partes firmen este Acuerdo y se cumpla con cualquier otro requisito necesario para la interconexión del proyecto, tal como el Permiso de Uso para aquellos proyectos que lo requieran. La Autoridad se reserva el derecho de que un representante autorizado inspeccione la instalación del GD.

6.2 El Cliente será responsable del diseño, instalación, operación, mantenimiento y costos de:

A. El GD, el cual se instalará en conformidad con el Reglamento, *National Electrical Code* (NEC), *National Electrical Safety Code* (NESC), Reglamento para la Certificación de Planos de Proyectos de Construcción

Eléctrica y de otras leyes, política pública, reglamentos, manuales, normas, patrones, comunicados técnicos y estándares de la industria eléctrica vigentes adoptados por la Autoridad y las agencias reguladoras aplicables.

B. El sistema de protección y control para proteger su instalación y el sistema de la Autoridad de condiciones inseguras de operación, como por ejemplo: sobrecarga eléctrica, variaciones de voltajes y corrientes de falla. Si ocurre un disturbio eléctrico, los equipos de protección desconectarán el GD del sistema de la Autoridad.

C. Los equipos necesarios para cumplir con los requisitos técnicos para GD con capacidad mayor de 1 MW.

D. El interruptor manual apropiado para los niveles de voltaje y capaz de interrumpir la corriente a la cual estará expuesto, según aplique. Este interruptor proveerá para asegurar la posición de abierto con un candado de la Autoridad.

E. El sistema de interconexión requerido para conectar el GD y los equipos necesarios para mitigar los problemas de calidad de potencia que ocasione el mismo al sistema de la Autoridad o a otros clientes.

6.3 El Cliente garantizará que el GD no cause daños al servicio eléctrico ni a la calidad de la señal eléctrica de la Autoridad o de otros clientes y que el mismo no interfiera con la operación de otros GD, así como de cualquier otro equipo.

6.4 El Cliente protegerá, operará y mantendrá el GD en conformidad con aquellas prácticas y métodos, enmendados y actualizados, que se utilizan comúnmente en la ingeniería y las compañías de electricidad para garantizar una operación segura del GD.

6.5 Para proyectos con capacidad mayor de 1 MW, el Cliente también es responsable de:

A. Entregar el informe de las estrategias para cumplimiento con requisitos técnicos del GD que incluya: descripción de la estrategia de cumplimiento del GD con el requisito de factor de potencia unitario continuo y la descripción de la estrategia de cumplimiento del GD con el requisito de respuesta ante variación en frecuencia en el punto de interconexión y la certificación de cumplimiento de requisitos técnicos del GD.

B. Proveer, instalar y mantener dos medidores de potencia en el punto de interconexión para uso exclusivo de la Autoridad; uno ubicado a la salida del GD para la medición de su producción y el otro para la medición del sistema de almacenamiento de energía en las instalaciones del GD. La Autoridad provee las especificaciones de estos medidores. Los medidores se energizarán a través de CT y VT con clasificación de precisión para medición (*metering accuracy class*). El medidor del sistema de almacenamiento de energía tiene que proveer como mínimo las siguientes señales digitales:

1) Potencia activa del sistema de almacenamiento (kW)

2) *State of charge* (SOC), lo cual es una medida del porciento de carga en el sistema de almacenamiento

3) Disponibilidad del sistema: activo/inactivo (enable/disable)

4) Energía equivalente disponible para el requisito de respuesta en frecuencia

5) Radiación solar promedio (plano inclinado)

C. Proveer, instalar y mantener el medio de comunicación para uso exclusivo de la Autoridad y los equipos de seguridad cibernética, con capacidad suficiente para poder comunicar los medidores instalados en el GD con el sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) a través del equipo más cercano conectado a la red de control de la Autoridad. La Autoridad provee las especificaciones de los equipos requeridos y tiene que aprobar los mismos antes de su compra.

6.6 Estudios y Pruebas de Aceptación:

A. Antes de operar el GD en paralelo con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad, el Cliente probará el generador, el sistema de protección y control, el interruptor de interconexión, el interruptor manual y los equipos necesarios para cumplir con los requisitos técnicos, según apliquen. La Autoridad se reserva el derecho de presenciar las pruebas. La incomparecencia de la Autoridad a las pruebas realizadas que hayan sido debidamente notificadas por el contratista, no será causa para que solicite pruebas adicionales.

B. El Cliente o su representante autorizado es responsable de entregar a la Autoridad el informe de las pruebas realizadas, certificado por un ingeniero electricista licenciado y colegiado, autorizado a ejercer la profesión de ingeniería en Puerto Rico, mediante el documento Certificación de Pruebas para Sistemas de Generación Distribuida (GD) a Interconectarse con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión de la AEE, el cual se incluye como Anejo 3 y queda incorporado a este Acuerdo.

C. Para GD que consisten de inversores que cumplen con los requisitos del estándar IEEE 1547, IEEE 519 y demás estándares aplicables en la industria, pero su diseño requiere la instalación de transformadores *step-up*, alimentadores u otros equipos para conectarse con las instalaciones privadas del Cliente, éste es responsable de realizar estudios de calidad de señal (*power quality*) en el punto de interconexión del GD y en el punto de entrega de energía de la Autoridad. Además, es responsable de realizar las mejoras o modificaciones necesarias al GD para que se cumpla en ambos puntos con los requisitos de calidad de señal (distorsión de armónicas, parpadeo, etc.) establecidos en los estándares IEEE 1547, IEEE 519 y demás estándares aplicables. Esto también aplica para GD

que consisten de generadores sincrónicos, de inducción y aerogeneradores, cuyos sistemas de protección y control y de interconexión se componen de equipos y dispositivos que no están certificados bajo los estándares IEEE 1547 y UL 1741. El Cliente tiene que entregar a la Autoridad los informes de los resultados de los estudios realizados, donde se certifique este cumplimiento. Los informes de estudios de calidad de señal se incluyen como Anejo 4 y quedan incorporados a este Acuerdo.

D. Para GD con capacidad de 1 MW o menos, la Autoridad autoriza la interconexión del GD luego de evaluar y aceptar los informes recibidos de las pruebas realizadas.

6.7 Pruebas de Aceptación Adicionales para GD con Capacidad Mayor de 1 MW:

A. El Cliente o su representante autorizado es responsable de suministrar evidencia de que el informe de estrategias de cumplimiento de requisitos técnicos del GD entregado cumple con los requisitos técnicos de respuesta ante variaciones de frecuencia y factor de potencia unitario continuo en el punto de interconexión y de la aceptación del mismo por parte de la Autoridad. De no presentar esta evidencia, el Cliente no puede proceder con el proceso de pruebas de aceptación.

B. El Cliente o su representante autorizado tiene que presentar en la Oficina de Ingeniería de Distribución de la División de Distribución Eléctrica el procedimiento que utilizará para realizar las pruebas que demuestren el cumplimiento con los requisitos técnicos de respuesta ante variaciones de frecuencia y de factor de potencia unitario continuo en el punto de interconexión. La Autoridad evalúa este procedimiento con el objetivo de verificar si el alcance y la metodología de pruebas propuesta son adecuados para medir el cumplimiento con estos requisitos técnicos.

C. El Cliente o su representante autorizado es responsable de realizar las pruebas de aceptación al GD, según el procedimiento de pruebas evaluado y aprobado por la Autoridad, y de entregar a la Autoridad un informe sobre las mismas que evidencie y demuestre que el GD cumple con los requisitos técnicos de respuesta ante variaciones de frecuencia y factor de potencia unitario continuo en el punto de interconexión.

D. El Cliente o su representante autorizado es responsable de entregar los planos enmendados.

6.8 Pruebas y Mantenimiento a GD en Servicio:

A. Mantenimiento: Durante la vigencia del Acuerdo, el Cliente es responsable de operar, mantener y reparar todos los equipos que conforman el GD, de acuerdo con las instrucciones del fabricante, para garantizar que cumple con los estándares de la industria eléctrica aplicables. Además, tiene que realizar las pruebas a todos los componentes relacionados con la interconexión según los códigos,

estándares aplicables y las recomendaciones del fabricante. La Autoridad se reserva el derecho de requerir la evidencia del mantenimiento y reportes de pruebas del GD.

B. Pruebas Periódicas:

1) Cada cinco años el Cliente tiene que realizar las pruebas periódicas requeridas del GD, según se describen en el documento Certificación de Pruebas para Sistemas de Generación Distribuida (GD) a Interconectarse con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la AEE.

2) El Cliente o su contratista autorizado tiene que notificar de forma electrónica a la Oficina de Inspecciones de la región la fecha para realizar las pruebas con por lo menos diez días laborables de anticipación. De no estar disponible el portal cibernético, el cliente notificará mediante el documento Notificación de Pruebas del Sistema de Generación Distribuida, disponible en el portal de la Autoridad en Internet (www.aeepr.com/medicionneta).

3) La Autoridad se reserva el derecho de presenciar las pruebas. La incomparecencia de la Autoridad a las pruebas realizadas, que hayan sido debidamente notificadas por el contratista, no será causa para que solicite pruebas adicionales.

4) El Cliente proveerá a la Autoridad el informe de las pruebas periódicas, mediante el documento Certificación de Pruebas para Sistemas de Generación Distribuida (GD) a Interconectarse con el Sistema de Transmisión y Subtransmisión de la AEE, con los resultados firmados digitalmente por un ingeniero electricista licenciado y colegiado.

5) La Autoridad no requerirá pruebas periódicas a los sistemas de GD a base de inversores con capacidad de hasta 25 kW, con excepción a las pruebas recomendadas por el manufacturero o por las mejores prácticas de la industria eléctrica.

C. Previa coordinación con el Cliente, la Autoridad podrá hacer inspecciones físicas a los GD interconectados con su red eléctrica con el objetivo de verificar que éstos no hayan sido modificados sin su autorización. Las inspecciones y aprobaciones realizadas por la Autoridad no constituyen una garantía o releva de responsabilidad al Cliente de la condición de la operación o instalación del equipo.

6.9 El Cliente proveerá acceso a las instalaciones del GD para que los empleados de la Autoridad puedan ejecutar sus deberes para, sin limitarse a: (a) inspeccionar periódicamente los sistemas de medición y de protección y control; (b) leer o probar equipo de instrumentación que la Autoridad instale; (c) mantener o reparar equipo de la Autoridad; (d) desconectar el GD cuando la Autoridad: entienda que existe una emergencia; tenga que realizar trabajos; o

detecte que causa fluctuaciones de voltaje o frecuencia, parpadeos o problemas de calidad de potencia; (e) cualquier trabajo relacionado con el medidor, de éste no estar en un lugar accesible y (f) desconectar el GD bajo las causas de incumplimiento establecidas en el inciso 13.1 de este Acuerdo. Una vez la Autoridad desconecte el GD, el Cliente no podrá operar el mismo hasta que se corrija la condición que provocó la desconexión y la Autoridad lo apruebe. El acceso al personal de la Autoridad se coordinará previamente con el Cliente, excepto cuando exista una situación de emergencia.

6.10 El Cliente tiene que proveer un medio de desconexión en el lado de voltaje AC del inversor, según establecido en el National Electrical Code (NEC). En los casos de GD con capacidad mayor de 300 kW, se requiere, además, que instale un interruptor manual externo que esté visible y accesible al personal de la Autoridad las veinticuatro horas del día, sin necesidad de la presencia del cliente u operador del equipo. De éste no estar accesible al personal de la Autoridad, el Cliente estará obligado a permitir y facilitar el acceso al interruptor, con previa coordinación con el personal de la Autoridad según requerido por ésta. En aquellas instalaciones que no cuenten con un interruptor manual o que el Cliente no provea acceso al personal de la Autoridad para operar el mismo, la desconexión se realizará desde el interruptor de la subestación del Cliente (desconectivo externo Núm. 1), en el que se desconectará tanto el GD como el servicio eléctrico que la Autoridad provee al Cliente.

