

Mejores Prácticas en los Procesos de Interconexión de la Generación Distribuida

BORRADOR PARA DISCUSION

Julieta Giraldez

National Renewable Energy Laboratory

Technical Report
NREL/TP

Contract No. DE-AC36-08GO28308

Mejores Prácticas en los Procesos de Interconexión de la Generación Distribuida

BORRADOR PARA DISCUSION

Julieta Giraldez

National Renewable Energy Laboratory

**NREL is a national laboratory of the U.S. Department of Energy
Office of Energy Efficiency & Renewable Energy
Operated by the Alliance for Sustainable Energy, LLC**

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory (NREL) at www.nrel.gov/publications.

Contract No. DE-AC36-08GO28308

Technical Report (Arial 10 pt Bold)
NREL/TP-xxxx-xxxxx
Month Year (Arial 10 pt)

National Renewable Energy Laboratory
15013 Denver West Parkway
Golden, CO 80401
303-275-3000 • www.nrel.gov

NOTICE

This work was authored, in part, by the National Renewable Energy Laboratory, operated by Alliance for Sustainable Energy, LLC, for the U.S. Department of Energy (DOE) under Contract No. DE-AC36-08GO28308, and the Hewlett Foundation within the framework of the 21st Century Power Partnership under ACT-16-12. The views expressed in the article do not necessarily represent the views of the DOE or the U.S. Government or any agency thereof.

This report is available at no cost from the National Renewable Energy Laboratory (NREL) at www.nrel.gov/publications.

U.S. Department of Energy (DOE) reports produced after 1991 and a growing number of pre-1991 documents are available free via www.OSTI.gov.

Cover photo from iStock 183885566.

NREL prints on paper that contains recycled content.

DISCLAIMER

THIS DOCUMENT INCLUDES AN EXCERPT OF A LARGER TECHNICAL REPORT, NOT YET PUBLISHED. THIS DOCUMENT IS INTENDED FOR DISCUSSION ONLY AND CAN'T BE CITED UNTIL FINAL PUBLICATION.

DESCARGO DE RESPONSABILIDAD

ESTE DOCUMENTO INCLUYE UN EXTRACTO DE UN INFORME TÉCNICO MÁS GRANDE, AÚN NO PUBLICADO. ESTE DOCUMENTO PUEDE SER UTILIZADO EXCLUSIVAMENTE PARA DISCUSIÓN Y NO PUEDE CITARSE HASTA SU PUBLICACIÓN FINAL.

Resumen Ejecutivo

Algunas diferencias más notables entre la regulación actual de la generación distribuida en la República Dominicana y las mejores prácticas internacionales se resumen en la Figura SE 1. Las diferencias más importantes siendo que:

1. No existe actualmente un proceso de interconexión simple o de vía rápida para sistemas con capacidad instalada menor a los 10 kW
2. No existen filtros suplementarios de tipo “check-list”, por lo contrario, se requiere directamente un estudio detallado para todos los sistemas.

Esto significa que actualmente, los techos solares de 6 kW de capacidad que están en un circuito con capacidad agregada de generación distribuida superior al 15% de capacidad con respecto a la demanda máxima, requieren un estudio detallado de flujo de carga estático y dinámico, y de corto circuito. Esto es primeramente un esfuerzo desproporcional para las Empresas Distribuidoras de Electricidad (EDES), y segundo, es un requerimiento técnico innecesario para sistemas residenciales conectados a circuitos de baja tensión. Para dichos sistemas, es importante monitorear la capacidad agregada de generación distribuida en los transformadores de baja tensión, pero no es relevante la capacidad agregada con respecto a la demanda pico del circuito primario.

Es importante tener un proceso de interconexión claro y transparente para asegurar que no se creen barreras artificiales para la expansión de la generación distribuida. Los tres pasos más comúnmente empleados en el proceso de interconexión de generación distribuida que reflejan la revisión técnica de aprobación o rechazo de una solicitud de interconexión por parte de un usuario generador son:

1. Filtros de Vía Rápida o de Interconexión Simple
2. Filtros de Evaluación Suplementarios
3. Estudios de Detallados Impacto (o de Interconexión)

En los filtros de vía rápida o de interconexión simple es donde se puede incluir un filtro con un porcentaje máximo aleatorio de penetración, como es el límite de “15% de penetración” actual, en el que se rechaza una solicitud cuando la suma de la capacidad de generación distribuida es igual o superior al 15% de la demanda pico en el circuito o línea. En la práctica, numerosos estudios han demostrado que problemas técnicos como por ejemplo tensión alta en alimentadores pueden ocurrir a diferentes niveles de penetración, y que un filtro impuesto como es el 15%, puede resultar muy conservador en la mayoría de los alimentadores. También puede ser lo contrario, puede ser demasiado amplio dependiendo de la característica del sistema de distribución, concluyendo que la capacidad de alojamiento de generación distribuida no se correlaciona bien con la demanda del sistema o alimentador.



Figura SE 1. Principales diferencias entre el reglamento de interconexión de República Dominicana y las mejores prácticas regulatorias para la interconexión de generación distribuida

Los filtros de vía rápida se desarrollaron primero por la agencia independiente en los Estados Unidos, que regula la transmisión interestatal de electricidad, gas natural y petróleo, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) en 2005, y son similares a los que se incluyen en el Reglamento de Interconexión de Generación Distribuida de la Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana. FERC en 2013, reconoce que los filtros de vía rápida eran por diseño conservadores que estaban creando una acumulación de solicitudes de interconexión no

justificada por problemas técnicos y principalmente agravada por el filtro del 15% de penetración. La FERC revisó el documento para incluir filtros suplementarios. Los filtros suplementarios actualmente no se definen en el reglamento dominicano, si no que se requiere directamente un estudio detallado. En EE.UU. varía por jurisdicción y empresa de distribución, la aplicación del filtro del 15% con filtros de evaluación adicional o la eliminación de dicho filtro por completo y el uso de filtros iniciales más elaborados. En las jurisdicciones que todavía emplean el filtro del 15%, este filtro se aplica únicamente a generadores de mas de 10 KW de capacidad.

El desarrollo de filtros técnicos en colaboración con las EDES y entidades reguladoras es crítico para facilitar y no frenar el mercado de la generación distribuida. Ejemplo de estos son los tres filtros suplementarios propuestos en la revisión de FERC en 2013 y mas comúnmente usados:

1. Filtro de demanda mínimo: ¿capacidad agregada en una línea es menos del 100% de la demanda mínima durante el día?
2. Filtro de tensión y calidad de la energía: 1) la tensión en la línea se puede mantener bajo límites aceptables y 2) las fluctuaciones de tensión se pueden mantener bajo niveles aceptables definidos en el Estándar 1453 del IEEE
3. Filtro de seguridad y confiabilidad: la ubicación del generador y la capacidad agregada no crean impactos a la seguridad y confiabilidad que no se pueden resolver con un estudio de interconexión detallado.

