



GOBIERNO DE PUERTO RICO
Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico

COMISIÓN DE ENERGÍA DE PUERTO RICO	
Recibido por:	<i>[Handwritten Signature]</i>
Fecha:	3/7/19
Hora:	4:45 pm

3 de julio de 2019

[Handwritten Signature]
Edison Avilés Deliz, Presidente
Negociado de Energía de Puerto Rico

[Handwritten Signature]
Efran Paredes Maisonet, Director
Planificación y Protección Ambiental
Autoridad de Energía Eléctrica

Informe Técnico sobre Efectos en el Sistema de Distribución Eléctrica por Alta Integración de Sistemas de Generación Distribuida

Acompañamos un documento técnico donde presentamos los efectos de la alta integración de sistemas de generación distribuida (GD) en el sistema de distribución eléctrica de Puerto Rico. Éste también incluye las recomendaciones que ayudarían a mitigar estos efectos y, a su vez, permitirían una mayor integración de sistemas de GD que utilizan fuentes renovables de energía con la red eléctrica.

De necesitar información adicional, puede comunicarse con el Ing Alfonso Baretty Huertas, Jefe Interino de la División de Planificación, al 787-521-4888.

Anejo



COMISSÃO DE ENERGIA DE MATÃO RIO
Prestação de contas
Renda

Efectos en el Sistema de Distribución Eléctrica de Puerto Rico por la Alta Integración de Sistemas Fotovoltaicos

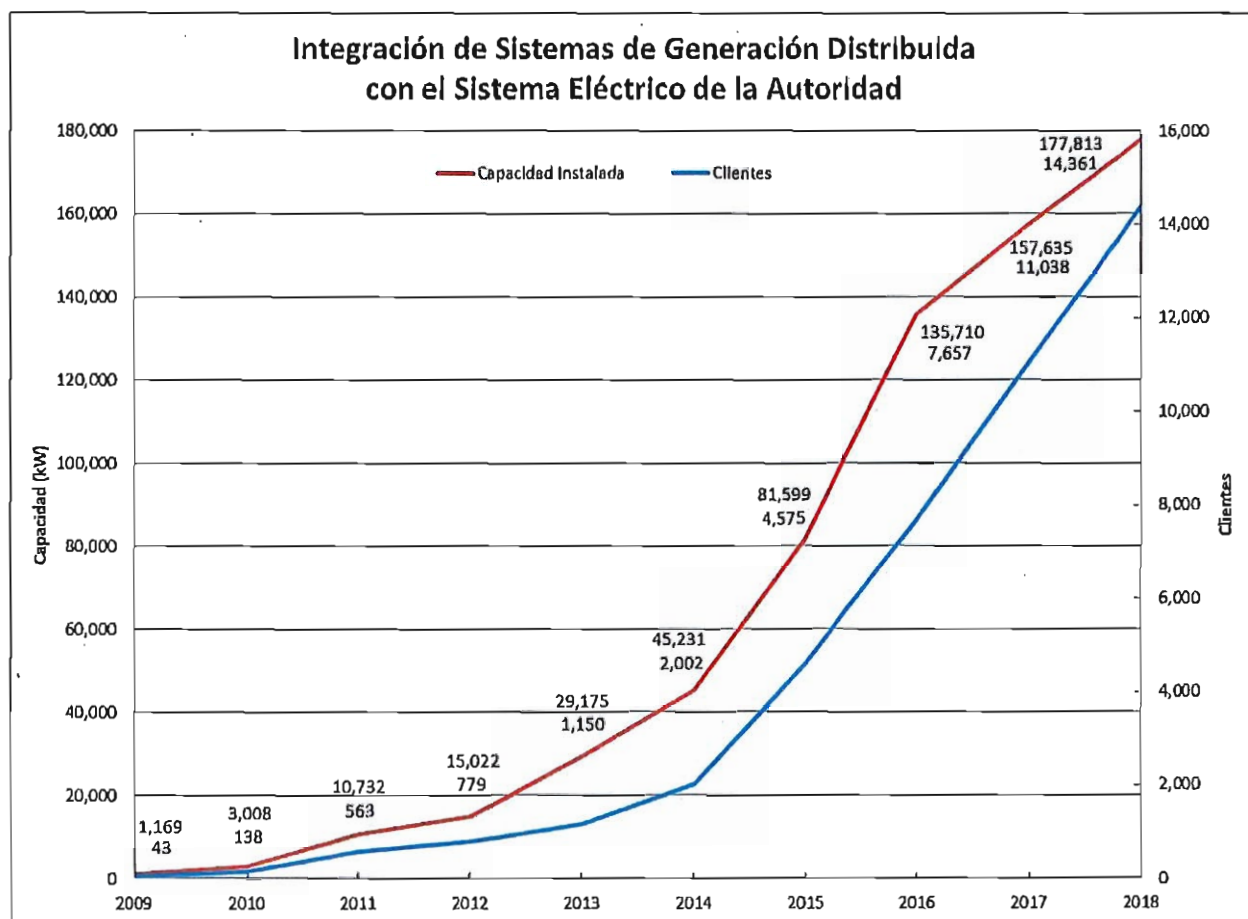
El 11 de abril de 2019, se aprobó la Ley 17-2019, Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico, la cual establece los parámetros que guiarán a un sistema energético resiliente, confiable y robusto, con tarifas justas y razonables para todos los clientes. Esta Ley pretende viabilizar que los consumidores participen en la generación de energía y facilitar la interconexión de los sistemas de generación distribuida y micredes. Para esto, establece que en aquellos casos en que los sistemas de generación fotovoltaica o renovable no sobrepasen la capacidad de generación de 25 kilovatios (kW) aplicará lo siguiente:

