



HOJA DE RUTA DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS PARA PUERTO RICO

INFORME FASE I

Resumen

Una evaluación de la capacidad de los recursos de energía distribuida y alternativas sin cables para diferir o evitar inversiones en infraestructura centralizada en el sistema energético de Puerto Rico.

18 de noviembre de 2019

Ronny Sandoval
ROSENERGYSTRATEGIES@GMAIL.COM

Contenido

I. Resumen del informe	4
A. Enfoque	4
B. Estructura del informe	5
II. Políticas públicas y entorno de planificación	6
A. Metodología.....	6
B. Referencias primarias	7
C. Requisitos de recursos	8
III. Recursos energéticos distribuidos y alternativas sin cables	12
Relación entre eficiencia energética y generación distribuida	13
A. Iluminación Residencial y Comercial.....	13
B. Calentadores de agua solares	14
C. Reemplazos de refrigeradores	15
D. Aire acondicionado	15
E. Almacenamiento solar fotovoltaico y de energía	16
F. Respuesta a la demanda comercial	17
G. Reducción de la conservación de voltaje.....	18
Figura 1 –.....	20
Figura 2 –.....	21
IV. Resultados de análisis y costo nivelado de la energía.....	22
A. Resultados del análisis.....	22
Figura 3 –.....	23
Figura 4 –.....	24
B. Costo nivelado de la energía	25
Figura 5 –.....	25
V. Fundamentos para el Crecimiento en DERs y NWAAs	26
A. Análisis de capacidad de alojamiento.....	26
B. Proceso de interconexión simplificado.....	26
C. Solicitudes de alternativas sin cables.....	27
D. Posibles fuentes de financiación	27
Presupuestos de planificación de servicios públicos	27

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico
Informe Fase I

Certificados de Energía Renovable	27
Asistencia Federal.....	27
VI. Conclusión	28
Acerca del autor	29

I. Resumen del informe

Este informe ofrece un análisis de alto nivel de alternativas sin cables (Non-Wire Alternatives, NWA en inglés), de integración de Recursos Energéticos Distribuidos (RED) y de la coordinación necesaria podrían eliminar la necesidad de inversiones en sistemas centralizados, como las propuestas unidades de ciclo combinado de gas natural de 302 MW.

El análisis demuestra que una cartera de Recursos Energéticos Distribuidos puede ofrecer reducciones de la demanda a escala necesaria que hagan innecesarias grandes inversiones capital en sistemas centralizados, y de una manera que adelante la resiliencia de la comunidad, la elección del cliente y el interés público.

A. Enfoque

- Identificar una cartera de alternativas sin cables y recursos energéticos distribuidos que puedan proporcionar las capacidades necesarias que podrían eliminar la necesidad de una unidad propuesta de ciclo combinado de gas natural de 302 MW.
- El Plan Integrado de Recursos (PIR) de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico se basa principalmente en recursos energéticos a gran escala y grandes inversiones de capital en transmisión y distribución para abordar las necesidades energéticas futuras.
- Las empresas de servicios públicos de otras regiones han tenido gran éxito en la búsqueda proactiva y el despliegue de una combinación de alternativas sin cables y recursos energéticos distribuidos como mecanismo para satisfacer las necesidades energéticas futuras de manera confiable y rentable.
- Este enfoque de cartera permite que varias tecnologías trabajen en conjunto y complementen las capacidades de cada una de manera que la mezcla ofrezca mayores beneficios que la suma de sus partes.
- Estos despliegues se han materializado en magnitudes lo suficientemente grandes como para satisfacer los requisitos críticos de carga dentro de algunas de las mini redes regionales identificadas en el PIR.
- Este análisis busca identificar una cartera de recursos que podrían eliminar la necesidad de un ciclo combinado de gas natural de 302 MW fuera del horizonte de planificación del PIR.

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

B. Estructura del informe

El informe se organiza de la siguiente manera:

La Sección II explora el panorama de las políticas, la historia y el entorno de planificación para el despliegue de Recursos Energéticos Distribuidos.

La Sección III presenta varias soluciones de Recursos Energéticos Distribuidos y explica por qué cada una es una buena opción para Puerto Rico.

La Sección IV presenta los resultados del análisis, incluidas las reducciones previstas en la demanda de energía y los costos asociados con la selección de cada tecnología.

En la Sección V se examinan algunos de los elementos fundamentales necesarios para apoyar el crecimiento de los RED de manera intencional y metódica.

La Sección VI concluye el informe con información adicional y elementos clave del análisis.