Los filtros adicionales que usan las distribuidoras en el proceso de interconexión simple para sistemas pequeños (en el orden de magnitud de los 10 kW) para evaluar el impacto de tensión y entonces decidir si la solicitud requiere o no pasar por los filtros suplementarios son:

- Número de consumidores conectados al mismo transformador de baja tensión (por ejemplo, si es mayor de 15)
- La distancia entre el punto de interconexión del generador y el transformador (por ejemplo si es mayor a 45m)
- El circuito de baja de tensión es suspendido (aéreo)
- La tensión del circuito primario es igual o menor de 4 kV
- Capacidad agregada con respecto a la capacidad del transformador de servicio (por ejemplo, mayor de 160%)

Estos filtros se recomiendan para evaluar solicitudes residenciales, cuyo impacto es principalmente en el circuito de baja tensión, y no afectan generalmente al circuito primario o de media tensión.

Por último, es importante resaltar la mejora en los equipos inversores para apoyar a la red. El uso de inversores inteligentes es ahora un requisito en regiones de alta penetración de generación distribuida como son Hawái, California, Alemania y Australia. Las recomendaciones de las compañías eléctricas en dichas regiones es que se recomienda la activación de funciones de apoyo a la red existentes en estos equipos, y se considere desde el principio de la apertura del mercado a la generación distribuida ya que no supone ningún coste adicional al consumidor y es muy efectiva en la reducción al impacto local de dicha generación. El listado de los inversores aprobados por el estándar UL 1741 y con capacidad de apoyo a la red como se describe en el nuevo estándar de interconexión de generación distribuida IEEE

1547-2018 y se encuentra en los portales web de las comisiones reguladoras de los estados de California y Hawái¹.

Adaptar los inversores una vez instalados es a veces imposible por el contrato entre el consumidor y las empresas promotoras de las instalaciones fotovoltaicas o requiere un incentivo por parte del gobierno (como en el caso de Alemania) para compensar los costos de retro-adaptación de los inversores. Hoy en día, la tecnología en los inversores inteligentes permite pre-programar los equipos, sin un coste adicional al consumidor, con funciones o modos autónomos que responden a mediciones locales, como, por ejemplo, la tensión que miden los inversores en su punto de interconexión, y absorben potencia reactiva y reducen potencia activa para mantener el voltaje dentro de los límites de tensión establecidos por las EDES.

¹ Listado de inversores aprobados por la comisión reguladora de California:

<https://www.gosolarcalifornia.ca.gov/equipment/inverters.php>

Listado de inversores aprobados por la comisión reguladora de Hawái:

https://www.hawaiianelectric.com/documents/clean_energy_hawaii/qualified_equipment_list.pdf

Tabla de Contenido

<i>Resumen Ejecutivo</i>	<i>iv</i>
<i>Introducción</i>	<i>2</i>
<i>Filtros de Vía Rápida con Filtros Suplementarios</i>	<i>3</i>
Procesos de Interconexión de Pequeños Generadores (SGIP) FERC 2013	4
Ejemplos de Reglamentos Estatales en EEUU	5
<i>Estudios de Interconexión Detallados</i>	<i>7</i>
<i>Inversores Inteligentes - Requisitos de Apoyo a Tensión y Frecuencia</i>	<i>7</i>
<i>Estudios de Capacidad de Alojamiento de Generación Solar Fotovoltaica</i>	<i>10</i>
Proyecto “SUNRISE” del Departamento de Energía de EE. UU. y Pepco Holdings	12
Iniciativa Solar de California “California Solar Initiative”	13
<i>Diferencia entre la Regulación de la RD y las Mejores Prácticas Internacionales - Recomendaciones</i>	<i>14</i>
<i>Referencias</i>	<i>16</i>

Introducción

En esta sección se introduce el tema principal del reporte, incluyendo la descripción del proceso de interconexión del usuario generador a la red de las Empresas Distribuidoras de Electricidad (EDES).

Un proceso de interconexión claro y transparente es importante para asegurar que no se crean barreras artificiales para el desarrollo y la expansión de la generación distribuida. En la Figura 1 se muestra una representación gráfica del proceso de interconexión más comúnmente usado en Estados Unidos y describe los tres pasos de revisión técnica de aprobación o rechazo de una solicitud de interconexión por parte de un usuario generador:

1. Filtros de vía rápida
2. Filtros de Evaluación Suplementarios
3. Estudios Detallados de Impacto (o de Interconexión)

El concepto de filtros técnicos para el proceso de interconexión de un usuario generador a las EDES se desarrolló por la agencia independiente en los Estados Unidos, que regula la transmisión interestatal de electricidad, gas natural y petróleo, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) en Estados Unidos, y se incluye en la publicación del Small Generator Interconnection Procedures (SGIP) en 2005 (FERC 2005). Fue en este documento en el que se propusieron una serie de 10 filtros iniciales, incluyendo el filtro del “15% de penetración máxima” en el que se rechaza una solicitud cuando la suma de la capacidad de generación distribuida es igual o superior al 15% de la demanda pico en el circuito o línea de interconexión. El documento se revisó en el 2013, con la publicación de la FERC Order No. 792 (FERC 2013), en la que se especifica que si la solicitud falla cualquiera de los criterios de revisión iniciales (o de vía rápida), la solicitud debe pasar por criterios de evaluación adicionales como se especifica en la orden. Esta nueva orden de 2013 de FERC para incluir criterios o filtros técnicos de evaluación adicionales se desarrolló como principal respuesta al problema que se empezaba a reconocer en regiones en las que el incremento en los niveles de generación distribuida (principalmente solar fotovoltaica) empezaban a causar que un número significativo de solicitudes comenzaran a fallar el criterio del 15%. La comisión argumentó que el filtro debía ser reconsiderado para seguir facilitando la interconexión de numerosas solicitudes de usuarios en la vía rápida de interconexión. En regiones como California, Hawái y Nueva York o países como Alemania y Australia, no se usa ningún filtro o criterio límite de penetración en el alimentador o línea, por ejemplo.

Numerosos estudios han demostrado que problemas técnicos como por ejemplo tensión alta en alimentadores pueden ocurrir a diferentes niveles de penetración, y que el filtro aleatorio del 15% es muy conservador en la mayoría de los alimentadores, pero también puede ser lo contrario, demasiado amplio dependiendo de la característica del sistema de distribución, concluyendo que la capacidad “límite” de alojamiento de generación distribuida no se correlaciona bien con la demanda del sistema o alimentador (Reno 2015 y Hoke 2012).