- a. Se interconectarán automáticamente tan pronto un ingeniero electricista licenciado y colegiado o un perito electricista licenciado y colegiado y que posea un certificado válido de instalador de sistema fotovoltaico o de energía renovable, certifique el cumplimiento con los requisitos técnicos reglamentarios para la interconexión con la red de distribución. No será necesaria la presentación de una solicitud de interconexión para que los sistemas aquí identificados se entiendan interconectados y la medición neta se active.
- b. La medición neta para estos sistemas de generación se reflejará en la factura del cliente no más tardar de 30 días posterior a la presentación de la certificación de su instalación.
- c. Que el alimentador sobrepase su capacidad, no constituirá un impedimento para la interconexión de sistemas fotovoltaicos o de energía renovable. En estos casos, las mejoras o cambios necesarios al alimentador serán por cuenta de la compañía solicitante.
- d. La Ley no impide que se revise posteriormente la corrección de la certificación del generador distribuido.

La Autoridad de Energía Eléctrica (Autoridad) reconoce que la integración de sistemas de generación distribuida (GD) en la red eléctrica es necesaria para contribuir a la diversificación de la generación de energía mediante fuentes renovables, contribuyendo así a la preservación del medio ambiente. Sin embargo, para integrar la mayor capacidad de GD posible a nuestro sistema eléctrico sin afectar su estabilidad y confiabilidad, según establecido en la misma Ley, es necesario que esto se realice de forma ordenada y planificada. Nos preocupa la forma en que la Ley promueve que se interconecten con la red eléctrica aquellos GD con capacidad de 25 kW o menos, sin considerar los aspectos operacionales y los estudios técnicos de impacto necesarios para determinar posibles efectos adversos a la red eléctrica o a la operación del mismo GD. A pesar de que la Ley permite realizar estos estudios posteriormente a la interconexión de los GD, resultaría imposible poder cobrar a una compañía por los trabajos de mitigación del impacto que se determine que son necesarios, cuando ya la compañía habrá terminado el proyecto y cobrado al cliente por su trabajo. Por lo tanto, eventualmente el costo de los trabajos de mitigación por el efecto de los GD interconectados tendrá que asumirlo la Autoridad, pasando esto luego a todos los clientes.