II. Políticas públicas y entorno de planificación

El año 2009 marcó la primera vez que se introdujo en Puerto Rico el Programa de Asistencia de Climatización (WAP, por sus siglas en japonés), parte del paquete de estímulo de la Ley de Recuperación y Reinversión Estadounidense (ARRA en inglés). Previo al despliegue de este esfuerzo, la Isla no contaba con gran historial administrando programas de eficiencia energética. La introducción de WAP condujo al desarrollo de una infraestructura robusta que permitió a la Isla manejar los aproximadamente \$65 millones que se le asignaron para este propósito. Por diversas medidas, incluyendo la satisfacción del cliente con las ofertas del programa, los referidos de clientes a amigos y familiares, y el ahorro de energía resultante, el programa puede considerarse un éxito. Sin embargo, una vez concluido el período de la asignación de fondos, no había otras fuentes de financiación disponibles que permitieran continuar las actividades del programa a este nivel y dio lugar a la liquidación del esfuerzo.

El Fondo de Energía Verde fue establecido en 2010 por la “Ley de Incentivos a la Energía Verde de Puerto Rico” para promover la sostenibilidad al incentivar el desarrollo de proyectos de energía renovable, pero los retos operacionales han detenido el progreso continuo de la misión del programa.

La Ley de Política Pública Energética de 2019 ha reavivado un debate sobre cómo promover la eficiencia energética y las energías limpias a través de objetivos ambiciosos para estas soluciones sostenibles, incluidas las que se encuentran en o cerca del cliente. El Negociado de Energía de Puerto Rico ha abierto varios expedientes que abordan tanto el proceso como la necesidad de fondos para asegurar la ejecución exitosa de los objetivos de la reciente ley energética.

Estamos en las primeras etapas de este nuevo esfuerzo, por lo que es más importante que nunca garantizar que haya un entorno de apoyo para poder identificar, procurar e instalar soluciones sostenibles en todas las comunidades para mejorar la resiliencia y fomentar el crecimiento económico.

A. Metodología

Cuando se busca toda la eficiencia energética rentable, los recursos energéticos distribuidos y las alternativas sin cable, es práctica común completar primero un estudio potencial para servir como guía de los recursos viables para alcanzar dentro de un período de tiempo determinado y satisfacer una necesidad específica. Un anuncio reciente del¹ Negociado de Energía de Puerto Rico reconoció la importancia de llevar a cabo este estudio para ayudar en el diseño de programas y en el establecimiento de las medidas alternativas de RED a seguir en varias clases de clientes. Debido a que este estudio de potenciales alternativas no está disponible para Puerto Rico se complementaron experiencias pasadas sobre el despliegue de RED en toda la Isla, con experiencias de lugares como Florida y Hawái para llegar a la cartera de soluciones identificadas en el análisis que aquí se presenta.

¹ En RE: Regulación para la eficiencia energética y respuesta a la demanda; Negociado de Energía de Puerto Rico; NEPR-MI-2019-0015; 4 de septiembre de 2019
<http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2019/09/Resolution-NEPR-MI-2019-0015-2.pdf>

B. Referencias primarias

Territorios de los Estados Unidos y Programa de Asistencia de Climatización durante el período de la Ley de Recuperación; Tonn B., Rose E.; Laboratorio Nacional Oak Ridge; https://weatherization.ornl.gov/wp-content/uploads/pdf/WAPRecoveryActEvalFinalReports/ORNL_TM-2014_592.pdf, marzo de 2015.

Plan Integrado de Recursos de Puerto Rico 2018-2019 Apéndice 4: Recursos secundarios de la demanda; Siemens – preparado para la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico; 7 de junio de 2019.

Estudio Final del Potencial de Eficiencia Energética del Estado de Hawái; EnerNOC Utility Solutions Consulting – preparado para la Comisión de Servicios Públicos de Hawái; 15 de enero de 2014.

Reducción de la energía medida y la demanda máxima a partir del reemplazo de aire acondicionado de alta eficiencia; John A. Masiello y Matthew P. Bouchelle, Progress Energy Florida, Inc., Danny S. Parker y John R. Sherwin, Florida Solar Energy Center.