Es esencial que las EDES puedan articular los problemas técnicos que se identifican para desarrollar los filtros de evaluación adicionales, y así eliminar ambigüedad y disputas que pueden ocurrir con filtros más generales como el del 15% tal y como se ha reconocido en regiones como California, Hawái y Nueva York o países como Alemania y Australia.

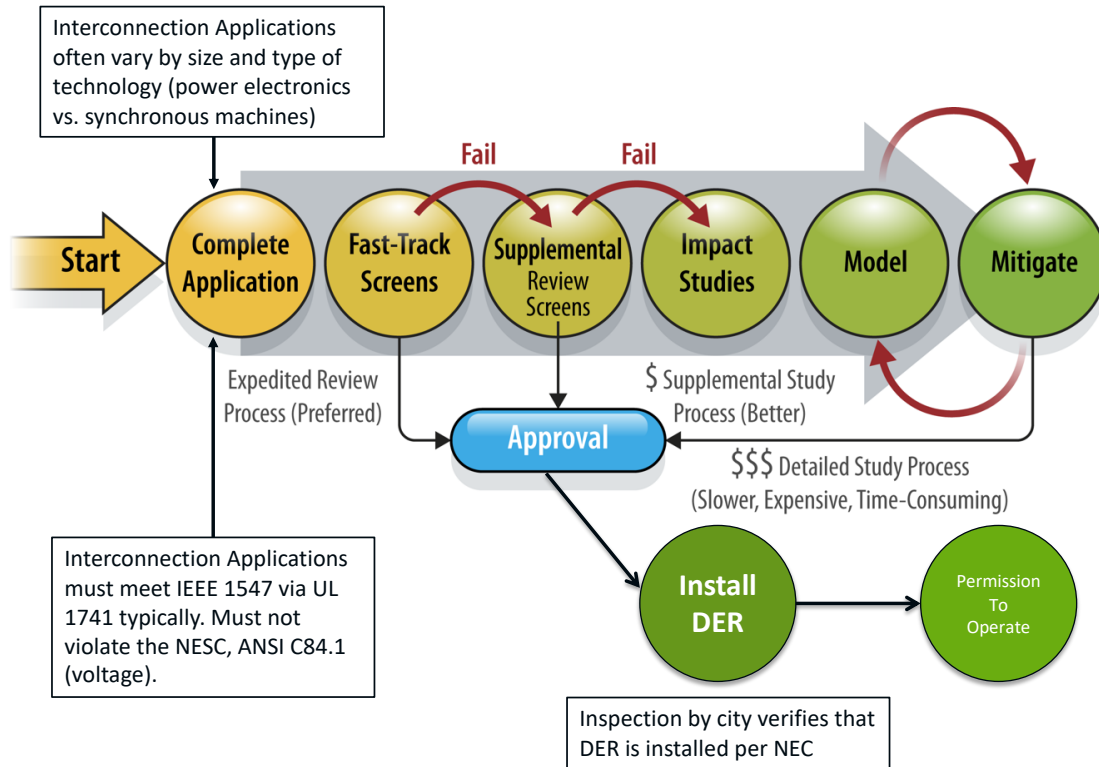


Figura 1. Proceso de interconexión empleado en Estados Unidos que ilustra tres pasos de filtros técnicos: (1) filtros de vía rápida (fast track screen), (2) filtros de evaluación adicionales (supplemental review screens), y (3) estudios de impacto (impact studies).

El desarrollo de filtros técnicos en colaboración con las EDES y entidades reguladoras es crítico para facilitar y no frenar el mercado y despliegue de la generación distribuida. En las siguientes secciones se describen los criterios de interconexión más comúnmente empleados en los Estados Unidos y otras partes del mundo, así como una breve referencia a los estudios de impacto más detallados que se realizan cuando la solicitud falla los filtros de evaluación adicionales.

Filtros de Vía Rápida con Filtros Suplementarios

En esta sección se describen los filtros principales que se utilizan hoy en día en el proceso de interconexión en los Estados Unidos y en otras partes del mundo, incluyendo el concepto de filtros de vía rápida con filtros de evaluación adicionales que se utilizan en zonas con penetraciones superiores al 15%.

Los filtros de vía rápida se desarrollaron primero por la FERC en 2005, y son similares a los que se incluyen en el Reglamento de Interconexión de Generación Distribuida de la Comisión Nacional de Energía de la República Dominicana. FERC en 2013, al reconocer que los filtros de vía rápida eran por diseño conservadores y estaban creando una acumulación de solicitudes pendientes a su aprobación, de forma no justificada por problemas técnicos y principalmente agravada por el filtro del 15% de penetración, revisó el documento para incluir estos filtros adicionales.

Varía por jurisdicción y empresa de distribución, la aplicación todavía del filtro del 15% con filtros de evaluación adicional o la eliminación de dicho filtro por completo y el uso de filtros iniciales más elaborados. En las jurisdicciones que todavía emplean el filtro del 15%, este filtro se aplica únicamente a generadores de más de 10 kW de capacidad.

Procesos de Interconexión de Pequeños Generadores (SGIP) FERC 2013

En la revisión de los procesos de interconexión de pequeños generadores (SGIP por sus siglas en inglés) de la FERC en 2013 (FERC 2013), se definieron los filtros suplementarios con el propósito de dar a las empresas distribuidoras mayor tiempo y recursos para identificar si los posibles problemas identificados por la falla de los filtros de vía rápida se podían solucionar con una revisión limitada, sin tener que proceder con un estudio detallado de interconexión. Los filtros suplementarios deben de estar definidos con transparencia, pero con flexibilidad de acuerdo al FERC 2013, para garantizar al solicitante suficiente información para decidir optar por el estudio suplementario, y permitir a las empresas distribuidoras el tiempo de revisar la solicitud con un poco más de detalle. Es importante que las empresas distribuidoras comuniquen las preocupaciones técnicas que se identifiquen en los filtros suplementarios para comunicar la decisión final de solicitar un estudio de interconexión detallado si es necesario.

Los tres filtros adicionales propuestos en el FERC 2013 son:

1. Filtro de demanda mínimo: ¿capacidad agregada en una línea es menor del 100% de la demanda mínima durante el día?
2. Filtro de tensión y calidad de la energía: 1) la tensión en la línea se puede mantener bajo límites aceptables y 2) las fluctuaciones de tensión se pueden mantener bajo niveles aceptables definidos en el Estándar 1453 del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE por sus siglas en inglés)
3. Filtro de seguridad y confiabilidad: la ubicación del generador y la capacidad agregada no crean impactos a la seguridad y confiabilidad que no se pueden resolver con un estudio de interconexión detallado.