6.11 Una vez la Autoridad endose los planos de instalaciones eléctricas del GD propuesto, si el Cliente desea realizar cambios o modificaciones, tiene que notificar electrónicamente y proveer documentación técnica del equipo a la Oficina de Distribución Eléctrica antes de realizar la modificación. La Autoridad evaluará los cambios al GD y determinará la acción correspondiente. Si se reemplaza el inversor, aunque éste sea de la misma capacidad, características operacionales y especificaciones técnicas del anterior, se tienen que entregar a la Autoridad los resultados certificados de las pruebas de aceptación del mismo. Si las modificaciones o cambios resultan en un aumento de capacidad de generación AC o en cambios en el tipo de tecnología del generador, el Cliente presentará una nueva Solicitud para la evaluación del proyecto propuesto. Si los cambios o modificaciones se relacionan con un aumento en capacidad de generación AC en las instalaciones del Cliente, la Autoridad determinará si éste puede continuar operando bajo este Acuerdo. Los cambios o modificaciones en el sistema de protección y control del GD los tiene que evaluar y aprobar la Autoridad. Si el Cliente modifica el GD sin el consentimiento de la Autoridad, ésta tendrá derecho a desconectar preventivamente el mismo hasta que verifique que las modificaciones no ponen en riesgo la seguridad y confiabilidad del sistema de la Autoridad.

6.12 El Cliente obtendrá y mantendrá todos los permisos e inspecciones que indican que el GD cumple con todos los códigos aplicables de construcción y seguridad.

7. SEGUROS DE RESPONSABILIDAD PÚBLICA GENERAL

7.1 El Cliente obtendrá y mantendrá vigente durante la duración de este Acuerdo una póliza de Seguro de Responsabilidad Pública General con límites de $1,000,000 por ocurrencia y $1,000,000 agregado.

7.2 Excepción – El Cliente que reciba autorización de la Autoridad para interconectar un GD a base de inversor, con capacidad menor de trescientos kilovatios (300 kW), con el sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica, está exento de una póliza de Seguro de Responsabilidad Pública General. En estos casos, el Cliente tiene que firmar un Acuerdo para la Exoneración de Requisito de Seguro.

7.3 La póliza de Responsabilidad Pública General se endosará como sigue:

A. Como asegurado adicional:

Autoridad de Energía Eléctrica

Oficina Administración de Riesgos

Apartado 364267

San Juan, PR 00936-4267

B. Un endoso que incluya este Acuerdo bajo la cubierta de responsabilidad contractual identificando las Partes de este Acuerdo.

C. Relevo de subrogación en favor de la Autoridad de Energía Eléctrica.

D. Notificación de cancelación o no renovación con treinta (30) días de anticipación y acuse de recibo a la dirección anterior.

E. La violación de cualquier garantía o condición de esta póliza no perjudicará el derecho de la Autoridad de Energía Eléctrica bajo dicha póliza.

7.4 La póliza de seguro solicitada tiene que presentarse de manera aceptable para la Autoridad. El Cliente tiene que proveer un certificado de seguro en formato digital, originado por una compañía o agencia aseguradora autorizada a realizar negocios en Puerto Rico, que describa la cubierta que mantiene. Esta certificación tiene que emitirse en el formulario *Acord*, generalmente utilizado por las aseguradoras. Además, tiene que incluir los endosos en formato digital.

7.5 Esta póliza tiene que renovarse anualmente y enviarse a la Autoridad. En caso de que no se cumpla con este requisito de renovación de la póliza, la Autoridad cancelará inmediatamente el Acuerdo.

8. CESIÓN DEL ACUERDO

En caso de que cambie el tenedor de la cuenta de servicio eléctrico en la propiedad donde se encuentre instalado el GD, el nuevo Cliente tiene que firmar un nuevo Acuerdo con la Autoridad. De esta manera, el Cliente cederá los derechos y obligaciones contraídos bajo el Acuerdo vigente al nuevo tenedor de la cuenta, sin tener que procesar una nueva solicitud de interconexión y medición neta. La Autoridad desconectará el GD hasta que el nuevo tenedor

firme el Acuerdo. De firmarse el nuevo Acuerdo al momento de la cancelación del anterior, no se requerirá desconectar el GD.

9. DERECHO APLICABLE Y TRIBUNALES COMPETENTES

Este Acuerdo estará sujeto a y se interpretará por las leyes del Estado Libre Asociado de Puerto Rico. Además, las Partes contratantes acuerdan expresamente que las controversias que surjan entre ellas en relación con este Acuerdo se regirán según lo establecido en la Sección X: Procedimiento Apelativo del Reglamento.

10. RESPONSABILIDAD

Las Partes comparecientes acuerdan que sus respectivas responsabilidades por daños y perjuicios en este Acuerdo serán según establecidas por el Código Civil de Puerto Rico y la jurisprudencia del Tribunal Supremo de Puerto Rico.

11. RELEVO DE RESPONSABILIDAD

El Cliente acuerda relevar y exonerar de responsabilidad e indemnizar a la Autoridad por todos los gastos y costos de cualquier naturaleza, incluyendo honorarios de abogado, en que ésta incurra y que se originen o surjan en relación con reclamaciones de terceras personas por daños personales, incluyendo la muerte, o por daños a la propiedad, pero cuyos daños se ocasionaron por acciones u omisiones del Cliente en el cumplimiento o incumplimiento de sus obligaciones bajo este Acuerdo. Esta disposición prevalecerá a la terminación o expiración de este Acuerdo.

12. FUERZA MAYOR

Las Partes contratantes se excusarán del cumplimiento de sus obligaciones contractuales y no serán responsables por daños y perjuicios ni por cualquier otro concepto, en la medida en que su incumplimiento se deba a un evento de fuerza mayor. Para fines de este Acuerdo, fuerza mayor significa cualquier causa no atribuible a la culpa o negligencia, y que quede fuera del control, de la Parte que reclame la ocurrencia de un evento de fuerza mayor. Fuerza mayor puede incluir, pero sin limitarse a, lo siguiente: disturbios industriales, actos del enemigo público, guerra, bloqueos, boicots, motines, insurrecciones, epidemias, terremotos, tormentas, inundaciones, disturbios civiles, cierres patronales, fuegos, explosiones, interrupción de servicios debido a acciones u omisiones de cualquier autoridad pública; disponiéndose que estos eventos, o cualquiera otro que se reclame como uno de fuerza mayor, y/o sus efectos, estén fuera del control y no sean consecuencia de la culpa o negligencia de la Parte que reclama la ocurrencia de un evento de fuerza mayor, y que dicha Parte, dentro del término de diez (10) días, contados a partir de la ocurrencia de la alegada

fuerza mayor, notifique la misma por escrito a la otra Parte describiendo los pormenores del evento y su duración estimada. El peso de la prueba, en cuanto a si ocurrió un evento de fuerza mayor o no, será de la Parte que reclame que la misma ocurrió.

13. CAUSAS DE INCUMPLIMIENTO; REMEDIOS

13.1 La violación de cualquiera de los términos y condiciones de este Acuerdo, del Reglamento o del Reglamento Términos y Condiciones Generales para el Suministro de Energía Eléctrica, le darán a la Autoridad el derecho a desconectar el GD. En aquellas instalaciones que no cuenten con un interruptor manual o que el Cliente no provea acceso al personal de la Autoridad para operar el mismo, la desconexión se realizará desde el interruptor de la subestación del Cliente (desconectivo externo Núm. 1).

13.2 No obstante lo dispuesto en este Acuerdo, la responsabilidad de cada Parte se limitará sólo a daños directos y en ningún momento las Partes serán responsables por los daños incidentales, punitivos, resultantes o indirectos.

13.3 La Autoridad no será responsable de los daños por fluctuaciones o interrupciones del sistema de la Autoridad. Esta disposición prevalecerá al vencimiento o terminación de este Acuerdo.

14. SEPARABILIDAD

Si algún tribunal con jurisdicción y competencia declara alguna de las cláusulas de este Acuerdo nula o inválida, ello no afectará la validez y eficacia de las restantes cláusulas del mismo y las Partes contratantes se comprometen a cumplir con sus obligaciones bajo tales cláusulas no afectadas por la determinación judicial de nulidad o invalidez.

15. ENMIENDAS Y MODIFICACIONES

Este Acuerdo sólo podrá enmendarse o modificarse por escrito y por mutuo acuerdo entre las Partes.

16. NOTIFICACIONES

Cualquier notificación que deban hacerse las Partes contratantes, en conformidad con este Acuerdo, se enviará por escrito y se entenderá que la misma fue efectiva, debidamente, al momento de su entrega personal o por correo a las siguientes direcciones:

A la Autoridad: Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico
PO Box 364267
San Juan, Puerto Rico 00936-4267

Atención: _____
(Nombre Representante Autorizado)

_____
(Puesto)

Al Cliente: _____
(Nombre del Cliente)

_____
(Dirección postal)

_____
(Dirección postal)

Atención: _____
(Nombre)

Por lo cual, los comparecientes en este acto están de acuerdo en todo lo antes expuesto y por encontrarlo conforme a sus deseos, lo aceptan en todas sus partes sin reparo alguno y proceden a firmarlo en _____, Puerto Rico, hoy ____ de _____ de 20___.

Autoridad de Energía Eléctrica:

Seguro Social Patronal: 660-43-3747

_____
(Nombre Representante División Distribución Eléctrica)

_____
(Título)

_____
(Firma)

_____
(Fecha)

Cliente:

_____
(Nombre Corporación)

_____
(Seguro Social Patronal)

_____
(Nombre Representante Autorizado)

_____
(Firma)

_____
(Fecha)

En caso de que el Cliente interese participar en el Programa de Medición Neta, se requiere la siguiente aprobación:

_____
(Nombre Representante Departamento Ventas al por Mayor)

_____
(Título)

_____
(Firma)

_____
(Fecha)

Estado Libre Asociado de Puerto Rico
Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

Acuerdo para Interconectar Generadores con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y Participar en los Programas de Medición Neta
ENTIDADES GUBERNAMENTALES

COMPARECEN

DE UNA PARTE: La Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, en adelante denominada "la Autoridad", una corporación pública y entidad gubernamental del Estado Libre Asociado de Puerto Rico, creada por la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941, según enmendada, representada en este acto por su Representante Autorizado: _____ (nombre), _____ (título), de la División de Distribución Eléctrica. En aquellos proyectos donde se interese participar en uno de los Programas de Medición Neta, la Autoridad también está representada por: _____ (nombre), _____ (título), del Departamento de Ventas al por Mayor.

DE LA OTRA PARTE: _____ (nombre entidad gubernamental), en adelante denominada "el Cliente", una entidad gubernamental organizada y existente bajo las leyes del Estado Libre Asociado de Puerto Rico, representada en este acto por _____ (nombre completo), mayor de edad, _____ (estado civil), _____ (profesión) y vecino de _____ (pueblo), Puerto Rico, quien expresa estar debidamente autorizado para actuar a nombre de la entidad gubernamental.

La Autoridad y el Cliente son denominados algunas veces individualmente como "la Parte" y grupalmente como "las Partes".

CLÁUSULAS Y CONDICIONES

1. ALCANCE DEL ACUERDO

La interconexión de la generación propia del Cliente con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad (sistema de la Autoridad) y su participación voluntaria en uno de los Programas de Medición Neta, para sistemas con capacidad de hasta cinco megavatios (5MW) que utilicen fuentes renovables de energía, estará en conformidad con las disposiciones de este Acuerdo y sus anejos, que son parte esencial de los términos y condiciones siguientes:

1.1 El Cliente tiene la intención de construir, poseer, mantener y operar un sistema de generación distribuida (GD), que operará en paralelo con el sistema eléctrico de la Autoridad.

1.2 El Cliente participará en:

☐ Programa de Medición Neta Básica

☐ Programa de Medición Neta Agregada

☐ Ninguno

1.3 La Autoridad revisó previamente la solicitud de evaluación (Solicitud) correspondiente para interconectar el GD con el sistema de la Autoridad y participar en uno de los Programas de Medición Neta, si aplica, recibida el _____, con sus respectivos documentos de apoyo. La solicitud completada se incluye como Anejo 1 y queda incorporada a este Acuerdo.
(fecha)

1.4 Si el Cliente no es dueño de la propiedad donde se instalará el GD, tiene que incluir el documento Declaración Jurada del(de los) Dueño(s) de la Propiedad, juramentado ante notario público, en el que autoriza dicha instalación en su propiedad.

1.5 El Cliente tiene la intención de interconectar el GD con el sistema de la Autoridad, y ésta permitirá tal interconexión sujeta a los términos y condiciones establecidos en los siguientes documentos: (1) Reglamento para Interconectar Generadores con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y Participar en los Programas de Medición Neta (Reglamento); (2) Solicitud completada y revisada por la Autoridad; (3) Reglamento Términos y Condiciones Generales para el Suministro de Energía Eléctrica, y (4) este Acuerdo.