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

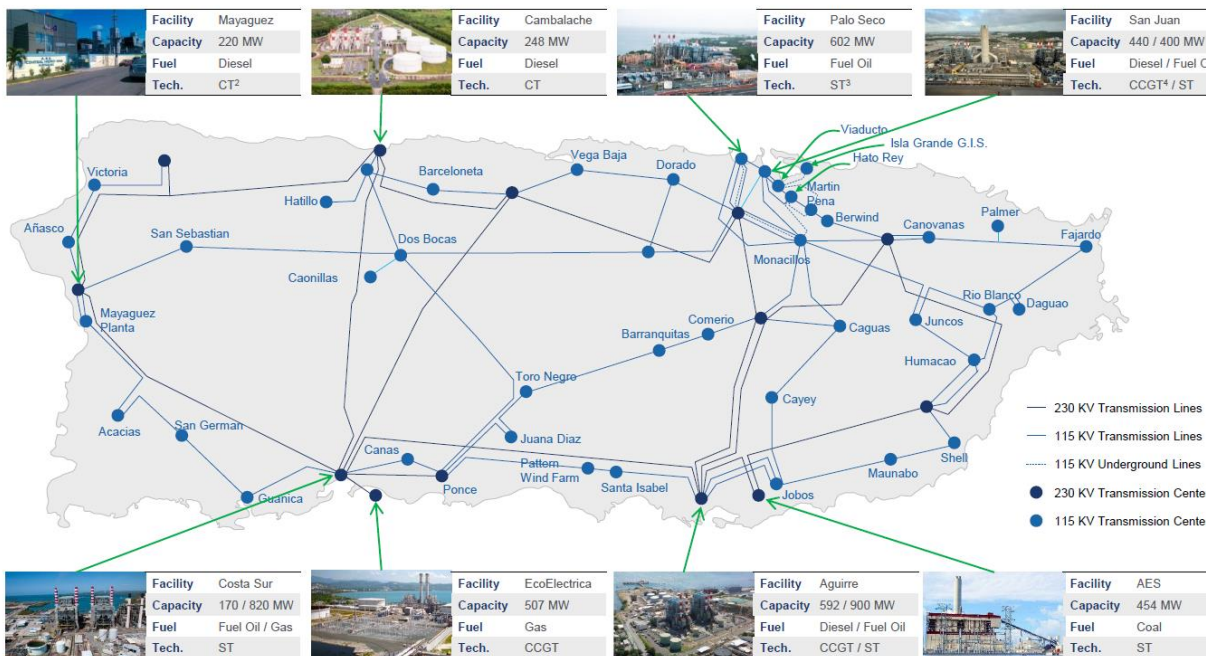
C. Requisitos de recursos

Los esfuerzos de planificación energética de Puerto Rico actualmente enfrentan varios desafíos con los que la mayoría de otras empresas de servicios públicos no tienen que lidiar, incluyendo:

- Gran parte de la flota de generación está lista para retirarse debido a las ineficiencias, las regulaciones ambientales y las decisiones de política pública.
- Una proyección en descenso de la demanda de energía, que es contraria a la demanda creciente o estable que otras regiones experimentan.
- Las fuerzas del mercado y un enfoque en la resiliencia se presentan como consideraciones adicionales para que los clientes exploren alternativas a la energía de la red.

Current State of Generation Assets¹

The majority of Puerto Rico's generation capacity is located on the southern coastline and requires large 230 kV transmission lines to connect to the major northern load center in the San Juan Metro Area.



1 Includes both PREPA-owned and contracted (third party-owned) generation assets
 2 Combustion Turbine (CT)
 3 Steam Turbine (ST)
 4 Combined Cycle Gas Turbine (CCGT)



² Plan Fiscal 2019 para la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico; Certificado 27 de junio de 2019 p. 35
[https://aeepr.com/es-pr/Documents/Exhibit%201%20-%20202019%20Fiscal Plan for PREPA Certified FOMB%20on June 27 2019.pdf](https://aeepr.com/es-pr/Documents/Exhibit%201%20-%20202019%20Fiscal%20Plan%20for%20PREPA%20Certified%20FOMB%20on%20June%2027%202019.pdf)

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

Estas dinámicas presentan complejidades para las decisiones de inversión relativas a las inversiones intensivas de capital en toda la red. Así, a los efectos de esta evaluación, las alternativas se presentarán con relación a la capacidad de una gran planta de gas centralizada.