En general, la preocupación principal de las distribuidoras con respecto al flujo de potencia inverso es que no ocurra en equipos que no están diseñados para acomodar dicho flujo inverso, como pueden ser:

- Reguladores de línea
- Transformadores con cambiador de tomas
- Terminales de circuitos

Con respecto a la regulación de tensión, se puede emplear un diagrama de flujo como el que se muestra en la Figura 2. Es importante resaltar que el 15% en el diagrama se refiere a la potencia pico de exportación en la línea, lo cual es diferente al filtro del 15% que se refiere a la capacidad agregada con respecto a la demanda pico. El 15% de exportación pico implica una penetración instantánea de más de 100% con respecto a la demanda pico, para sistemas que exportan menos de 200 kW. El filtro suplementario de tensión propuesto en la Figura 2 para sistemas que exportan un máximo de 200 kW, usa el 15% de exportación agregada máxima en la línea con respecto a la carga pico en dicha línea, así como el uso o no de reguladores de línea y capacitores en el primario del circuito.

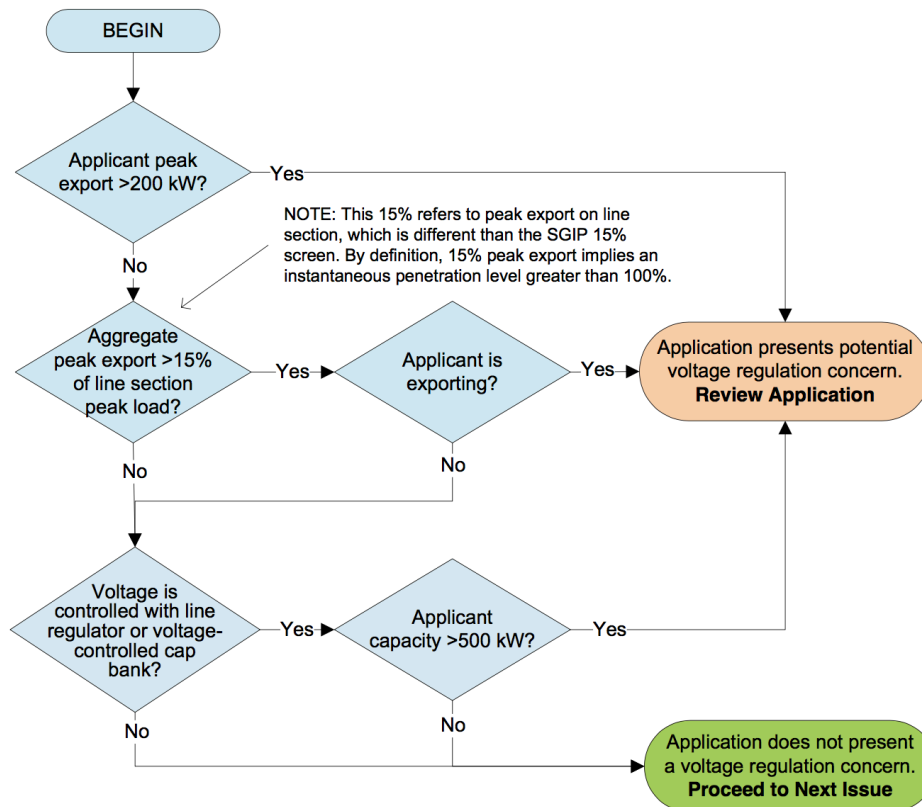


Figura 2. Posible diagrama de flujo tipo “check-list” para el filtro suplementario de tensión.

Ejemplos de Reglamentos Estatales en EEUU

California y Hawaii son los estados con más generación distribuida conectada a la red de distribución. En los dos reglamentos estatales para la interconexión de generación distribuida, el filtro del 15% no aplica a sistemas de menos de 10 kW. En California, la falla del filtro del 15% para generadores mayores de 10 kW envía la solicitud a los filtros suplementarios, y únicamente si el circuito tiene equipos de control de tensión de línea. En Hawaii en cambio, con la falla del filtro del 15%, se deja a la discreción de la compañía eléctrica la revisión de la falla y la opción de revisar la solicitud durante el proceso de interconexión simple y su aprobación, o dirigir la solicitud a los filtros suplementarios.

Ejemplos de filtros adicionales que utilizan las distribuidoras en el proceso de interconexión simple para sistemas pequeños (en el orden de magnitud de los 10 kW) para decidir si la solicitud requiere o no pasar por los filtros adicionales son:

- Número de consumidores conectados al mismo transformador (por ejemplo, si es mayor de 15)
- La distancia entre el punto de interconexión del generador y el transformador (por ejemplo, si es mayor a los 45 metros)

- El circuito de baja de tensión es suspendido (aéreo)
- La tensión del circuito primario es igual o menor de 4 kV
- Capacidad agregada con respecto a la capacidad del transformador de servicio (por ejemplo, mayor de 160%)

Estos filtros se recomiendan para evaluar solicitudes residenciales, cuyo impacto es principalmente en el circuito de baja tensión, y no afectan generalmente al circuito primario o de media tensión.

En la Ciudad de Washington, por ejemplo, la distribuidora ha recibido muchas solicitudes de generación distribuida fotovoltaica a escala no residencial, y ha desarrollado filtros adicionales que utilizan la relación de la capacidad agregada y la demanda específicos para proyectos grandes únicamente. El criterio que utiliza Pepco Holdings, la distribuidora en la Ciudad de Washington, está diseñado para identificar “concentraciones” de generación distribuida. La justificación es que grandes concentraciones de generación distribuida, en comparación con grandes cantidades de capacidad distribuida de manera homogénea, puede impactar negativamente a consumidores cercanos, así como al sistema de transmisión. Así, la distribuidora limita los sistemas de más de 250 kW conectados a un mismo transformador a 10 MW en sistemas de tensión primaria menores o igual a 25 kV, y 15 MW para sistemas entre 25 y 34 kV. También se limita la capacidad agregada de generadores de más de 250 kW dependiendo de la tensión del circuito, a 500 kW para circuitos de 4 kV, 3 MW para circuitos de 12 a 13.8 kV, 6 MW para circuitos entre 23 y 25 kV y 10 MW para circuitos de tensión mayor o igual a 25 kV como se muestra en la

Nivel de Tensión	Limite de Capacidad Agregada para Sistemas > 250 kW
4 kV	0.5 MW
12 – 13.8 kV	3 MW
23 – 25 kV	6 MW
> 25 kV	10 MW

Tabla 1. Limite de Capacidad Agregada por Circuito según el Nivel de Tensión Primaria de Sistemas > 250 kW.