1.6 El GD estará permanentemente localizado en _____ _____, con número de cuenta de la Autoridad _____ y acogido a la tarifa _____. La capacidad del GD es de _____ kW AC, según se presenta en los planos endosados de las instalaciones eléctricas. Los planos endosados se incluyen como Anejo 2 y quedan incorporados a este Acuerdo.

1.7 El servicio eléctrico provisto bajo este Acuerdo será trifásico, a una frecuencia de 60 Hz y a un voltaje de _____ kilovoltios.

1.8 Este Acuerdo no constituye un convenio para la compra, transmisión o distribución de la energía del Cliente. La compra, transmisión o distribución de energía y otros servicios que el Cliente requiera se establecerán bajo otros contratos o acuerdos, según aplique.

1.9 Lo dispuesto en este Acuerdo no afectará otros acuerdos que existan entre la Autoridad y el Cliente.

2. FECHA DE EFECTIVIDAD, VIGENCIA Y TERMINACIÓN

2.1 Este Acuerdo es efectivo en la fecha en que ambas Partes lo firmen y estará vigente*:

☐ mientras el Cliente mantenga vigente con la Autoridad un Contrato para el Suministro de Energía Eléctrica en el predio donde ubica el GD.

☐ por un periodo de _____ (___) años a partir de la fecha de efectividad.

2.2 La medición y acreditación de la energía consumida y exportada por el Cliente en el Programa de Medición Neta aplicable, será efectiva al inicio del periodo de facturación posterior a la instalación o configuración del medidor. La fecha de efectividad será el _____.
(fecha)

2.3 Este Acuerdo terminará: (a) por mutuo acuerdo de las Partes, (b) si se remplaza por otro Acuerdo, (c) si el servicio eléctrico del Cliente termina o se transfiere, (d) si el Cliente incumple con alguna de las pruebas periódicas al GD, ya sean las requeridas por la Autoridad cada (5) años o las recomendadas por el manufacturero, según aplique, (e) cualquiera de las Partes incurre en incumplimiento con este Acuerdo según se establece en el Artículo 13 del mismo.

2.4 La Autoridad podrá, en cualquier momento, terminar, cancelar o acelerar el vencimiento de este Acuerdo, con notificación previa, en caso de que el Cliente incumpla con cualquiera de sus obligaciones en este Acuerdo. El ejercicio del derecho de terminar, cancelar o resolver este Acuerdo, no se entenderá que constituye una renuncia de la Autoridad a cualesquiera remedios adicionales provistos por este Acuerdo o por la ley para casos de demora o incumplimiento en las obligaciones contractuales del Cliente.

2.5 El Cliente podrá mantener la vigencia de este Acuerdo o renovarlo por periodos adicionales, si aplica, para lo cual presentará evidencia de las pruebas periódicas realizadas al GD en servicio cada cinco (5) años. Para GD a base de inversores con capacidad de hasta veinticinco kilovatios (25 kW), no se requieren estas pruebas periódicas, pero la Autoridad se reserva el derecho de inspeccionar el mismo. En estos casos, el Cliente es responsable de entregar a la Autoridad la evidencia de que realizó las pruebas recomendadas por el manufacturero o por las mejores prácticas de la industria eléctrica.

2.6 A la terminación de este Acuerdo, el Cliente desconectará permanentemente el GD del sistema de la Autoridad para evitar cualquier posibilidad de su operación en paralelo en el futuro. La Autoridad se reserva el derecho de inspeccionar la instalación del Cliente para verificar que el GD esté desconectado permanentemente. Luego de dicha desconexión, si el Cliente interesa reconectar el GD, tiene que solicitar a la Autoridad una nueva evaluación.

---

* El Cliente tiene la opción de escoger si desea un Acuerdo que permanezca vigente mientras mantenga activo el contrato de servicio de electricidad en el predio donde ubica el GD o si prefiere un término fijo establecido en años, el cual debe ser un mínimo de cinco (5) años.

2.7 En caso de que el Cliente desee desconectar permanentemente el GD del sistema de la Autoridad y dar por terminado el Acuerdo, deberá notificar por escrito su intención a la División de Distribución Eléctrica de la Autoridad con por lo menos veinte (20) días de anticipación. En aquellos casos en que el Cliente firmó el Acuerdo de forma electrónica, podrá notificar a la Autoridad su determinación de desconectarse o solicitar la terminación del Acuerdo de forma electrónica. El método de notificación que corresponda, según la forma en que se formalizó el Acuerdo, no afecta o limita las obligaciones del cliente establecidas en este Acuerdo.

3. INTERCONEXIÓN

3.1 La interconexión del GD está condicionada a que el Cliente cumpla con los requisitos del Reglamento y la Ley 114-2007, según enmendada, si aplica.

3.2 El Cliente será responsable de los costos de las mejoras necesarias para la interconexión del GD con el sistema de la Autoridad, incluyendo, pero sin limitarse a: equipos de interconexión, transformadores, interruptor manual y sistemas de protección y control, medición y seguridad, según aplique.

3.3 Durante la vigencia de este Acuerdo, el Cliente será responsable de mantener el GD en condiciones de operación, óptimas y seguras, además de reemplazar diligentemente cualquier componente del sistema que deba ser reemplazado para garantizar que la operación e interconexión del sistema no represente peligro alguno para la vida o propiedad del Cliente o de terceros, y no afecte la seguridad y confiabilidad de la red eléctrica.

3.4 Las aprobaciones que otorgue la Autoridad en conformidad con este Acuerdo no constituyen una garantía al Cliente o a un tercero con relación a la seguridad, durabilidad, confiabilidad, rendimiento o idoneidad de las instalaciones de generación del Cliente, su sistema de protección y control, o el diseño, construcción, instalación u operación de las mismas.

3.5 La Autoridad podrá instalar equipos para estudios en las instalaciones del Cliente desde el punto de entrega de la energía.

3.6 La interconexión del GD se condiciona a que no cause fluctuaciones de voltaje o frecuencia fuera de los parámetros aceptables de la Autoridad, parpadeo (*voltage flicker*), bajas de voltaje (*voltaje sags*), interrupciones, fenómenos transitorios, problemas de calidad de la señal eléctrica, interrupciones, ferroresonancia, distorsión armónica, fenómenos transitorios o cualquier condición insegura, que puedan afectar a los clientes del área, otros GD o el sistema de la Autoridad. En caso de que en cualquier momento se detecte que el GD cause alguna de estas condiciones, la Autoridad podrá requerir al Cliente que modifique su diseño, instale los equipos de protección y control necesarios, limite la operación del GD o lo desconecte del sistema de la Autoridad hasta que corrija la situación. De lo contrario, la Autoridad desconectará el GD hasta que se corrija la misma. En aquellas instalaciones que no cuenten con un interruptor

manual o que no se provea acceso al personal de la Autoridad para operar el mismo, la desconexión se realizará desde el interruptor de la subestación del Cliente (desconectivo externo Núm. 1), lo cual interrumpiría el servicio eléctrico provisto por la Autoridad al Cliente.

3.7 La Autoridad podrá desconectar el GD del sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica, o limitar su operación en cualquier momento, bajo las siguientes condiciones:

A. Sin notificación:

1) En eventos de emergencia o para corregir condiciones inseguras de operación.

2) Si se determina que el GD no cumple con los requisitos técnicos detallados en el Reglamento como por ejemplo el requisito de factor de potencia y respuesta ante variaciones en frecuencia en el punto de interconexión del GD.

B. Mediante notificación enviada en archivo digital con formato PDF con por lo menos treinta (30) días de anticipación:

1) Para realizar trabajos rutinarios de mantenimiento, reparación o modificaciones al sistema eléctrico de la Autoridad.

2) Al vencimiento o terminación de este Acuerdo.

C. Mediante notificación enviada en archivo digital con formato PDF, con por lo menos sesenta (60) días de anticipación, si se determina incumplimiento del Cliente con alguna de las disposiciones de este Reglamento que no sean requisitos técnicos. Si el Cliente no es capaz de corregir el incumplimiento dentro de los sesenta (60) días calendario, pero comienza la corrección dentro de veinte (20) días posteriores a la notificación y presenta evidencia que ha trabajado continua y diligentemente para completarla, tendrá un máximo de seis (6) meses para completar la misma.

La desconexión del GD no implica que la Autoridad cancelará de inmediato el Acuerdo. De no corregirse la condición en el tiempo indicado, la Autoridad podrá terminar el Acuerdo según se establece en el Artículo 2 de este Acuerdo. En aquellas instalaciones que no cuenten con un interruptor manual o que no se provea acceso al personal de la Autoridad para operar el mismo, la desconexión se realizará desde el interruptor de la subestación del Cliente (desconectivo externo Núm. 1), lo cual interrumpiría el servicio eléctrico provisto por la Autoridad al Cliente.

4. PARTICIPACIÓN EN LOS PROGRAMAS DE MEDICIÓN NETA

4.1 Para participar en uno de los Programas de Medición Neta, el Cliente tendrá que cumplir en todo momento con las disposiciones del Reglamento.

4.2 La interconexión del GD en paralelo con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad, no le otorga al Cliente el derecho a

utilizar su sistema para la transmisión, distribución o venta de energía a otros clientes de la Autoridad.

4.3 Programa de Medición Neta Agregada - Todos los acuerdos de servicio tienen que estar incluidos en una misma cuenta. Todas las propiedades tienen que tener servicio de electricidad al mismo nivel de voltaje. Las propiedades del Cliente a las que se va a acreditar la energía tienen que estar ubicadas en la misma localidad donde está instalado el GD o en otras localidades que se encuentren interconectadas a la misma línea eléctrica a una distancia no mayor de dos (2) millas del GD.

5. MEDICIÓN DE ENERGÍA Y FACTURACIÓN

5.1 La facturación de la energía consumida por el Cliente y el crédito por la energía que exporte se realizará a base del consumo neto y la exportación neta de energía por parte del Cliente. La energía que consuma y exporte el Cliente se medirá y acreditará de la manera descrita a continuación, excepto en aquellos casos en que alguna ley o reglamentación federal ordene lo contrario, de modo expreso y específico.

5.2 La compensación de energía será efectiva al inicio del periodo de facturación posterior a la instalación o configuración del medidor.

5.3 Para Clientes con instalaciones eléctricas existentes, el medidor tiene que estar en un lugar accesible y, de no estarlo, el Cliente estará obligado, con previa coordinación, a permitir el acceso necesario al personal de la Autoridad, según sea requerido por éste. Para los casos dónde el medidor no esté físicamente accesible, la lectura del medidor se podrá realizar remotamente. Las pruebas y lecturas a dicho medidor serán en conformidad con las prácticas de la Autoridad.En cada periodo de facturación, la Autoridad medirá la energía que consuma el Cliente y la que exporte al sistema de transmisión o subtransmisión eléctrico de la Autoridad.

5.4 Si durante el periodo de facturación, la Autoridad suministra al Cliente más energía que la que éste exporta, se le cobrará por su consumo neto (el resultado al restarle a la energía consumida por el Cliente la energía exportada por éste al sistema de la Autoridad y cualquier crédito por exportación de energía, si alguno).

5.5 Si durante el periodo de facturación, el Cliente exporta más energía que la que le suple la Autoridad, se le cobrará al Cliente la factura mínima que corresponda a la tarifa a la que está acogido. La factura mínima es la cantidad que la Autoridad cobra al Cliente que no consume electricidad durante un periodo de facturación. La Autoridad compensará al Cliente el exceso de energía durante el periodo de facturación hasta un máximo diario de cincuenta megavatios-hora (50 MWh) para Clientes conectados con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica. El crédito por exportación de energía se aplicará a la factura del próximo periodo de facturación. El exceso es la cantidad resultante cuando a la

energía exportada por el Cliente al sistema de la Autoridad y cualquier crédito por exportación de energía acumulado previamente, si alguno, se le resta la energía consumida por éste.

5.6 Cualquier crédito por exportación de energía que acumule el Cliente durante el año previo y que no se haya utilizado al cierre del periodo de facturación, en junio de cada año, se compensará de la siguiente forma:

A. La Autoridad utilizará la mayor de las siguientes cantidades: diez (10) centavos por kilovatio-hora (kWh) o la cantidad que resulte al restarle al precio total que le cobra a sus Clientes, convertido en centavos por kilovatio-hora (kWh), el cargo por ajuste, por compra de energía y combustible.