Table 1: Summary of gas infrastructure by scenario, 2025

Gas Infrastructure Summary, 2025			
Scenario:	ESM	S4S2	S3S2S8
LNG Terminals:	<ul style="list-style-type: none"> EcoElectrica (Peñuelas) San Juan (ship-based) San Juan (land-based) Yabucoa (ship-based) Mayagüez (ship based) 	<ul style="list-style-type: none"> EcoElectrica (Peñuelas) San Juan (ship-based) San Juan (land-based) 	<ul style="list-style-type: none"> EcoElectrica (Peñuelas) San Juan (ship-based)
Gas Capacity in 2025:	<ul style="list-style-type: none"> San Juan 5&6 (440 MW) Palo Seco (302 MW) EcoElectrica contract renewed (507 MW) Yabucoa (302 MW) Conversion of Mayagüez units (200 MW) Mobile generators (421 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> San Juan 5&6 (440 MW) Palo Seco (302 MW) Costa Sur (302 MW) Gas Peaking Generation (371 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> San Juan 5&6 (440 MW) Costa Sur (302 MW) Gas Peaking generation (348 MW)

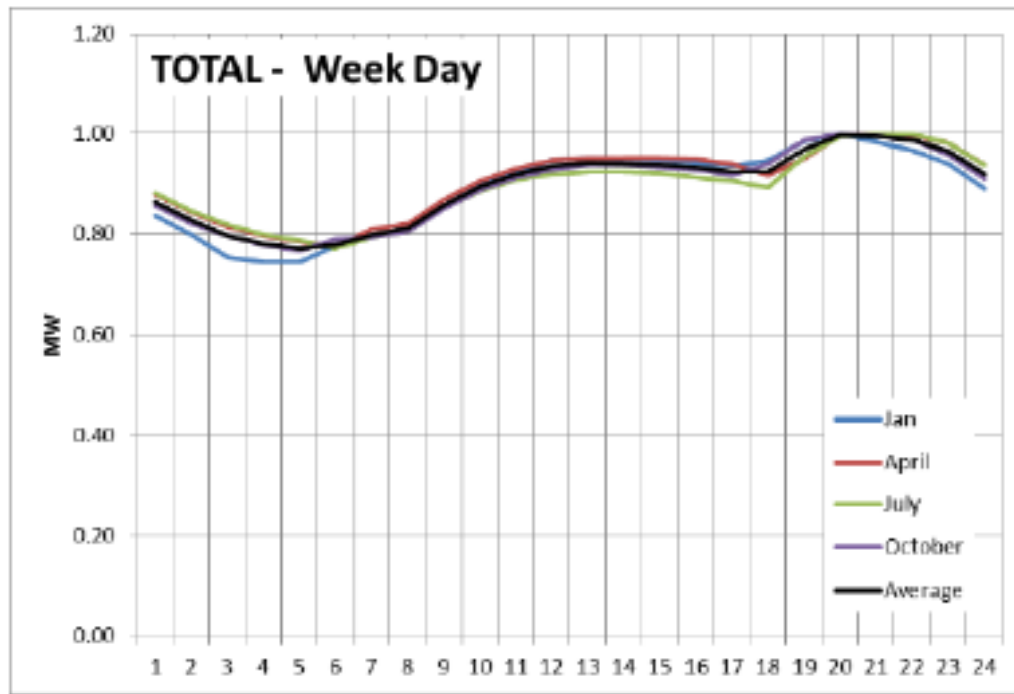
3

Dependiendo de los escenarios analizados como parte del Plan Integrado de Recursos de AEE (ver tabla anterior), puede haber una variación significativa en la magnitud y escala de la inversión en infraestructura de gas centralizada que cada enfoque requiere.

³ Amicus curiae del Instituto de las Montañas Rocosas; 20 de septiembre de 2019
<https://drive.google.com/file/d/1xFY7Qa3-0XSPd9Ybv2F99szHFyobLO0N/view>

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

Forma de carga normalizada para el total del sistema



Fuente: Pronóstico de carga por región AEE 2018 CASO base PIR revisado 35 pct EE 050319.xlsm