Nivel de Tensión	Limite de Capacidad Agregada para Sistemas > 250 kW
4 kV	0.5 MW
12 – 13.8 kV	3 MW
23 – 25 kV	6 MW
> 25 kV	10 MW

Tabla 1. Limite de Capacidad Agregada por Circuito según el Nivel de Tensión Primaria de Sistemas > 250 kW.

Un gran número de distribuidoras tienen la infraestructura de media tensión en una base de datos Georeferenciados (GIS) o similar, lo que permite reproducir modelos de los circuitos de distribución.

Softwares como Synergi de DNV GL, CYMDIST de Cyme, DEW de Electric Distribution Design (EDD), WindMil de Milsoft extraen la infraestructura de media tensión de la base de datos de GIS, y construyen modelos eléctricos de flujo de carga de los alimentadores. Numerosas distribuidoras, emplean software de modelación de los circuitos de distribución, para informar los filtros suplementarios en cuanto a la capacidad límite de alojamiento de los circuitos a nivel primario (o media tensión), para determinar el impacto a la tensión primaria, o el flujo inverso en equipos de regulación de tensión. Este límite se utiliza de referencia en los filtros suplementarios o en los filtros iniciales dependiendo de la distribuidora. Más información acerca de los estudios y límites de capacidad de alojamiento que desarrollan las distribuidoras en EE.UU. se describe en la sección “Estudios de Capacidad de Alojamiento de Generación Solar Fotovoltaica”.

Estudios de Interconexión Detallados

En esta sección se describen las prácticas comunes en los estudios de interconexión cuando el usuario generador falla a los criterios de vía rápida y de evaluación adicional.

Dependiendo de la jurisdicción, varía la capacidad límite para el requisito de llevar a cabo un estudio de interconexión detallado (de sistemas de capacidad mayor a 20 kW a 2 MW), así como el tipo de análisis requerido en dicho estudio. La mayoría de las distribuidoras requieren estudios detallados para sistemas de capacidad superior a los 250 kW, o sistemas que hayan fallado los filtros de interconexión simple y suplementarios. Dentro de los análisis que se realizan, también varía el tipo de análisis según la capacidad del generador distribuido:

- Análisis de flujo de potencia estático
- Análisis de flujo de potencia de serie temporal
- Análisis de cortocircuito
- Análisis dinámico o transitorio

En los Estados Unidos, las distribuidoras usan software de modelación del sistema de distribución para realizar dichos estudios, y los resultados se comunican al solicitante. Hay compañías que efectúan los estudios ellos mismos, pero también hay un número importante que subcontratan los estudios detallados. Los plazos varían por jurisdicción, pero en general, hay un primer plazo para comunicar la encomienda y el costo estimado del estudio al solicitante de alrededor de 2 semanas, y en segundo lugar hay un plazo para realizar el estudio y comunicar los resultados.

Los softwares más comunes que se emplean para los estudios de interconexión detallado son Synergi de DNV GL, CYMDIST de Cyme, DEW de Electric Distribution Design (EDD), OpenSS del Electric Power Research Institute y WindMil de Milsoft entre otros.

Inversores Inteligentes - Requisitos de Apoyo a Tensión y Frecuencia

El uso de inversores inteligentes es un requisito ya en regiones de alta penetración de generación distribuida como Hawái, California, Alemania y Australia. Las recomendaciones de las compañías eléctricas en dichas regiones es que se recomienda la activación de funciones de apoyo existentes en

estos equipos, a la red y que se considere su utilización desde el principio de la apertura del mercado a la generación distribuida ya que no supone ningún costo adicional al consumidor y es un requisito muy efectivo en reducir el impacto local de dicha generación. El listado de los inversores aprobados por el estándar UL 1741 y con capacidad de apoyo a la red como se describe en el nuevo estándar de interconexión de generación distribuida IEEE 1547-2018 se encuentra en los portales de las comisiones reguladoras de los estados de California y Hawái².

Adaptar los inversores una vez instalados es a veces imposible por el contrato entre el consumidor y las empresas promotoras de las instalaciones fotovoltaicas o requiere de un incentivo económico por parte del gobierno (como en el caso de Alemania) para compensar los costos de retro-adaptación de los inversores.

En los últimos diez años, se ha demostrado en diferentes estudios que integrar grandes cantidades de generación fotovoltaica en la red de distribución va a requerir que los equipos de inversores de la generación fotovoltaica distribuida participen en mantener la confiabilidad de la red, participando en la provisión de apoyo a la tensión local a través de funciones pre-programadas en los inversores (Giraldez et al., 2017; Giraldez et al., 2018; Pacific Gas and Electric, 2019).

Hoy en día, la tecnología en los inversores inteligentes permite preprogramar los equipos con funciones o modos autónomos que responden a mediciones locales, como, por ejemplo, la tensión que miden los inversores en su punto de interconexión, y absorber potencia reactiva y reducir potencia activa para mantener el voltaje dentro de los límites de tensión establecidos por las EDES, como se explica en el Cuadro de Texto 1.

Cuadro de Texto 1: Inversores Inteligentes con Funciones de Apoyo a la Red

El modo más básico de apoyo a la red por los inversores inteligentes es la capacidad de apoyo a huecos de tensión y frecuencia. El nuevo estándar IEEE 1547-2018 actualizado en 2018 requiere que la generación distribuida apoye los huecos de tensión y frecuencia. El nuevo estándar además requiere que los inversores apoyen también saltos de ángulo entre las fases, desequilibrio entre las fases y alta incidencia de cambio de frecuencia y tensión entre otras perturbaciones. Con el incremento de la generación distribuida fotovoltaica, la habilidad de mantener la generación conectada a la red en situaciones de perturbación de la red es crucial para mantener la estabilidad de la misma.

2 Listado de inversores aprobados por la comisión reguladora de California:

<https://www.gosolarcalifornia.ca.gov/equipment/inverters.php>

Listado de inversores aprobados por la comisión reguladora de Hawái:

https://www.hawaiianelectric.com/documents/clean_energy_hawaii/qualified_equipment_list.pdf

Las dos funciones principales de apoyo autónomo o local a la red son:

1. **Regulación de tensión:** la generación de potencia a través de generación fotovoltaica tiende a que los niveles de tensión suban en la red de distribución. Los inversores pueden controlar dos parámetros para contrarrestar este efecto y son el control de la potencia activa y la potencia reactiva. La absorción de potencia reactiva tiene el efecto de reducir la tensión, sin impactar (o con un impacto mínimo) en la generación de potencia activa, y por lo tanto es el modo preferido para reducir la tensión de manera local. El recorte de potencia activa también reduce la tensión local, pero afecta directamente a la generación del consumidor, y por lo tanto se recomienda usar este método solo cuando la tensión es muy alta y la absorción de potencia reactiva no soluciona la sobretensión.