B. La Autoridad comprará al Cliente el 75% del sobrante y el 25% lo acreditará a la factura de electricidad del Departamento de Educación.

5.8 Para los clientes que participen en el Programa de Medición Neta Agregada, además de lo dispuesto en los incisos anteriores, aplica lo siguiente:

A. Propiedades ubicadas en la misma localidad – La cantidad máxima de energía a acreditarse a todos los acuerdos de servicio agregados dentro de la localidad donde ubique el GD es igual al 100% del consumo de las propiedades en el mismo. Esta energía se acreditará primero al acuerdo de servicio asociado al GD y el exceso se acreditará equitativamente al resto de los acuerdos de servicio que estén en la misma cuenta.

B. Propiedades ubicadas en localidades diferentes – La cantidad máxima de energía a acreditarse a todos los acuerdos de servicio agregados es igual al 120% del consumo de las propiedades en la localidad donde ubique el GD. Se acreditará el 100% del consumo de las propiedades en la localidad donde ubica el GD y el restante 20% de la producción de energía se acreditará equitativamente a los acuerdos de servicio en las demás localidades que estén en la misma cuenta.

6. OBLIGACIONES Y DEBERES DEL CLIENTE

6.1 El Cliente comenzará la operación en paralelo del GD con el sistema de la Autoridad, luego de que la interconexión sea aprobada por ésta, ambas Partes firmen este Acuerdo y se cumpla con cualquier otro requisito necesario para la interconexión del proyecto, tal como el Permiso de Uso para aquellos proyectos que lo requieran. La Autoridad se reserva el derecho de que un representante autorizado inspeccione la instalación del GD.

6.2 El Cliente será responsable del diseño, instalación, operación, mantenimiento y costos de:

A. El GD, el cual se instalará en conformidad con el Reglamento, *National Electrical Code* (NEC), *National Electrical Safety Code* (NESC), Reglamento para la Certificación de Planos de Proyectos de Construcción

Eléctrica y de otras leyes, política pública, reglamentos, manuales, normas, patrones, comunicados técnicos y estándares de la industria eléctrica vigentes adoptados por la Autoridad y las agencias reguladoras aplicables.

B. El sistema de protección y control para proteger su instalación y el sistema de la Autoridad de condiciones inseguras de operación, como por ejemplo: sobrecarga eléctrica, variaciones de voltajes y corrientes de falla. Si ocurre un disturbio eléctrico, los equipos de protección desconectarán el GD del sistema de la Autoridad.

C. Los equipos necesarios para cumplir con los requisitos técnicos para GD con capacidad mayor de 1 MW.

D. El interruptor manual apropiado para los niveles de voltaje y capaz de interrumpir la corriente a la cual estará expuesto, según aplique. Este interruptor proveerá para asegurar la posición de abierto con un candado de la Autoridad.

E. El sistema de interconexión requerido para conectar el GD y los equipos necesarios para mitigar los problemas de calidad de potencia que ocasione el mismo al sistema de la Autoridad o a otros clientes.

6.3 El Cliente garantizará que el GD no cause daños al servicio eléctrico ni a la calidad de la señal eléctrica de la Autoridad o de otros clientes y que el mismo no interfiera con la operación de otros GD, así como de cualquier otro equipo.

6.4 El Cliente protegerá, operará y mantendrá el GD en conformidad con aquellas prácticas y métodos, enmendados y actualizados, que se utilizan comúnmente en la ingeniería y las compañías de electricidad para garantizar una operación segura del GD.

6.5 Para proyectos con capacidad mayor de 1 MW, el Cliente también es responsable de:

A. Entregar el informe de las estrategias para cumplimiento con los requisitos técnicos del GD que incluya: descripción de la estrategia de cumplimiento del GD con el requisito de factor de potencia unitario continuo y la descripción de la estrategia de cumplimiento del GD con el requisito de respuesta ante variación en frecuencia en el punto de interconexión.

B. Proveer, instalar y mantener dos medidores de potencia en el punto de interconexión para uso exclusivo de la Autoridad; uno ubicado a la salida del GD para la medición de su producción y el otro para la medición del sistema de almacenamiento de energía en las instalaciones del GD. La Autoridad provee las especificaciones de estos medidores. Los medidores se energizarán a través de CT y VT con clasificación de precisión para medición (*metering accuracy class*). El medidor del sistema de almacenamiento de energía tiene que proveer como mínimo las siguientes señales digitales:

1) Potencia activa del sistema de almacenamiento (kW)

2) *State of charge* (SOC), lo cual es una medida del porciento de carga en el sistema de almacenamiento

3) Disponibilidad del sistema: activo/inactivo (enable/disable)

4) Energía equivalente disponible para el requisito de respuesta en frecuencia

5) Radiación solar promedio (plano inclinado)

C. Proveer, instalar y mantener el medio de comunicación para uso exclusivo de la Autoridad y los equipos de seguridad cibernética, con capacidad suficiente para poder comunicar los medidores instalados en el GD con el sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) a través del equipo más cercano conectado a la red de control de la Autoridad. La Autoridad provee las especificaciones de los equipos requeridos y tiene que aprobar los mismos antes de su compra.

6.6 Estudios y Pruebas de Aceptación:

A. Antes de operar el GD en paralelo con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad, el Cliente probará el generador, el sistema de protección y control, el interruptor de interconexión, el interruptor manual y los equipos necesarios para cumplir con los requisitos técnicos, según apliquen. La Autoridad se reserva el derecho de presenciar las pruebas. La incomparecencia de la Autoridad a las pruebas realizadas que hayan sido debidamente notificadas por el contratista, no será causa para que solicite pruebas adicionales.

B. El Cliente o su representante autorizado es responsable de entregar a la Autoridad el informe de las pruebas realizadas, certificado por un ingeniero electricista licenciado y colegiado, autorizado a ejercer la profesión de ingeniería en Puerto Rico, mediante el documento Certificación de Pruebas para Sistemas de Generación Distribuida (GD) a Interconectarse con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión de la AEE, el cual se incluye como Anejo 3 y queda incorporado a este Acuerdo.

C. Para GD que consisten de inversores que cumplen con los requisitos del estándar IEEE 1547, IEEE 519 y demás estándares aplicables en la industria, pero su diseño requiere la instalación de transformadores *step-up*, alimentadores u otros equipos para conectarse con las instalaciones privadas del Cliente, éste es responsable de realizar estudios de calidad de señal (*power quality*) en el punto de interconexión del GD y en el punto de entrega de energía de la Autoridad. Además, es responsable de realizar las mejoras o modificaciones necesarias al GD para que se cumpla en ambos puntos con los requisitos de calidad de señal (distorsión de armónicas, parpadeo, etc.) establecidos en los estándares IEEE 1547, IEEE 519 y demás estándares aplicables. Esto también aplica para GD

que consisten de generadores sincrónicos, de inducción y aerogeneradores, cuyos sistemas de protección y control y de interconexión se componen de equipos y dispositivos que no están certificados bajo los estándares IEEE 1547 y UL 1741. El Cliente tiene que entregar a la Autoridad los informes de los resultados de los estudios realizados, donde se certifique este cumplimiento. Los informes de estudios de calidad de señal se incluyen como Anejo 4 y quedan incorporados a este Acuerdo.

D. Para GD con capacidad de 1 MW o menos, la Autoridad autoriza la interconexión del GD luego de evaluar y aceptar los informes recibidos de las pruebas realizadas.

6.7 Pruebas de Aceptación Adicionales para GD con Capacidad Mayor de 1 MW:

A. El Cliente o su representante autorizado es responsable de suministrar evidencia de que el informe de las estrategias para cumplimiento de requisitos técnicos del GD entregado cumple con los requisitos técnicos de respuesta ante variaciones de frecuencia y factor de potencia unitario continuo en el punto de interconexión y de la aceptación del mismo por parte de la Autoridad. De no presentar esta evidencia, el Cliente no puede proceder con el proceso de pruebas de aceptación.

B. El Cliente o su representante autorizado tiene que presentar en la Oficina de Ingeniería de Distribución de la División de Distribución Eléctrica el procedimiento que utilizará para realizar las pruebas que demuestren el cumplimiento con los requisitos técnicos de respuesta ante variaciones de frecuencia y de factor de potencia unitario continuo en el punto de interconexión. La Autoridad evalúa este procedimiento con el objetivo de verificar si el alcance y la metodología de pruebas propuesta son adecuados para medir el cumplimiento con estos requisitos técnicos.

C. El Cliente o su representante autorizado es responsable de realizar las pruebas de aceptación al GD, según el procedimiento de pruebas evaluado y aprobado por la Autoridad, y de entregar a la Autoridad un informe sobre las mismas que evidencie y demuestre que el GD cumple con los requisitos técnicos de respuesta ante variaciones de frecuencia y factor de potencia unitario continuo en el punto de interconexión.

D. El Cliente o su representante autorizado es responsable de entregar los planos enmendados.

6.8 Pruebas y Mantenimiento a GD en Servicio:

A. Mantenimiento: Durante la vigencia del Acuerdo, el Cliente es responsable de operar, mantener y reparar todos los equipos que conforman el GD, de acuerdo con las instrucciones del fabricante, para garantizar que cumple con los estándares de la industria eléctrica aplicables. Además, tiene que realizar las pruebas a todos los componentes relacionados con la interconexión según los códigos,

estándares aplicables y las recomendaciones del fabricante. La Autoridad se reserva el derecho de requerir la evidencia del mantenimiento y reportes de pruebas del GD.

B. Pruebas Periódicas:

1) Cada cinco años el Cliente tiene que realizar las pruebas periódicas requeridas del GD, según se describen en el documento Certificación de Pruebas para Sistemas de Generación Distribuida (GD) a Interconectarse con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la AEE.

2) El Cliente o su contratista autorizado tiene que notificar de forma electrónica a la Oficina de Inspecciones de la región la fecha para realizar las pruebas con por lo menos diez días laborables de anticipación. De no estar disponible el portal cibernético, el cliente notificará mediante el documento Notificación de Pruebas del Sistema de Generación Distribuida, disponible en el portal de la Autoridad en Internet (www.aeepr.com/medicionneta).

3) La Autoridad se reserva el derecho de presenciar las pruebas. La incomparecencia de la Autoridad a las pruebas realizadas, que hayan sido debidamente notificadas por el contratista, no será causa para que solicite pruebas adicionales.

4) El Cliente proveerá a la Autoridad el informe de las pruebas periódicas, mediante el documento Certificación de Pruebas para Sistemas de Generación Distribuida (GD) a Interconectarse con el Sistema de Transmisión y Subtransmisión de la AEE, con los resultados firmados digitalmente por un ingeniero electricista licenciado y colegiado.

5) La Autoridad no requerirá pruebas periódicas a los sistemas de GD a base de inversores con capacidad de hasta 25 kW, con excepción a las pruebas recomendadas por el manufacturero o por las mejores prácticas de la industria eléctrica.

C. Previa coordinación con el Cliente, la Autoridad podrá hacer inspecciones físicas a los GD interconectados con su red eléctrica con el objetivo de verificar que éstos no hayan sido modificados sin su autorización. Las inspecciones y aprobaciones realizadas por la Autoridad no constituyen una garantía o releva de responsabilidad al Cliente de la condición de la operación o instalación del equipo.

6.9 El Cliente proveerá acceso a las instalaciones del GD para que los empleados de la Autoridad puedan ejecutar sus deberes para, sin limitarse a: (a) inspeccionar periódicamente los sistemas de medición y de protección y control; (b) leer o probar equipo de instrumentación que la Autoridad instale; (c) mantener o reparar equipo de la Autoridad; (d) desconectar el GD cuando la Autoridad: entienda que existe una emergencia; tenga que realizar trabajos; o detecte que causa fluctuaciones de voltaje o frecuencia, parpadeos o problemas

de calidad de potencia; (e) cualquier trabajo relacionado con el medidor de este no estar en un lugar accesible y (f) desconectar el GD bajo las causas de incumplimiento establecidas en el inciso 13.1 de este Acuerdo. Una vez la Autoridad desconecte el GD, el Cliente no podrá operar el mismo hasta que se corrija la condición que provocó la desconexión y la Autoridad lo apruebe. El acceso al personal de la Autoridad se coordinará previamente con el cliente, excepto cuando exista una situación de emergencia.