Los proyectos de generación distribuida que se han desarrollado en Puerto Rico durante los últimos diez años prácticamente han sido todos sistemas fotovoltaicos. A diciembre de 2018, la Autoridad evaluó un total de 177.81 megavatios (MW) de GD fotovoltaicos, para un total de 14,361 clientes con sistemas interconectados con la red eléctrica, donde 13,592 de éstos están interconectados con el sistema de distribución (ver Gráfica 1). De éstos, un 95% tienen capacidad de 25 kW o menos. Estos datos no incluyen los GD instalados bajo la Orden Ejecutiva OE-2017-064, "Para energizar residencias con sistemas de generación fotovoltaicas y baterías, y acelerar la recuperación del sistema de energía eléctrica de Puerto Rico luego del paso del huracán María", por lo tanto, no están en nuestro registro debido a que no fueron evaluados por la Autoridad. Estos sistemas se podrán incorporar en nuestro registro en la medida en que los clientes notifiquen estas instalaciones. Esta información es de suma importancia para que la Autoridad pueda mantener unas estadísticas reales sobre la capacidad total de GD interconectados con su sistema, además de obtener resultados confiables de los estudios técnicos de integración de GD. Por lo tanto, a pesar de que la Ley establece que no se requerirá una solicitud para su operación, es importante que se reciban estas notificaciones.

Gráfica 1



Queda demostrado que la integración de los sistemas solares fotovoltaicos ha incrementado de manera exponencial en los últimos años. Esto representa un reto, no sólo para la Autoridad sino para cualquier compañía que opera un sistema eléctrico debido a la intermitencia de este tipo de generación de energía. Hay que considerar que la red de distribución eléctrica, incluyendo sus elementos de protección y control, fueron diseñados para operar de forma radial, de tal manera que la energía fluya desde las subestaciones hasta la carga. El flujo de energía en dirección contraria, desde los GD en las cargas hacia la red, representa un reto operacional para cualquier compañía eléctrica, más aún en un sistema aislado como el de Puerto Rico. La alta integración de GD provoca diversos efectos en el sistema eléctrico, tales como:

- **Problemas en la regulación de voltaje** – Los problemas de mayor impacto en la red eléctrica es causado por la intermitencia o fluctuación en la generación de energía del GD que provoca variaciones en el voltaje. La magnitud de este efecto en los alimentadores depende de varios factores, incluidos su configuración, ubicación del GD y los equipos de control de voltaje instalados, tales como bancos de capacitores y transformadores reguladores de voltaje. Los efectos más pronunciados ocurren en alimentadores extensos en los que la concentración de GD se encuentra al final del mismo, sobre todo en periodos de demanda mínima. Esto pudiera causar sobrevoltajes fuera del rango permitido por el estándar ANSI C84.1, afectando la operación de los GD en la zona y la calidad del servicio al resto de los clientes. La producción de potencia real y reactiva de un GD puede impactar el voltaje en régimen permanente en el circuito. Estos problemas de voltaje provocan la desconexión de los GD, reducción de la vida útil de los equipos eléctricos y mayores costos de mantenimiento. Por ejemplo, la intermitencia en la producción de energía provocada por los GD causa que los *tap changers* de los transformadores de las subestaciones, los reguladores de voltaje y los bancos de capacitores tengan que operar más frecuentemente, ocasionando que el equipo se degrade más rápido e incrementando los costos de mantenimiento.
- **Desbalance en voltaje en alimentadores** – La configuración de muchos alimentadores en Puerto Rico incluye gran cantidad de ramales monofásicos a lo largo de los circuitos, lo que provoca un desbalance natural entre las fases. La integración de GD en un ramal monofásico con poca carga en comparación con las otras fases puede provocar un desbalance fuera de lo permitido por estándar. Este efecto causa problemas en el servicio de todos los clientes y en especial en las cargas trifásicas como, por ejemplo, las estaciones de bombas de acueductos, unidades trifásicas de acondicionadores de aire (hospitales, comercios, etc.), fábricas con equipos industriales trifásicos, entre otros. Esto aumenta sustancialmente los retos operacionales del sistema eléctrico y puede degradar significativamente la calidad de la señal eléctrica.
- **Parpadeo (*Flickering*)** - Las variaciones en la potencia de salida de los GD ocasionada por la sombra de las nubes en los módulos fotovoltaicos pueden causar un efecto de parpadeo en la red eléctrica que afecta la operación de los equipos eléctricos de los clientes.
- **Exceder la ampacidad de los conductores** – Una alta integración de GD en un área puede provocar que fluya mayor cantidad de corriente en los conductores secundarios y primarios, lo que podría causar daño a los mismos de excederse su ampacidad. Esto causaría averías más frecuentes, lo que implicaría más interrupciones de servicio prolongadas para todos los clientes del área, además de mayores costos por reparación.