Hay dos modos en los inversores inteligentes de absorber potencia reactiva. El primero es utilizando un factor de potencia diferente a la unidad, y el Segundo modo es utilizando el control volt-var. En el primer modo, si se programa el inversor con un factor de potencia fijo, el inversor absorbe potencia reactiva en proporción a la producción de potencia activa. En el modo volt-var, la potencia reactiva se modula en proporción al desvío de tensión, y así el inversor absorbe potencia reactiva cuando la tensión es alta, y produce potencia reactiva cuando la tensión es baja, siguiendo la denominada curva volt-var. La curva de volt-var se programa comúnmente con una banda inactiva en la que no se absorbe ni se produce potencia reactiva.

Para el recorte de potencia activa, se usa el modo volt-watt en el que la potencia activa se recorta de manera proporcional al desvío de tensión.

2. **Regulación de frecuencia:** la frecuencia de la red es un indicador del balance entre la demanda y la generación. Cuando la frecuencia disminuye, se necesita más generación (o menos demanda), y cuando la frecuencia sube, se necesita menos generación (o más demanda) para mantener la estabilidad de la red. Los inversores inteligentes pueden recortar la producción de potencia activa en respuesta a eventos de sobre-frecuencia. El modo se llama control de frecuencia-watt. Si el inversor tuviera exceso de generación, se puede incrementar la potencia activa para responder a las bajadas de frecuencia en la red.

La Figura Cuadro de Texto 1.1 muestra ejemplo de curvas de volt-var y volt-watt de apoyo a tensión y la Figura Cuadro de Texto 1.2 muestra un ejemplo de curva de frecuencia-watt.

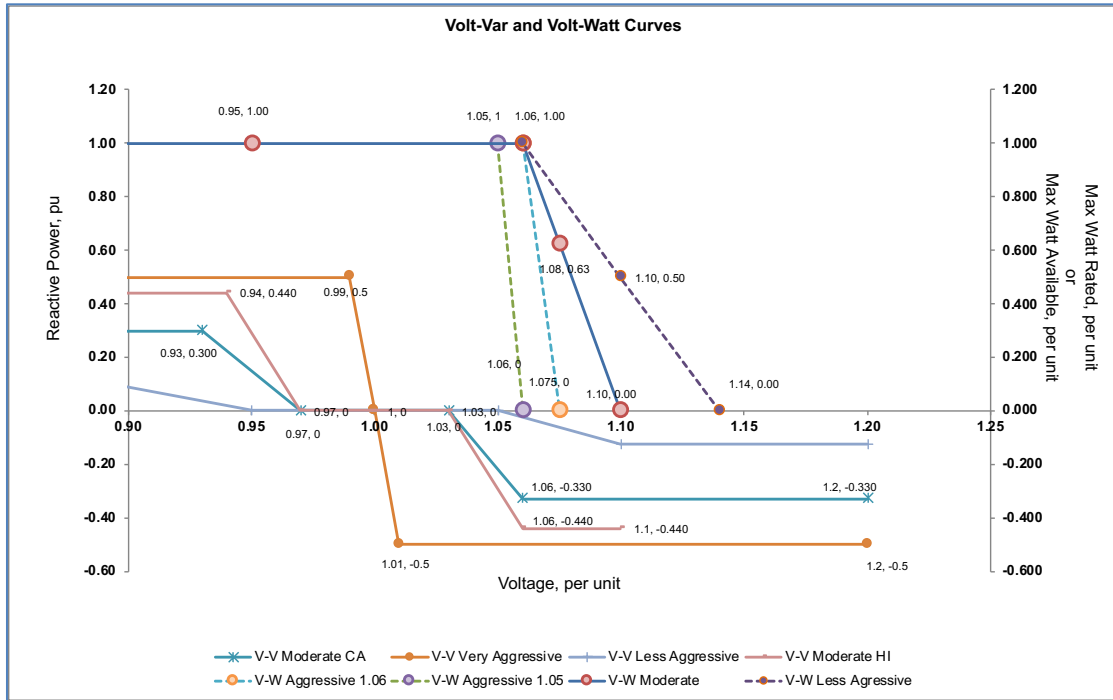


Figura Cuadro de Texto 1.1

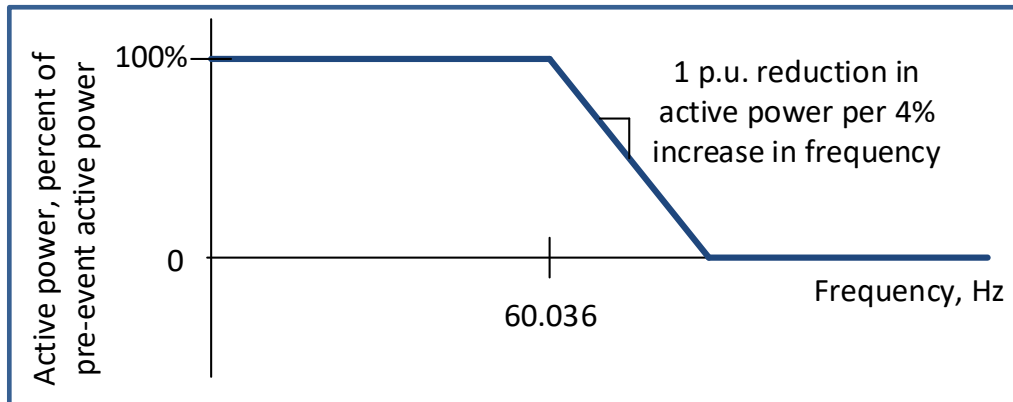


Figura Cuadro de Texto 1.2

Estudios de Capacidad de Alojamiento de Generación Solar Fotovoltaica

En esta sección describiremos los estudios que se han realizado en diferentes regiones de Estados Unidos y del resto del mundo relacionados con estudios de integración de energía solar fotovoltaica distribuida, y como se han usado para informar el reglamento de interconexión.

El estudio característico de integración de generación solar distribuida es el estudio de capacidad de alojamiento. Este estudio requiere un modelo del circuito de distribución y sigue los siguientes pasos:

- Asignar nueva ubicación de generación solar distribuida de manera aleatoria hasta llegar a una capacidad agregada de penetración.
- Cuando un nuevo generador solar distribuido se añade al modelo, se comprueba el incumplimiento de sobretensión, sobrecarga térmica, flicker y flujo inverso.
- El proceso de asignación aleatoria se repite un número de veces para cada nivel de capacidad agregada de penetración para así construir un conjunto de resultados estocásticos.
- Se repite este proceso de asignación aleatorio y evaluación de incumplimiento de impactos para el siguiente nivel de penetración de capacidad agregada de generación solar distribuida.