6.10 El Cliente tiene que proveer un medio de desconexión en el lado de voltaje AC del inversor, según establecido en el National Electrical Code (NEC). En los casos de GD con capacidad mayor de 300 kW, se requiere, además, que instale un interruptor manual externo que esté visible y accesible al personal de la Autoridad las veinticuatro horas del día, sin necesidad de la presencia del cliente u operador del equipo. De éste no estar accesible al personal de la Autoridad, el Cliente estará obligado a permitir y facilitar el acceso al interruptor, con previa coordinación con el personal de la Autoridad según requerido por ésta. En aquellas instalaciones que no cuenten con un interruptor manual o que el Cliente no provea acceso al personal de la Autoridad para operar el mismo, la desconexión se realizará desde el interruptor de la subestación del Cliente (desconectivo externo Núm. 1), en el que se desconectará tanto el GD como el servicio eléctrico que la Autoridad provee al Cliente.

6.11 Una vez la Autoridad endose los planos de instalaciones eléctricas del GD propuesto, si el Cliente desea realizar cambios o modificaciones, tiene que notificar electrónicamente y proveer documentación técnica del equipo a la Oficina de Distribución Eléctrica antes de realizar la modificación. La Autoridad evaluará los cambios al GD y determinará la acción correspondiente. Si se reemplaza el inversor, aunque éste sea de la misma capacidad, características operacionales y especificaciones técnicas del anterior, se tienen que entregar a la Autoridad los resultados certificados de las pruebas de aceptación del mismo. Si las modificaciones o cambios resultan en un aumento de capacidad de generación AC o en cambios en el tipo de tecnología del generador, el Cliente presentará una nueva Solicitud para la evaluación del proyecto propuesto. Si los cambios o modificaciones se relacionan con un aumento en capacidad de generación AC en las instalaciones del Cliente, la Autoridad determinará si éste puede continuar operando bajo este Acuerdo. Los cambios o modificaciones en el sistema de protección y control del GD los tiene que evaluar y aprobar la Autoridad. Si el Cliente modifica el GD sin el consentimiento de la Autoridad, ésta tendrá derecho a desconectar preventivamente el mismo hasta que verifique que las modificaciones no ponen en riesgo la seguridad y confiabilidad del sistema de la Autoridad.

6.12 El Cliente obtendrá y mantendrá todos los permisos e inspecciones que indican que el GD cumple con todos los códigos aplicables de construcción y seguridad.

7. SEGUROS DE RESPONSABILIDAD PÚBLICA GENERAL

7.1 El Cliente obtendrá y mantendrá vigente durante la duración de este Acuerdo una póliza de Seguro de Responsabilidad Pública General con límites de $1,000,000 por ocurrencia y $1,000,000 agregado.

7.2 Excepción – El Cliente que reciba autorización de la Autoridad para interconectar un GD a base de inversor, con capacidad menor de trescientos kilovatios (300 kW), con el sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica, está exento de una póliza de Seguro de Responsabilidad Pública General. En estos casos, el Cliente tiene que firmar un Acuerdo para la Exoneración de Requisito de Seguro.

7.3 La póliza de Responsabilidad Pública General se endosará como sigue:

A. Como asegurado adicional:

Autoridad de Energía Eléctrica

Oficina Administración de Riesgos

Apartado 364267

San Juan, PR 00936-4267

B. Un endoso que incluya este Acuerdo bajo la cubierta de responsabilidad contractual identificando las Partes de este Acuerdo.

C. Relevo de subrogación en favor de la Autoridad de Energía Eléctrica.

D. Notificación de cancelación o no renovación con treinta (30) días de anticipación y acuse de recibo a la dirección anterior.

E. La violación de cualquier garantía o condición de esta póliza no perjudicará el derecho de la Autoridad de Energía Eléctrica bajo dicha póliza.

7.4 La póliza de seguro solicitada tiene que presentarse de manera aceptable para la Autoridad. El Cliente tiene que proveer un certificado de seguro en formato digital, originado por una compañía o agencia aseguradora autorizada a realizar negocios en Puerto Rico, que describa la cubierta que mantiene. Esta certificación tiene que emitirse en el formulario *Acord*, generalmente utilizado por las aseguradoras. Además, tiene que incluir los endosos en formato digital.

7.5 Esta póliza tiene que renovarse anualmente y enviarse a la Autoridad. En caso de que no se cumpla con este requisito de renovación de la póliza, la Autoridad cancelará inmediatamente el Acuerdo.

8. CESIÓN DEL ACUERDO

En caso de que cambie el tenedor de la cuenta de servicio eléctrico en la propiedad donde se encuentre instalado el GD, el nuevo Cliente tiene que firmar un nuevo Acuerdo con la Autoridad. De esta manera, el Cliente cederá los derechos y obligaciones contraídos bajo el Acuerdo vigente al nuevo tenedor de la cuenta, sin tener que procesar una nueva solicitud de interconexión y medición neta. La Autoridad desconectará el GD hasta que el nuevo tenedor

firme el Acuerdo. De firmarse el nuevo Acuerdo al momento de la cancelación del anterior, no se requerirá desconectar el GD.

9. DERECHO APLICABLE Y TRIBUNALES COMPETENTES

Este Acuerdo estará sujeto a y se interpretará por las leyes del Estado Libre Asociado de Puerto Rico. Además, las Partes contratantes acuerdan expresamente que las controversias que surjan entre ellas en relación con este Acuerdo se regirán según lo establecido en la Sección X: Procedimiento Apelativo del Reglamento.

10. RESPONSABILIDAD

Las Partes comparecientes acuerdan que sus respectivas responsabilidades por daños y perjuicios en este Acuerdo serán según establecidas por el Código Civil de Puerto Rico y la jurisprudencia del Tribunal Supremo de Puerto Rico.

11. RELEVO DE RESPONSABILIDAD

El Cliente acuerda relevar y exonerar de responsabilidad e indemnizar a la Autoridad por todos los gastos y costos de cualquier naturaleza, incluyendo honorarios de abogado, en que ésta incurra y que se originen o surjan en relación con reclamaciones de terceras personas por daños personales, incluyendo la muerte, o por daños a la propiedad, pero cuyos daños se ocasionaron por acciones u omisiones del Cliente en el cumplimiento o incumplimiento de sus obligaciones bajo este Acuerdo. Esta disposición prevalecerá a la terminación o expiración de este Acuerdo.

12. FUERZA MAYOR

Las Partes contratantes se excusarán del cumplimiento de sus obligaciones contractuales y no serán responsables por daños y perjuicios ni por cualquier otro concepto, en la medida en que su incumplimiento se deba a un evento de fuerza mayor. Para fines de este Acuerdo, fuerza mayor significa cualquier causa no atribuible a la culpa o negligencia, y que quede fuera del control, de la Parte que reclame la ocurrencia de un evento de fuerza mayor. Fuerza mayor puede incluir, pero sin limitarse a, lo siguiente: disturbios industriales, actos del enemigo público, guerra, bloqueos, boicots, motines, insurrecciones, epidemias, terremotos, tormentas, inundaciones, disturbios civiles, cierres patronales, fuegos, explosiones, interrupción de servicios debido a acciones u omisiones de cualquier autoridad pública; disponiéndose que estos eventos, o cualquiera otro que se reclame como uno de fuerza mayor, y/o sus efectos, estén fuera del control y no sean consecuencia de la culpa o negligencia de la Parte que reclama la ocurrencia de un evento de fuerza mayor, y que dicha Parte, dentro del término de diez (10) días, contados a partir de la ocurrencia de la alegada

fuerza mayor, notifique la misma por escrito a la otra Parte describiendo los pormenores del evento y su duración estimada. El peso de la prueba, en cuanto a si ocurrió un evento de fuerza mayor o no, será de la Parte que reclame que la misma ocurrió.

13. CAUSAS DE INCUMPLIMIENTO; REMEDIOS

13.1 La violación de cualquiera de los términos y condiciones de este Acuerdo, del Reglamento o del Reglamento Términos y Condiciones Generales para el Suministro de Energía Eléctrica, le darán a la Autoridad el derecho a desconectar el GD. En aquellas instalaciones que no cuenten con un interruptor manual o que el Cliente no provea acceso al personal de la Autoridad para operar el mismo, la desconexión se realizará desde el interruptor de la subestación del Cliente (desconectivo externo Núm. 1).

13.2 No obstante lo dispuesto en este Acuerdo, la responsabilidad de cada Parte se limitará sólo a daños directos y en ningún momento las Partes serán responsables por los daños incidentales, punitivos, resultantes o indirectos.

13.3 La Autoridad no será responsable de los daños por fluctuaciones o interrupciones del sistema de la Autoridad. Esta disposición prevalecerá al vencimiento o terminación de este Acuerdo.

14. SEPARABILIDAD

Si algún tribunal con jurisdicción y competencia declara alguna de las cláusulas de este Acuerdo nula o inválida, ello no afectará la validez y eficacia de las restantes cláusulas del mismo y las Partes contratantes se comprometen a cumplir con sus obligaciones bajo tales cláusulas no afectadas por la determinación judicial de nulidad o invalidez.

15. ENMIENDAS Y MODIFICACIONES

Este Acuerdo sólo podrá enmendarse o modificarse por escrito y por mutuo acuerdo entre las Partes.

16. NOTIFICACIONES

Cualquier notificación que deban hacerse las Partes contratantes, en conformidad con este Acuerdo, se enviará por escrito y se entenderá que la misma fue efectiva, debidamente, al momento de su entrega personal o por correo a las siguientes direcciones:

A la Autoridad: Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico
PO Box 364267
San Juan, Puerto Rico 00936-4267

Atención: _____
(Nombre Representante Autorizado)

_____
(Puesto)

Al Cliente: _____
(Nombre del Cliente)

_____
(Dirección postal)

_____
(Dirección postal)

Atención: _____
(Nombre)

Por lo cual, los comparecientes en este acto están de acuerdo en todo lo antes expuesto y por encontrarlo conforme a sus deseos, lo aceptan en todas sus partes sin reparo alguno y proceden a firmarlo en _____, Puerto Rico, hoy ____ de _____ de 20___.

Autoridad de Energía Eléctrica:

Seguro Social Patronal: 660-43-3747

_____
(Nombre Representante División Distribución Eléctrica)

_____
(Título)

_____
(Firma)

_____
(Fecha)

Cliente:

_____
(Nombre Entidad Gubernamental)

_____
(Seguro Social Patronal)

_____
(Nombre Representante Autorizado)

_____
(Firma)

_____
(Fecha)

En caso de que el Cliente interese participar en el Programa de Medición Neta, se requiere la siguiente aprobación:

_____
(Nombre Representante Departamento Ventas al por Mayor)

_____
(Título)

_____
(Firma)

_____
(Fecha)

Estado Libre Asociado de Puerto Rico
Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

Acuerdo para Interconectar Generadores con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y Participar en los Programas de Medición Neta
MUNICIPIOS

COMPARECEN

DE UNA PARTE: La Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, en adelante denominada "la Autoridad", una corporación pública y entidad gubernamental del Estado Libre Asociado de Puerto Rico, creada por la Ley Núm. 83 de 2 de mayo de 1941, según enmendada, representada en este acto por su Representante Autorizado: _____ (nombre), _____ (título), de la División de Distribución Eléctrica. En aquellos proyectos donde se interese participar en el Programa de Medición Neta, la Autoridad también está representada por: _____ (nombre), _____ (título), del Departamento de Ventas al por Mayor.

DE LA OTRA PARTE: El Gobierno Municipal de _____, en adelante denominado "el Cliente", representado en este acto por su Alcalde, Hon._____ (nombre completo), mayor de edad, _____ (estado civil), quien comparece en conformidad con las facultades que le confiere la Ley de Municipios Autónomos, Ley Núm. 81 del 30 de agosto de 1991, según enmendada, y la _____ (Ordenanza o Resolución) Núm. _____ (fecha) del _____ (fecha).

La Autoridad y el Cliente son denominados algunas veces individualmente como "la Parte" y grupalmente como "las Partes".

CLÁUSULAS Y CONDICIONES

1. ALCANCE DEL ACUERDO

La interconexión de la generación propia del Cliente con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad (sistema de la Autoridad) y su participación voluntaria en uno de los Programas de Medición Neta, para sistemas con capacidad de hasta cinco megavatios (5 MW) que utilicen fuentes renovables de energía, estará en conformidad con las disposiciones de este Acuerdo y sus anejos, que son parte esencial de los términos y condiciones siguientes:

1.1 El Cliente tiene la intención de construir, poseer, mantener y operar un sistema de generación distribuida (GD), que operará en paralelo con el sistema eléctrico de la Autoridad.