- **Problemas con la coordinación de equipos de protección** - Circuitos con una alta penetración de GD pueden experimentar la pérdida de la coordinación entre los dispositivos de protección durante períodos de demanda mínima. En alimentadores con alta integración de GD, se produce un flujo de energía en reversa (*reverse power flow*) durante periodos de demanda mínima. Esto puede causar problemas en el sistema de protección de la red eléctrica, el cual se diseñó originalmente para flujo de energía de la fuente hacia la carga y no en sentido contrario. Por ejemplo, en los reguladores de voltaje es necesario modificar sus parámetros de control para que puedan operar con flujo en ambas direcciones. La alta integración de GD puede provocar que este flujo de energía en reversa sea significativo y llegue a la subestación, lo que puede causar que los relés de protección operen y se desconecte, no sólo ese circuito, sino también otros adyacentes. Esto aumentaría los índices de interrupciones en el sistema eléctrico del país y causarían una reducción en su confiabilidad.
- **Fusibles fundidos** – La contribución de corriente de los GD a una falla temporal en un alimentador puede provocar que los fusibles se fundan antes de que los GD se desconecten. Mientras el circuito se abre momentáneamente a través del disyuntor del alimentador para dar oportunidad a que se corrija la falla y recerrar para continuar en servicio, la corriente que continúan aportando durante ese corto tiempo los GD interconectados en el alimentador puede impedir que esto ocurra, ya que puede provocar que se fundan los fusibles antes de la operación de recierre. La corriente de corto circuito determinada para la coordinación de estos fusibles no considera la aportación de corriente de los GD interconectados en el alimentador; siendo el problema mayor donde existe una alta integración de éstos. Por lo tanto, lo que podría ser una interrupción momentánea, se convierte en una avería que deja a los clientes sin servicio por un tiempo prolongado. Todo esto compromete la intención de los dispositivos de recierre de proteger los fusibles y evitar interrupciones de servicio prolongadas.

Es de esperar que todos los efectos detallados anteriormente continuarán incrementando en el futuro a medida que continúe en aumento la integración de GD en la red eléctrica de Puerto Rico, si no se hace de una forma ordenada y planificada. Para lograr esto, es necesario adquirir e instalar en la red eléctrica equipos y sistemas con tecnología inteligente, que permita el manejo responsable de esta energía sin afectar la calidad del servicio para todos los demás clientes.

La Autoridad, al igual que cualquier otra compañía de electricidad, tiene que cumplir con su responsabilidad de garantizar la confiabilidad y seguridad de la red y del servicio para todos sus clientes, por lo que necesita implementar medidas para que la alta integración de GD provoque el menor impacto posible en el sistema eléctrico. Cabe destacar que el costo de estas medidas pudiera ser uno considerable, y en estos momentos la Autoridad se encuentra en una situación financiera compleja que dificulta su implementación. Inclusive, de tener acceso a los fondos federales anticipados para la mitigación del sistema eléctrico, tomaría años el realizar estas mejoras. Algunas técnicas de mitigación recomendadas por el *National Renewable Energy Laboratories (NREL)* del *US Department of Energy (DOE)*, son las siguientes:

- Requerir inversores inteligentes (*smart inverters*) en cumplimiento con el nuevo estándar IEEE 1547-2018 capaces de, sin limitarse a:
 - Regular voltaje

- Modular la potencia de salida en función de la frecuencia (*frequency response*)
 - Mantenerse conectado en un corto periodo de tiempo bajo condiciones de voltaje y frecuencia fuera de lo normal (*voltage and frequency ride through*)
 - Modular la potencia activa del GD en función de la razón de cambio de la frecuencia (*inertia response*)
- Instalación de equipos inteligentes autónomos a lo largo del alimentador y en las subestaciones (*smart feeders*), como por ejemplo interruptores de recierre automático (*reclosers*) y controladores de voltaje y potencia reactiva (*volt/VAR control*), bancos de capacitores con capacidad variable (*switching capacitor banks*).
 - Regulación de voltaje por fase en la salida del alimentador (*tap changer*), en lugar de en una sola fase en la barra de distribución de la subestación como es actualmente.
 - Medición por fase en la salida de la subestación y de cada alimentador, en lugar de en una sola fase como es actualmente.
 - Instalación de medidores inteligentes para los clientes.
 - Aumento de capacidad de los conductores.
 - Reconfiguración de los alimentadores que incluya balanceo de carga entre las fases.
 - Revisión de la operación de los equipos existentes, sus capacidades y ajustes de protección (controles de reguladores de voltaje y relés).
 - Mecanismos para incentivar la instalación de GD en alimentadores con mayor capacidad de integración según determinado mediante análisis y estudios técnicos, incluyendo *hosting capacity*. Mediante este análisis se determina la capacidad máxima de penetración en el alimentador sin que cause un impacto adverso en el voltaje, la protección y la calidad de la señal eléctrica, y sin que haya la necesidad de hacer modificaciones en el alimentador.

Además de las soluciones de mitigación recomendadas por NREL y el DOE, incluimos las siguientes:

- Requerir a los GD la cantidad de almacenamiento necesaria para mitigar el efecto en la red eléctrica provocado por la variación en la potencia de salida de los inversores debido a la variación en la irradiación solar en los módulos fotovoltaicos. Esta intermitencia pudiera afectar la calidad de servicio a todos los clientes conectados al circuito eléctrico, incluyendo la operación normal de los mismos GD. Este sistema de almacenamiento tendría que programarse para que opere constantemente con el fin de evitar que el efecto de la intermitencia se refleje en la red eléctrica.
- Incluir un sistema de monitoreo para poder lograr la implementación de microredes que se establece en el Plan Integrado de Recursos (PIR) de la AEE y el *Energy System Modernization Plan* (ESM) presentado a la *Federal Emergency Management Agency* (FEMA) para lograr la resiliencia del sistema eléctrico.

La Autoridad reconoce que si se implementan estas recomendaciones lograremos que la red eléctrica pueda manejar de una forma adecuada y confiable la alta penetración de sistemas de generación que utilizan fuentes renovables de energía. Asimismo, nos ayudará a cumplir con la cartera de energía renovable establecida en la Ley 82-2010, según enmendada.

Por otro lado, es importante que se tome en consideración que cualquier costo relacionado con las mejoras que sea necesario realizar al sistema eléctrico para mitigar los efectos causados por una alta integración de generación distribuida o aumentar la capacidad de integración, así como cualquier cargo impuesto por leyes o reglamentación a la Autoridad por incumplimiento de las mismas, aumentarían las pérdidas que finalmente pagarían todos los clientes en su factura. Esto no sería justo para los clientes que no tienen la capacidad económica para invertir en sistemas de generación distribuida, que terminarían pagando las mejoras necesarias en la red para que se puedan interconectar los sistemas de generación privados instalados por clientes con mayor poder adquisitivo.

Solicitamos que el Negociado de Energía de Puerto Rico establezca los estándares y requisitos técnicos necesarios para la revisión de los reglamentos de interconexión, en cumplimiento con la Ley 17-2019.