Los impactos que se evalúan comúnmente en los estudios de capacidad de alojamiento son:

- Tensión: régimen estable de tensión y fluctuaciones para consumidores y equipos de línea automáticos.
- Protección: incremento de corriente de corto circuito, flujo de carga inverso, reducción del alcance de la zona de protección, etc.
- Carga: incremento de desequilibrio de las fases y sobrecarga.
- Equipos de control: incremento del número de operaciones de reguladores de línea, capacitores, y cambiadores de tomas.
- Calidad de la energía: incremento de armónicos.

Con estos estudios, se construyen niveles de capacidad de alojamiento por circuito, como se muestra en el ejemplo de la Figura 3. Cada punto en la gráfica de la Figura 3 representa una ubicación aleatoria de generación distribuida correspondiente a una penetración agregada en el eje horizontal. El punto más alto en la vertical es el incumplimiento más alto para esa ubicación aleatoria. Si el punto está localizado por encima del límite de incumplimiento ("Violation Threshold" en la gráfica), representa una ubicación de generación distribuida problemática en el circuito. El límite de penetración "estricto" ocurre en el punto en el que, por debajo de dicho punto, todas las asignaciones aleatorias de ubicación de generación distribuida están por debajo del límite de incumplimiento. El límite de penetración "máximo" ocurre en el punto en el que, por encima de dicho punto, todas las asignaciones aleatorias están por encima del límite de incumplimiento.

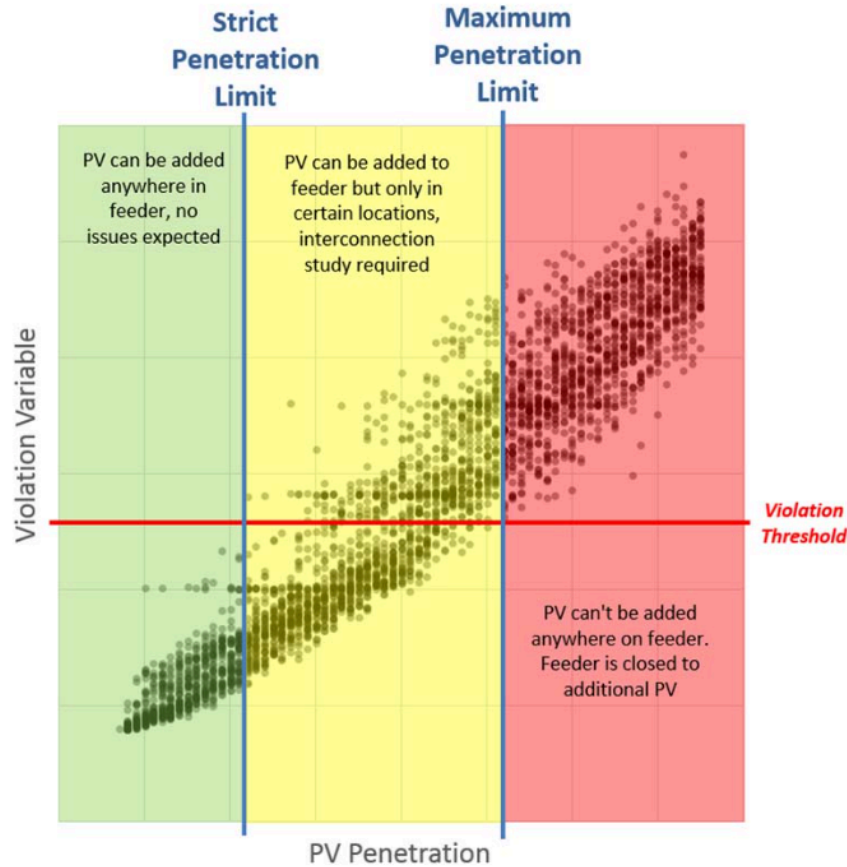


Figura 3: Límites de capacidad de acogida en un circuito de distribución.

Proyecto “SUNRISE” del Departamento de Energía de EE. UU. y Pepco Holdings

Este estudio fue financiado por el Departamento de Energía de EE.UU. y la empresa de distribución Pepco Holdings y se enfocó en una muestra de 20 circuitos de la distribuidora en las regiones de Delaware, Maryland y New Jersey. La selección de los circuitos se hizo para capturar diversas configuraciones, número de consumidores, tensión primaria y otros factores. Se desarrolló un modelo de flujo de potencia para cada uno de los circuitos utilizando el software DEW de la compañía Electrical Distribution Design.

El proyecto muestra el resultado del estudio de capacidad de alojamiento para los 20 circuitos, y se demuestra el hecho de que cada circuito es único en su habilidad de alojar generación distribuida, especialmente sin realizar ningún cambio en la operación del sistema. El estudio también demuestra los cambios o mejoras del sistema que se pueden llevar a cabo, el resultado en el incremento de la capacidad de alojamiento y los costos. El incremento medio en la capacidad de alojamiento para 20 circuitos fue de 7.5 MW, con un costo medio de las mejoras de USD \$71,400 para el 2013.

Las principales enseñanzas del estudio son:

1. La capacidad de alojamiento de un circuito a otro varía con la infraestructura, con la utilización del circuito, los tipos de carga, etc., y es difícil generalizar los resultados.
2. La inversión en las mejoras al sistema de distribución se puede orientar a circuitos que tengan mayor disponibilidad para hacer dichas mejoras. Los estudios de capacidad de alojamiento son herramientas útiles para informar a los solicitantes y promotores de proyectos sobre los circuitos que tienen mayor capacidad de alojamiento. Aunque dicha capacidad de desarrollar estudios de alojamiento lleva tiempo y es costosa, es una inversión útil.
3. Se puede incrementar la capacidad de alojamiento a un costo razonable. Las distribuidoras pueden invertir en mejoras modestas para incrementar la capacidad de alojamiento para la interconexión de generación distribuida. Mientras que estas inversiones se ven sometidas a revisión por una comisión regulatoria, ya que puede impactar a todos los consumidores, los costos se pueden justificar en zonas donde haya mayor demanda de solicitudes.
4. Sistemas avanzados de comunicación y control a sistemas de regulación de tensión pueden incrementar considerablemente la capacidad de alojamiento. Las distribuidoras no tienen comunicación y control con los equipos de regulación de tensión, y medidas modestas pueden incrementar la capacidad de alojamiento.