1.2 El Cliente participará en:

☐ Programa de Medición Neta Básica

☐ Programa de Medición Neta Agregada

☐ Ninguno

1.3 La Autoridad revisó previamente la solicitud de evaluación (Solicitud) correspondiente para interconectar el GD con el sistema de la Autoridad y participar en uno de los Programas de Medición Neta, si aplica, recibida el _____, con sus respectivos documentos de apoyo. La solicitud completada se incluye como Anejo 1 y queda incorporada a este Acuerdo.
(fecha)

1.4 Si el Cliente no es dueño de la propiedad donde se instalará el GD, tiene que incluir el documento Declaración Jurada del(de los) Dueño(s) de la Propiedad, juramentado ante notario público, en el que autoriza dicha instalación en su propiedad.

1.5 El Cliente tiene la intención de interconectar el GD con el sistema de la Autoridad, y ésta permitirá tal interconexión sujeta a los términos y condiciones establecidos en los siguientes documentos: (1) Reglamento para Interconectar Generadores con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la Autoridad de Energía Eléctrica y Participar en los Programas de Medición Neta (Reglamento); (2) Solicitud completada y revisada por la Autoridad; (3) Reglamento Términos y Condiciones Generales para el Suministro de Energía Eléctrica, y (4) este Acuerdo.

1.6 El GD estará permanentemente localizado en _____ _____, con número de cuenta de la Autoridad _____ y acogido a la tarifa _____. La capacidad del GD es de _____ kW AC, según se presenta en los planos endosados de las instalaciones eléctricas. Los planos endosados se incluyen como Anejo 2 y quedan incorporados a este Acuerdo.

1.7 El servicio eléctrico provisto bajo este Acuerdo será trifásico, a una frecuencia de 60 Hz y a un voltaje de _____ kilovoltios.

1.8 Este Acuerdo no constituye un convenio para la compra, transmisión o distribución de la energía del Cliente. La compra, transmisión o distribución de energía y otros servicios que el Cliente requiera se establecerán bajo otros contratos o acuerdos, según aplique.

1.9 Lo dispuesto en este Acuerdo no afectará otros acuerdos que existan entre la Autoridad y el Cliente.

2. FECHA DE EFECTIVIDAD, VIGENCIA Y TERMINACIÓN

2.1 Este Acuerdo es efectivo en la fecha en que ambas Partes lo firmen y estará vigente*:

☐ mientras el Cliente mantenga vigente con la Autoridad un Contrato para el Suministro de Energía Eléctrica en el predio donde ubica el GD.

☐ por un periodo de _____ (___) años a partir de la fecha de efectividad.

2.2 La medición y acreditación de la energía consumida y exportada por el Cliente en el Programa de Medición Neta aplicable, será efectiva al inicio del periodo de facturación posterior a la instalación o configuración del medidor. La fecha de efectividad será el _____.
(fecha)

2.3 Este Acuerdo terminará: (a) por mutuo acuerdo de las Partes, (b) si se remplaza por otro Acuerdo, (c) si el servicio eléctrico del Cliente termina o se transfiere, (d) si el Cliente incumple con alguna de las pruebas periódicas al GD ya sean las requeridas por la Autoridad cada cinco (5) años o las recomendadas por el manufacturero, según aplique, (e) cualquiera de las Partes incurre en incumplimiento con este Acuerdo según se establece en el Artículo 13 del mismo.

2.4 La Autoridad podrá, en cualquier momento, terminar, cancelar o acelerar el vencimiento de este Acuerdo, con notificación previa, en caso de que el Cliente incumpla con cualquiera de sus obligaciones en este Acuerdo. El ejercicio del derecho de terminar, cancelar o resolver este Acuerdo, no se entenderá que constituye una renuncia de la Autoridad a cualesquiera remedios adicionales provistos por este Acuerdo o por la ley para casos de demora o incumplimiento en las obligaciones contractuales del Cliente.

2.5 El Cliente podrá mantener la vigencia de este Acuerdo o renovarlo por periodos adicionales, si aplica, para lo cual presentará evidencia de las pruebas periódicas realizadas al GD en servicio cada cinco (5) años. Para GD a base de inversores con capacidad de hasta veinticinco kilovatios (25 kW), no se requieren estas pruebas periódicas, pero la Autoridad se reserva el derecho de inspeccionar el mismo. En estos casos, el Cliente es responsable de entregar a la Autoridad la evidencia de que realizó las pruebas recomendadas por el manufacturero o por las mejores prácticas de la industria eléctrica.

2.6 A la terminación de este Acuerdo, el Cliente desconectará permanentemente el GD del sistema de la Autoridad para evitar cualquier posibilidad de su operación en paralelo en el futuro. La Autoridad se reserva el derecho de inspeccionar la instalación del Cliente para verificar que el GD esté desconectado permanentemente. Luego de dicha desconexión, si el Cliente interesa reconectar el GD, tiene que solicitar a la Autoridad una nueva evaluación.

---

* El Cliente tiene la opción de escoger si desea un Acuerdo que permanezca vigente mientras mantenga activo el contrato de servicio de electricidad en el predio donde ubica el GD o si prefiere un término fijo establecido en años, el cual debe ser un mínimo de cinco (5) años.

2.7 En caso de que el Cliente desee desconectar permanentemente el GD del sistema de la Autoridad y dar por terminado el Acuerdo, deberá notificar por escrito su intención a la División de Distribución Eléctrica de la Autoridad con por lo menos veinte (20) días de anticipación. En aquellos casos en que el Cliente firmó el Acuerdo de forma electrónica, podrá notificar a la Autoridad su determinación de desconectarse o solicitar la terminación del Acuerdo de forma electrónica. El método de notificación que corresponda, según la forma en que se formalizó el Acuerdo, no afecta o limita las obligaciones del cliente establecidas en este Acuerdo.

3. INTERCONEXIÓN

3.1 La interconexión del GD está condicionada a que el Cliente cumpla con los requisitos del Reglamento y la Ley 114-2007, según enmendada, si aplica.

3.2 El Cliente será responsable de los costos de las mejoras necesarias para la interconexión del GD con el sistema de la Autoridad, incluyendo, pero sin limitarse a: equipos de interconexión, transformadores, interruptor manual y sistemas de protección y control, medición y seguridad, según aplique.

3.3 Durante la vigencia de este Acuerdo, el Cliente será responsable de mantener el GD en condiciones de operación, óptimas y seguras, además de reemplazar diligentemente cualquier componente del sistema que deba ser reemplazado para garantizar que la operación e interconexión del sistema no represente peligro alguno para la vida o propiedad del Cliente o de terceros, y no afecte la seguridad y confiabilidad de la red eléctrica.

3.4 Las aprobaciones que otorgue la Autoridad en conformidad con este Acuerdo no constituyen una garantía al Cliente o a un tercero con relación a la seguridad, durabilidad, confiabilidad, rendimiento o idoneidad de las instalaciones de generación del Cliente, su sistema de protección y control, o el diseño, construcción, instalación u operación de las mismas.

3.5 La Autoridad podrá instalar equipos para estudios en las instalaciones del Cliente desde el punto de entrega de la energía.

3.6 La interconexión del GD se condiciona a que no cause fluctuaciones de voltaje o frecuencia fuera de los parámetros aceptables de la Autoridad, parpadeo (*voltage flicker*), bajas de voltaje (*voltaje sags*), interrupciones, fenómenos transitorios, problemas de calidad de la señal eléctrica, interrupciones, ferroresonancia, distorsión armónica, fenómenos transitorios o cualquier condición insegura, que puedan afectar a los clientes del área, otros GD o el sistema de la Autoridad. En caso de que en cualquier momento se detecte que el GD cause alguna de estas condiciones, la Autoridad podrá requerir al Cliente que modifique su diseño, instale los equipos de protección y control necesarios, limite la operación del GD o lo desconecte del sistema de la Autoridad hasta que corrija la situación. De lo contrario, la Autoridad desconectará el GD hasta que se corrija la misma. En aquellas instalaciones que no cuenten con un interruptor

manual o que no se provea acceso al personal de la Autoridad para operar el mismo, la desconexión se realizará desde el interruptor de la subestación del Cliente (desconectivo externo Núm. 1), lo cual interrumpiría el servicio eléctrico provisto por la Autoridad al cliente.

3.7 La Autoridad podrá desconectar el GD del sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica, o limitar su operación en cualquier momento, bajo las siguientes condiciones:

A. Sin notificación:

1) En eventos de emergencia o para corregir condiciones inseguras de operación.

2) Si se determina que el GD no cumple con los requisitos técnicos detallados en el Reglamento como por ejemplo el requisito de factor de potencia unitario y respuesta ante variación de frecuencia en el punto de interconexión del GD.

B. Mediante notificación enviada en archivo digital con formato PDF con por lo menos treinta (30) días de anticipación:

1) Para realizar trabajos rutinarios de mantenimiento, reparación o modificaciones al sistema eléctrico de la Autoridad.

2) Al vencimiento o terminación de este Acuerdo.

C. Mediante notificación enviada en archivo digital con formato PDF, con por lo menos sesenta (60) días de anticipación, si se determina incumplimiento del Cliente con alguna de las disposiciones de este Reglamento que no sean requisitos técnicos. Si el Cliente no es capaz de corregir el incumplimiento dentro de los sesenta (60) días calendario, pero comienza la corrección dentro de veinte (20) días posteriores a la notificación y presenta evidencia que ha trabajado continua y diligentemente para completarla, tendrá un máximo de seis (6) meses para completar la misma.

La desconexión del GD no implica que la Autoridad cancelará de inmediato el Acuerdo. De no corregirse la condición en el tiempo indicado, la Autoridad podrá terminar el Acuerdo según se establece en el Artículo 2 de este Acuerdo. En aquellas instalaciones que no cuenten con un interruptor manual o que no se provea acceso al personal de la Autoridad para operar el mismo, la desconexión se realizará desde el interruptor de la subestación del Cliente (desconectivo externo Núm. 1), lo cual interrumpiría el servicio eléctrico provisto por la Autoridad al Cliente.

4. PARTICIPACIÓN EN LOS PROGRAMAS DE MEDICIÓN NETA

4.1 Para participar en uno de los Programas de Medición Neta, el Cliente tendrá que cumplir en todo momento con las disposiciones del Reglamento.

4.2 La interconexión del GD en paralelo con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad, no le otorga al Cliente el derecho a

utilizar su sistema para la transmisión, distribución o venta de energía a otros clientes de la Autoridad.

4.3 Programa de Medición Neta Agregada - Todos los acuerdos de servicio tienen que estar incluidos en una misma cuenta. Todas las propiedades tienen que tener servicio de electricidad al mismo nivel de voltaje. Las propiedades del Cliente a las que se va a acreditar la energía tienen que estar ubicadas en la misma localidad donde está instalado el GD o en otras localidades que se encuentren interconectadas a la misma línea eléctrica a una distancia no mayor de dos (2) millas del GD.

5. MEDICIÓN DE ENERGÍA Y FACTURACIÓN

5.1 La facturación de la energía consumida por el Cliente y el crédito por la energía que exporte se realizará a base del consumo neto y la exportación neta de energía por parte del Cliente. La energía que consuma y exporte el Cliente se medirá y acreditará de la manera descrita a continuación, excepto en aquellos casos en que alguna ley o reglamentación federal ordene lo contrario, de modo expreso y específico.

5.1 La compensación de energía será efectiva al inicio del periodo de facturación posterior a la instalación o configuración del medidor.

5.2 Para Clientes con instalaciones eléctricas existentes, el medidor tiene que estar en un lugar accesible y, de no estarlo, el Cliente estará obligado, con previa coordinación, a permitir el acceso necesario al personal de la Autoridad, según sea requerido por éste. Para los casos dónde el medidor no esté físicamente accesible, la lectura del medidor se podrá realizar remotamente. Las pruebas y lecturas a dicho medidor serán en conformidad con las prácticas de la Autoridad.

5.3 En cada periodo de facturación, la Autoridad medirá la energía que consuma el Cliente y la que exporte al sistema de transmisión o subtransmisión eléctrico de la Autoridad.

5.4 Si durante el periodo de facturación, la Autoridad suministra al Cliente más energía que la que éste exporta, se le cobrará por su consumo neto (el resultado al restarle a la energía consumida por el Cliente la energía exportada por éste al sistema de la Autoridad y cualquier crédito por exportación de energía, si alguno).

5.5 Si durante el periodo de facturación, el Cliente exporta más energía que la que le suple la Autoridad, se le cobrará al Cliente la factura mínima que corresponda a la tarifa a la que está acogido. La factura mínima es la cantidad que la Autoridad cobra al Cliente que no consume electricidad durante un periodo de facturación. La Autoridad compensará al Cliente el exceso de energía durante el periodo de facturación hasta un máximo diario de cincuenta megavatios-hora (50 MWh) para Clientes conectados con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica. El crédito por exportación de energía se aplicará a la factura del próximo periodo de facturación. El exceso es la cantidad resultante cuando a la

energía exportada por el Cliente al sistema de la Autoridad y cualquier crédito por exportación de energía acumulado previamente, si alguno, se le resta la energía consumida por éste.

5.6 Cualquier crédito por exportación de energía que acumule el Cliente durante el año previo y que no se haya utilizado al cierre del periodo de facturación, en junio de cada año, se compensará de la siguiente forma:

A. La Autoridad utilizará la mayor de las siguientes cantidades: diez (10) centavos por kilovatio-hora (kWh) o la cantidad que resulte al restarle al precio total que le cobra a sus Clientes, convertido en centavos por kilovatio-hora (kWh), el cargo por ajuste, por compra de energía y combustible.

B. La Autoridad comprará al Cliente el 75% del sobrante y el 25% lo acreditará a la factura de electricidad del Departamento de Educación.

5.8 Para los clientes que participen en el Programa de Medición Neta Agregada, además de lo dispuesto en los incisos anteriores, aplica lo siguiente:

A. Propiedades ubicadas en la misma localidad – La cantidad máxima de energía a acreditarse a todos los acuerdos de servicio agregados dentro de la localidad donde ubique el GD es igual al 100% del consumo de las propiedades en el mismo. Esta energía se acreditará primero al acuerdo de servicio asociado al GD y el exceso se acreditará equitativamente al resto de los acuerdos de servicio que estén en la misma cuenta.

B. Propiedades ubicadas en localidades diferentes – La cantidad máxima de energía a acreditarse a todos los acuerdos de servicio agregados es igual al 120% del consumo de las propiedades en la localidad donde ubique el GD. Se acreditará el 100% del consumo de las propiedades en la localidad donde ubica el GD y el restante 20% de la producción de energía se acreditará equitativamente a los acuerdos de servicio en las demás localidades que estén en la misma cuenta.

6. OBLIGACIONES Y DEBERES DEL CLIENTE

6.1 El Cliente comenzará la operación en paralelo del GD con el sistema de la Autoridad, luego de que la interconexión sea aprobada por ésta, ambas Partes firmen este Acuerdo y se cumpla con cualquier otro requisito necesario para la interconexión del proyecto, tal como el Permiso de Uso para aquellos proyectos que lo requieran. La Autoridad se reserva el derecho de que un representante autorizado inspeccione la instalación del GD.

6.2 El Cliente será responsable del diseño, instalación, operación, mantenimiento y costos de:

A. El GD, el cual se instalará en conformidad con el Reglamento, *National Electrical Code* (NEC), *National Electrical Safety Code* (NESC), Reglamento para la Certificación de Planos de Proyectos de Construcción

Eléctrica y de otras leyes, política pública, reglamentos, manuales, normas, patrones, comunicados técnicos y estándares de la industria eléctrica vigentes adoptados por la Autoridad y las agencias reguladoras aplicables.

B. El sistema de protección y control para proteger su instalación y el sistema de la Autoridad de condiciones inseguras de operación, como por ejemplo: sobrecarga eléctrica, variaciones de voltajes y corrientes de falla. Si ocurre un disturbio eléctrico, los equipos de protección desconectarán el GD del sistema de la Autoridad.

C. Los equipos necesarios para cumplir con los requisitos técnicos para GD con capacidad mayor de 1 MW.

D. El interruptor manual apropiado para los niveles de voltaje y capaz de interrumpir la corriente a la cual estará expuesto, según aplique. Este interruptor proveerá para asegurar la posición de abierto con un candado de la Autoridad.

E. El sistema de interconexión requerido para conectar el GD y los equipos necesarios para mitigar los problemas de calidad de potencia que ocasione el mismo al sistema de la Autoridad o a otros clientes.

6.3 El Cliente garantizará que el GD no cause daños al servicio eléctrico ni a la calidad de la señal eléctrica de la Autoridad o de otros clientes y que el mismo no interfiera con la operación de otros GD, así como de cualquier otro equipo.

6.4 El Cliente protegerá, operará y mantendrá el GD en conformidad con aquellas prácticas y métodos, enmendados y actualizados, que se utilizan comúnmente en la ingeniería y las compañías de electricidad para garantizar una operación segura del GD.

6.5 Para proyectos con capacidad mayor de 1 MW, el Cliente también es responsable de:

A. Entregar el informe de las estrategias para cumplimiento con los requisitos técnicos del GD que incluya: descripción de la estrategia de cumplimiento del GD con el requisito de factor de potencia unitario continuo y la descripción de la estrategia de cumplimiento con el requisito de respuesta ante variación en frecuencia en el punto de interconexión y la certificación de cumplimiento de requisitos técnicos del GD.

B. Proveer, instalar y mantener dos medidores de potencia en el punto de interconexión para uso exclusivo de la Autoridad; uno ubicado a la salida del GD para la medición de su producción y el otro para la medición del sistema de almacenamiento de energía en las instalaciones del GD. La Autoridad provee las especificaciones de estos medidores. Los medidores se energizarán a través de CT y VT con clasificación de precisión para medición (*metering accuracy class*). El medidor del sistema de almacenamiento de energía tiene que proveer como mínimo las siguientes señales digitales:

1) Potencia activa del sistema de almacenamiento (kW)

2) *State of charge* (SOC), lo cual es una medida del porciento de carga en el sistema de almacenamiento

3) Disponibilidad del sistema: activo/inactivo (enable/disable)

4) Energía equivalente disponible para el requisito de respuesta en frecuencia

5) Radiación solar promedio (plano inclinado)

C. Proveer, instalar y mantener el medio de comunicación para uso exclusivo de la Autoridad y los equipos de seguridad cibernética, con capacidad suficiente para poder comunicar los medidores instalados en el GD con el sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) a través del equipo más cercano conectado a la red de control de la Autoridad. La Autoridad provee las especificaciones de los equipos requeridos y tiene que aprobar los mismos antes de su compra.

6.6 Estudios y Pruebas de Aceptación:

A. Antes de operar el GD en paralelo con el sistema de transmisión o subtransmisión eléctrica de la Autoridad, el Cliente probará el generador, el sistema de protección y control, el interruptor de interconexión, el interruptor manual y los equipos necesarios para cumplir con los requisitos técnicos, según apliquen. La Autoridad se reserva el derecho de presenciar las pruebas. La incomparecencia de la Autoridad a las pruebas realizadas que hayan sido debidamente notificadas por el contratista, no será causa para que solicite pruebas adicionales.

B. El Cliente o su representante autorizado es responsable de entregar a la Autoridad el informe de las pruebas realizadas, certificado por un ingeniero electricista licenciado y colegiado, autorizado a ejercer la profesión de ingeniería en Puerto Rico, mediante el documento Certificación de Pruebas para Sistemas de Generación Distribuida (GD) a Interconectarse con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión de la AEE, el cual se incluye como Anejo 3 y queda incorporado a este Acuerdo.

C. Para GD que consisten de inversores que cumplen con los requisitos del estándar IEEE 1547, IEEE 519 y demás estándares aplicables en la industria, pero su diseño requiere la instalación de transformadores *step-up*, alimentadores u otros equipos para conectarse con las instalaciones privadas del Cliente, éste es responsable de realizar estudios de calidad de señal (*power quality*) en el punto de interconexión del GD y en el punto de entrega de energía de la Autoridad. Además, es responsable de realizar las mejoras o modificaciones necesarias al GD para que se cumpla en ambos puntos con los requisitos de calidad de señal (distorsión de armónicas, parpadeo, etc.) establecidos en los estándares IEEE 1547, IEEE 519 y demás estándares aplicables. Esto también aplica para GD

que consisten de generadores sincrónicos, de inducción y aerogeneradores, cuyos sistemas de protección y control y de interconexión se componen de equipos y dispositivos que no están certificados bajo los estándares IEEE 1547 y UL 1741. El Cliente tiene que entregar a la Autoridad los informes de los resultados de los estudios realizados, donde se certifique este cumplimiento. Los informes de estudios de calidad de señal se incluyen como Anejo 4 y quedan incorporados a este Acuerdo.

D. Para GD con capacidad de 1 MW o menos, la Autoridad autoriza la interconexión del GD luego de evaluar y aceptar los informes recibidos de las pruebas realizadas.

6.7 Pruebas de Aceptación Adicionales para GD con Capacidad Mayor de 1 MW:

A. El Cliente o su representante autorizado es responsable de suministrar evidencia de que el informe de estrategias de cumplimiento de requisitos técnicos del GD entregado cumple con los requisitos técnicos de respuesta ante variaciones de frecuencia y factor de potencia unitario continuo en el punto de interconexión y de la aceptación del mismo por parte de la Autoridad. De no presentar esta evidencia, el Cliente no puede proceder con el proceso de pruebas de aceptación.

B. El Cliente o su representante autorizado tiene que presentar en la Oficina de Ingeniería de Distribución de la División de Distribución Eléctrica el procedimiento que utilizará para realizar las pruebas que demuestren el cumplimiento con los requisitos técnicos de respuesta ante variaciones de frecuencia y de factor de potencia unitario continuo en el punto de interconexión. La Autoridad evalúa este procedimiento con el objetivo de verificar si el alcance y la metodología de pruebas propuesta son adecuados para medir el cumplimiento con estos requisitos técnicos.

C. El Cliente o su representante autorizado es responsable de realizar las pruebas de aceptación al GD, según el procedimiento de pruebas evaluado y aprobado por la Autoridad, y de entregar a la Autoridad un informe sobre las mismas que evidencie y demuestre que el GD cumple con los requisitos técnicos de respuesta ante variaciones de frecuencia y factor de potencia unitario continuo en el punto de interconexión.

D. El Cliente o su representante autorizado es responsable de entregar los planos enmendados.

6.8 Pruebas y Mantenimiento a GD en Servicio:

A. Mantenimiento: Durante la vigencia del Acuerdo, el Cliente es responsable de operar, mantener y reparar todos los equipos que conforman el GD, de acuerdo con las instrucciones del fabricante, para garantizar que cumple con los estándares de la industria eléctrica aplicables. Además, tiene que realizar las pruebas a todos los componentes relacionados con la interconexión según los códigos,

estándares aplicables y las recomendaciones del fabricante. La Autoridad se reserva el derecho de requerir la evidencia del mantenimiento y reportes de pruebas del GD.

B. Pruebas Periódicas:

1) Cada cinco años el Cliente tiene que realizar las pruebas periódicas requeridas del GD, según se describen en el documento Certificación de Pruebas para Sistemas de Generación Distribuida (GD) a Interconectarse con el Sistema de Transmisión o Subtransmisión Eléctrica de la AEE.

2) El Cliente o su contratista autorizado tiene que notificar de forma electrónica a la Oficina de Inspecciones de la región la fecha para realizar las pruebas con por lo menos diez días laborables de anticipación. De no estar disponible el portal cibernético, el cliente notificará mediante el documento Notificación de Pruebas del Sistema de Generación Distribuida, disponible en el portal de la Autoridad en Internet (www.aeepr.com/medicionneta).

3) La Autoridad se reserva el derecho de presenciar las pruebas. La incomparecencia de la Autoridad a las pruebas realizadas, que hayan sido debidamente notificadas por el contratista, no será causa para que solicite pruebas adicionales.

4) El Cliente proveerá a la Autoridad el informe de las pruebas periódicas, mediante el documento Certificación de Pruebas para Sistemas de Generación Distribuida (GD) a Interconectarse con el Sistema de Transmisión y Subtransmisión de la AEE, con los resultados firmados digitalmente por un ingeniero electricista licenciado y colegiado.