Iniciativa Solar de California “California Solar Initiative”

La Comisión Reguladora de California tiene una iniciativa de despliegue de proyectos solares en que financió al Electrical Power Research Institute (EPRI), al National Renewable Energy Laboratory (NREL) y al Sandia National Laboratory (SNL), en colaboración con las distribuidoras San Diego Gas and Electric (SDG&E), Pacific Gas and Electric (PG&E) y Southern California Edison (SCE), para llevar a cabo proyectos de modelación para mejorar el proceso de interconexión de la generación solar fotovoltaica en ese estado. El proyecto llevó a cabo estudios de capacidad de alojamiento para evaluar el impacto de la generación distribuida solar, y desarrollar los filtros de interconexión simple y suplementarios que no dependen de la relación entre la demanda y la capacidad agregada del circuito.

El objetivo del proyecto fue el de desarrollar filtros que aplicaran a la mayoría de los circuitos. Se caracterizaron 8,163 circuitos de distribución, y se agruparon seleccionando 22 circuitos representativos, de los que se reservaron 6 circuitos para comprobar los filtros de interconexión simple y suplementarios propuestos por el Proyecto. Uno de los filtros de interconexión simple que se propuso fue el de evaluar si el circuito tenía reguladores de tensión de línea. En el estudio, el circuito 679 no tiene reguladores de línea, y demuestra que la capacidad de alojamiento está por encima del 15% de la capacidad agregada. En cambio, el circuito 514 sí que tiene un regulador de tensión de línea, y la capacidad de alojamiento está por debajo del 15% de penetración. Con este filtro de interconexión simple, el circuito con regulador de tensión se sometería a los filtros suplementarios, antes de llegar al 15%. Después de determinar la capacidad de alojamiento usando los filtros suplementarios, (asteriscos en la Figura 4) se demuestra que la capacidad de alojamiento de los circuitos es independiente de la demanda del circuito.

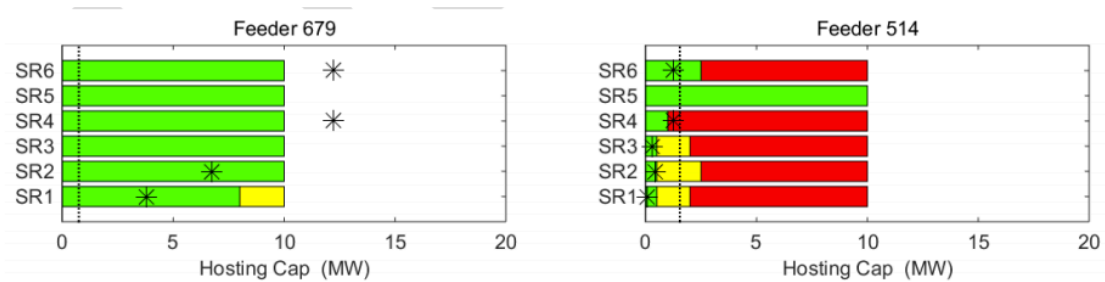


Figura 4. Capacidad de acogida de generación distribuida a escala (de más de 100 kW). La raya vertical indica el 15% de capacidad agregada de generación solar con respecto a la demanda pico. Los asteriscos indican los filtros suplementarios para identificar la capacidad de acogida.

Diferencia entre la Regulación de la RD y las Mejores Prácticas Internacionales

Las diferencias más notables entre la regulación existente en la República Dominicana y las mejores prácticas internacionales se resumen en la Figura 5. Las diferencias más importantes son que: 1) No existe un proceso de interconexión simple o de vía rápida para los sistemas de capacidad instalada menor a los 10 kW, y 2) No existen filtros suplementarios de tipo “check-list”, si no que se requiere directamente un estudio detallado para todos los sistemas.

Esto significa que actualmente, los techos solares con capacidad instalada de 6 kW que están en un circuito con capacidad agregada de generación distribuida superior al 15% de capacidad con respecto a la demanda máxima, requieren un estudio detallado de flujo de carga estático y dinámico, y de corto circuito. Esto es primeramente un esfuerzo desproporcional para las EDES, y segundo, es un requerimiento técnico innecesario para sistemas residenciales conectados a circuitos de baja tensión. Para dichos sistemas, es importante monitorear la capacidad agregada de generación distribuida en los transformadores de baja tensión, pero no es relevante la capacidad agregada con respecto a la demanda pico del circuito primario.



Figura 5. Principales diferencias entre el reglamento de interconexión de República Dominicana y las mejores prácticas regulatorias para la interconexión de generación distribuida.

Referencias

1. FERC (U.S. Federal Energy Regulatory Commission). 2005. *Standardization of Small Generator Interconnection Agreements and Procedures*. Docket No. RM02-12-000; Order No. 2006. Washington, DC: FERC. <https://www.ferc.gov/EventCalendar/Files/20050512110357-order2006.pdf>.
2. FERC (U.S. Federal Energy Regulatory Commission). 2013. *Small Generator Interconnection Agreements and Procedures*. RM13-2-000; Order No. 792. Washington, DC: FERC. <https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2013/112113/E-1.pdf>.
3. (Reno 2015) Reno, M. J. and R. J. Broderick. 2015. *Technical Evaluation of the 15% of Peak Load PV Interconnection Screen*. IEEE 42nd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). New Orleans, LA: IEEE.
4. (Hoke, 2012) Hoke, A., Butler, R., Hambrick, J., Kroposki, B., 2012. Maximum Photovoltaic Penetration Levels on Typical Distribution Feeders.
5. (Giraldez, 2017) Giraldez, J., Nagarajan, A., Gotseff, P., Krishnan, V., Hoke, A., 2017. Simulation of Hawaiian Electric Companies Feeder Operations with Advanced Inverters and Analysis of Annual Photovoltaic Energy Curtailment.
6. (Giraldez, 2018) Julieta Giraldez, Andy Hoke, Peter Gotseff, Nick Wunder, Michael Blonsky, Michael Emmanuel, Aadil Latif, 2018. *Advanced Inverter Voltage Controls: Simulation and Field Pilot Findings*.
7. (Pacific Gas and Electric, 2019). EPIC Final Report EPIC 2.03A: Customer Cited Smart Inverters. https://www.pge.com/pge_global/common/pdfs/about-pge/environment/what-we-are-doing/electric-program-investment-charge/PGE-EPIC-Project-2.03A_Modeling-Report.pdf
8. (Pepco Holdings, 2016) Pepco Holdings. *Interconnection of Distributed Energy Resources*. <http://www.pepco.com/SiteCollectionDocuments/PHI%20Interconnection%20of%20Distributed%20Energy%20Resources.pdf>
9. (Smith, 2015) J. Smith. *Alternatives to the 15% Rule*. http://calsolarresearch.ca.gov/images/stories/documents/Sol3_funded_proj_docs/EPRI/DR_AFT_EPRI_Sol3_finalReport.pdf