5) La Autoridad no requerirá pruebas periódicas a los sistemas de GD a base de inversores con capacidad de hasta 25 kW, con excepción a las pruebas recomendadas por el manufacturero o por las mejores prácticas de la industria eléctrica.

C. Previa coordinación con el Cliente, la Autoridad podrá hacer inspecciones físicas a los GD interconectados con su red eléctrica con el objetivo de verificar que éstos no hayan sido modificados sin su autorización. Las inspecciones y aprobaciones realizadas por la Autoridad no constituyen una garantía o releva de responsabilidad al Cliente de la condición de la operación o instalación del equipo.

6.9 El Cliente proveerá acceso a las instalaciones del GD para que los empleados de la Autoridad puedan ejecutar sus deberes para, sin limitarse a: (a) inspeccionar periódicamente los sistemas de medición y de protección y control; (b) leer o probar equipo de instrumentación que la Autoridad instale; (c) mantener o reparar equipo de la Autoridad; (d) desconectar el GD cuando la Autoridad: entienda que existe una emergencia; tenga que realizar trabajos; o detecte que causa fluctuaciones de voltaje o frecuencia, parpadeos o problemas

de calidad de potencia (e) cualquier trabajo relacionado con el medidor de este no estar en un lugar accesible y (f) desconectar el GD bajo las causas de incumplimiento establecidas en el inciso 13.1 de este Acuerdo. Una vez la Autoridad desconecte el GD, el Cliente no podrá operar el mismo hasta que se corrija la condición que provocó la desconexión y la Autoridad lo apruebe. El acceso al personal de la Autoridad se coordinará previamente con el Cliente, excepto cuando exista una situación de emergencia.

6.10 El Cliente tiene que proveer un medio de desconexión en el lado de voltaje AC del inversor, según establecido en el National Electrical Code (NEC). En los casos de GD con capacidad mayor de 300 kW, se requiere, además, que instale un interruptor manual externo que esté visible y accesible al personal de la Autoridad las veinticuatro horas del día, sin necesidad de la presencia del cliente u operador del equipo. De éste no estar accesible al personal de la Autoridad, el Cliente estará obligado a permitir y facilitar el acceso al interruptor, con previa coordinación con el personal de la Autoridad según requerido por ésta. En aquellas instalaciones que no cuenten con un interruptor manual o que el Cliente no provea acceso al personal de la Autoridad para operar el mismo, la desconexión se realizará desde el interruptor de la subestación del Cliente (desconectivo externo Núm. 1), en el que se desconectará tanto el GD como el servicio eléctrico que la Autoridad provee al Cliente.

6.11 Una vez la Autoridad endose los planos de instalaciones eléctricas del GD propuesto, si el Cliente desea realizar cambios o modificaciones, tiene que notificar electrónicamente y proveer documentación técnica del equipo a la Oficina de Distribución Eléctrica antes de realizar la modificación. La Autoridad evaluará los cambios al GD y determinará la acción correspondiente. Si se reemplaza el inversor, aunque éste sea de la misma capacidad, características operacionales y especificaciones técnicas del anterior, se tienen que entregar a la Autoridad los resultados certificados de las pruebas de aceptación del mismo. Si las modificaciones o cambios resultan en un aumento de capacidad de generación AC o en cambios en el tipo de tecnología del generador, el Cliente presentará una nueva Solicitud para la evaluación del proyecto propuesto. Si los cambios o modificaciones se relacionan con un aumento en capacidad de generación AC en las instalaciones del Cliente, la Autoridad determinará si éste puede continuar operando bajo este Acuerdo. Los cambios o modificaciones en el sistema de protección y control del GD los tiene que evaluar y aprobar la Autoridad. Si el Cliente modifica el GD sin el consentimiento de la Autoridad, ésta tendrá derecho a desconectar preventivamente el mismo hasta que verifique que las modificaciones no ponen en riesgo la seguridad y confiabilidad del sistema de la Autoridad.

6.12 El Cliente obtendrá y mantendrá todos los permisos e inspecciones que indican que el GD cumple con todos los códigos aplicables de construcción y seguridad.

7. SEGUROS DE RESPONSABILIDAD PÚBLICA GENERAL

7.1 El Cliente obtendrá y mantendrá vigente durante la duración de este Acuerdo una póliza de Seguro de Responsabilidad Pública General con límites de $1,000,000 por ocurrencia y $1,000,000 agregado.

7.2 Excepción – El Cliente que reciba autorización de la Autoridad para interconectar un GD a base de inversor, con capacidad menor de trescientos kilovatios (300 kW), con el sistema de transmisión y subtransmisión eléctrica, está exento de una póliza de Seguro de Responsabilidad Pública General. En estos casos, el Cliente tiene que firmar un Acuerdo para la Exoneración de Requisito de Seguro.

7.3 La póliza de Responsabilidad Pública General se endosará como sigue:

A. Como asegurado adicional:

Autoridad de Energía Eléctrica

Oficina Administración de Riesgos

Apartado 364267

San Juan, PR 00936-4267

B. Un endoso que incluya este Acuerdo bajo la cubierta de responsabilidad contractual identificando las Partes de este Acuerdo.

C. Relevo de subrogación en favor de la Autoridad de Energía Eléctrica.

D. Notificación de cancelación o no renovación con treinta (30) días de anticipación y acuse de recibo a la dirección anterior.

E. La violación de cualquier garantía o condición de esta póliza no perjudicará el derecho de la Autoridad de Energía Eléctrica bajo dicha póliza.

7.4 La póliza de seguro solicitada tiene que presentarse de manera aceptable para la Autoridad. El Cliente tiene que proveer un certificado de seguro en formato digital, originado por una compañía o agencia aseguradora autorizada a realizar negocios en Puerto Rico, que describa la cubierta que mantiene. Esta certificación tiene que emitirse en el formulario *Acord*, generalmente utilizado por las aseguradoras. Además, tiene que incluir los endosos en formato digital.

7.5 Esta póliza tiene que renovarse anualmente y enviarse a la Autoridad. En caso de que no se cumpla con este requisito de renovación de la póliza, la Autoridad cancelará inmediatamente el Acuerdo.

8. CESIÓN DEL ACUERDO

En caso de que cambie el tenedor de la cuenta de servicio eléctrico en la propiedad donde se encuentre instalado el GD, el nuevo Cliente tiene que firmar un nuevo Acuerdo con la Autoridad. De esta manera, el Cliente cederá los derechos y obligaciones contraídos bajo el Acuerdo vigente al nuevo tenedor de la cuenta, sin tener que procesar una nueva solicitud de interconexión y medición neta. La Autoridad desconectará el GD hasta que el nuevo tenedor

firme el Acuerdo. De firmarse el nuevo Acuerdo al momento de la cancelación del anterior, no se requerirá desconectar el GD.

9. DERECHO APLICABLE Y TRIBUNALES COMPETENTES

Este Acuerdo estará sujeto a y se interpretará por las leyes del Estado Libre Asociado de Puerto Rico. Además, las Partes contratantes acuerdan expresamente que las controversias que surjan entre ellas en relación con este Acuerdo se regirán según lo establecido en la Sección X: Procedimiento Apelativo del Reglamento.

10. RESPONSABILIDAD

Las Partes comparecientes acuerdan que sus respectivas responsabilidades por daños y perjuicios en este Acuerdo serán según establecidas por el Código Civil de Puerto Rico y la jurisprudencia del Tribunal Supremo de Puerto Rico.

11. RELEVO DE RESPONSABILIDAD

El Cliente acuerda relevar y exonerar de responsabilidad e indemnizar a la Autoridad por todos los gastos y costos de cualquier naturaleza, incluyendo honorarios de abogado, en que ésta incurra y que se originen o surjan en relación con reclamaciones de terceras personas por daños personales, incluyendo la muerte, o por daños a la propiedad, pero cuyos daños se ocasionaron por acciones u omisiones del Cliente en el cumplimiento o incumplimiento de sus obligaciones bajo este Acuerdo. Esta disposición prevalecerá a la terminación o expiración de este Acuerdo.

12. FUERZA MAYOR

Las Partes contratantes se excusarán del cumplimiento de sus obligaciones contractuales y no serán responsables por daños y perjuicios ni por cualquier otro concepto, en la medida en que su incumplimiento se deba a un evento de fuerza mayor. Para fines de este Acuerdo, fuerza mayor significa cualquier causa no atribuible a la culpa o negligencia, y que quede fuera del control, de la Parte que reclame la ocurrencia de un evento de fuerza mayor. Fuerza mayor puede incluir, pero sin limitarse a, lo siguiente: disturbios industriales, actos del enemigo público, guerra, bloqueos, boicots, motines, insurrecciones, epidemias, terremotos, tormentas, inundaciones, disturbios civiles, cierres patronales, fuegos, explosiones, interrupción de servicios debido a acciones u omisiones de cualquier autoridad pública; disponiéndose que estos eventos, o cualquiera otro que se reclame como uno de fuerza mayor, y/o sus efectos, estén fuera del control y no sean consecuencia de la culpa o negligencia de la Parte que reclama la ocurrencia de un evento de fuerza mayor, y que dicha Parte, dentro del término de diez (10) días, contados a partir de la ocurrencia de la alegada

fuerza mayor, notifique la misma por escrito a la otra Parte describiendo los pormenores del evento y su duración estimada. El peso de la prueba, en cuanto a si ocurrió un evento de fuerza mayor o no, será de la Parte que reclame que la misma ocurrió.

13. CAUSAS DE INCUMPLIMIENTO; REMEDIOS

13.1 La violación de cualquiera de los términos y condiciones de este Acuerdo, del Reglamento o del Reglamento Términos y Condiciones Generales para el Suministro de Energía Eléctrica, le darán a la Autoridad el derecho a desconectar el GD. En aquellas instalaciones que no cuenten con un interruptor manual o que el Cliente no provea acceso al personal de la Autoridad para operar el mismo, la desconexión se realizará desde el interruptor de la subestación del Cliente (desconectivo externo Núm. 1).

13.2 No obstante lo dispuesto en este Acuerdo, la responsabilidad de cada Parte se limitará sólo a daños directos y en ningún momento las Partes serán responsables por los daños incidentales, punitivos, resultantes o indirectos.

13.3 La Autoridad no será responsable de los daños por fluctuaciones o interrupciones del sistema de la Autoridad. Esta disposición prevalecerá al vencimiento o terminación de este Acuerdo.

14. SEPARABILIDAD

Si algún tribunal con jurisdicción y competencia declara alguna de las cláusulas de este Acuerdo nula o inválida, ello no afectará la validez y eficacia de las restantes cláusulas del mismo y las Partes contratantes se comprometen a cumplir con sus obligaciones bajo tales cláusulas no afectadas por la determinación judicial de nulidad o invalidez.

15. ENMIENDAS Y MODIFICACIONES

Este Acuerdo sólo podrá enmendarse o modificarse por escrito y por mutuo acuerdo entre las Partes.

16. NOTIFICACIONES

Cualquier notificación que deban hacerse las Partes contratantes, en conformidad con este Acuerdo, se enviará por escrito y se entenderá que la misma fue efectiva, debidamente, al momento de su entrega personal o por correo a las siguientes direcciones:

A la Autoridad: Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico
PO Box 364267
San Juan, Puerto Rico 00936-4267

Atención: _____
(Nombre Representante Autorizado)

_____
(Puesto)

Al Cliente: _____
(Nombre del Cliente)

_____
(Dirección postal)

_____
(Dirección postal)

Atención: _____
(Nombre)

Por lo cual, los comparecientes en este acto están de acuerdo en todo lo antes expuesto y por encontrarlo conforme a sus deseos, lo aceptan en todas sus partes sin reparo alguno y proceden a firmarlo en _____, Puerto Rico, hoy ____ de _____ de 20___.

Autoridad de Energía Eléctrica:

Seguro Social Patronal: 660-43-3747

_____
(Nombre Representante División Distribución Eléctrica)

_____
(Título)

_____
(Firma)

_____
(Fecha)

Cliente:

_____
(Municipio)

_____
(Nombre Alcalde)

_____
(Firma)

_____
(Fecha)

En caso de que el Cliente interese participar en el Programa de Medición Neta, se requiere la siguiente aprobación:

_____
(Nombre Representante Departamento Ventas al por Mayor)

_____
(Título)

_____
(Firma)

_____
(Fecha)