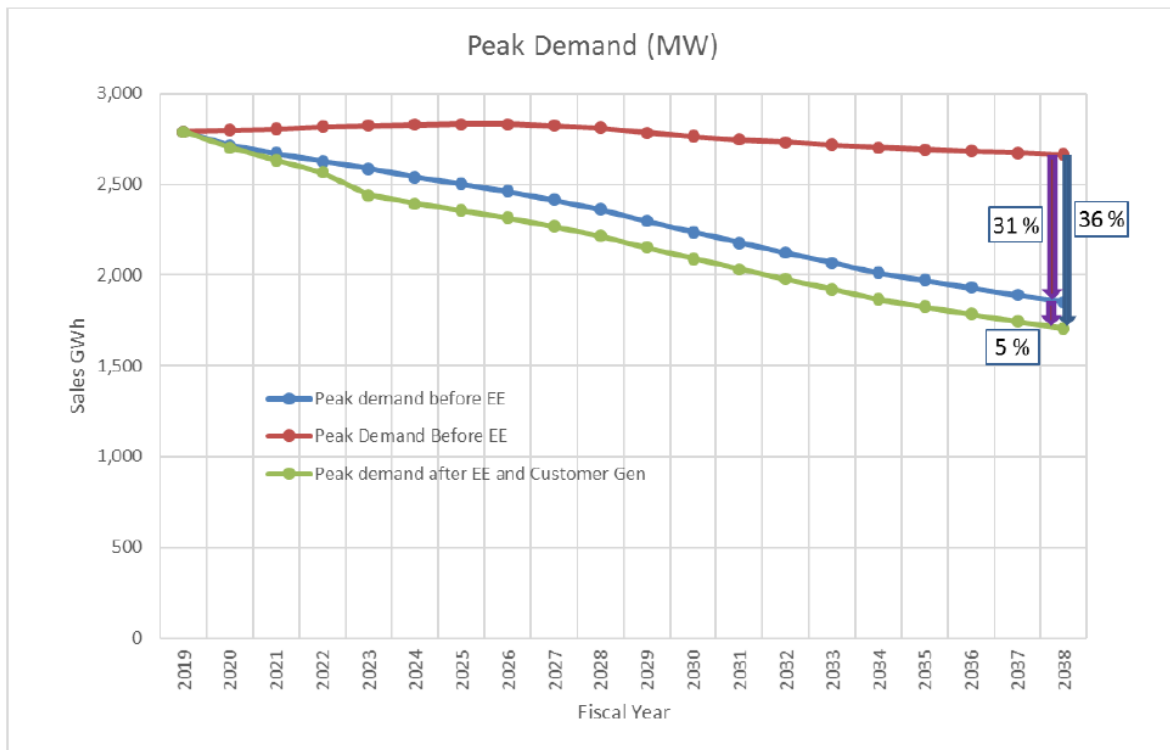
En comparación con muchas regiones de los Estados Unidos continentales, la distribución de carga a través de la red eléctrica de Puerto Rico es relativamente plana durante todo el día. Muchas regiones se encuentran con picos muy pronunciados, que como resultado a menudo dictan las soluciones de conservación de energía y de RED que se persiguen en el manejo de la demanda máxima. La red⁴ de AEE experimenta picos en la noche (ver gráfica arriba), y permanece relativamente constante durante un período de aproximadamente cinco horas, antes de disminuir y aumentar de nuevo en el medio del día. Hay valor en reducir el consumo durante el día o en atender los picos pronunciados de manera que no se creen nuevos picos para manejar.

⁴ PIR 2019 – Informe Principal REV2 06182019 wERRATA, p 2-19

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

El PIR ya incorpora una cantidad significativa de eficiencia energética, respuesta a la demanda y otros recursos energéticos distribuidos que resultan en un menor consumo y demanda de energía (véase más adelante).

Exhibit 3-27. Comparison Peak Demand before and after EE & Customer Owned Generation



Source Workpaper: Load Forecast by Region PREPA 2018 IRP Base Case Revised 35 pct EE 050319.xlsm

Fuente: Pronóstico de carga por región AEE 2018 PIR Caso Base Revisado 35 pct EE 050319.xlsm

En la siguiente sección se identifica una cartera de Recursos de Energía Distribuida que es incremental a los RED incluidos en el plan y puede eliminar la necesidad de inversiones centralizadas en infraestructura de gas.

III. Recursos energéticos distribuidos y alternativas sin cables

Los Recursos Energéticos Distribuidos, o REDs, se pueden definir como soluciones energéticas o tecnologías ubicadas cerca del cliente que pueden proporcionar un servicio o valor, inclusive a otros clientes y a la red eléctrica. Estas tecnologías y soluciones pueden incluir “recursos de generación distribuidos, eficiencia energética, almacenamiento de energía, vehículos eléctricos y tecnologías de respuesta a la demanda”.⁵

Debido a tendencias convergentes, como la marcada disminución de los costos de las soluciones de energía renovable distribuida, incluidos los sistemas residenciales,⁶ mayor interés de los clientes en un servicio de energía resiliente debido a una mayor dependencia en la electricidad en la sociedad moderna y el interés de los clientes en adoptar alternativas de energía limpia, los REDs se han convertido en una opción de primer recurso para los clientes, las empresas de servicios públicos y las partes interesadas que buscan la transición a un sistema de energía más eficiente y rentable.

Aunque los RED se encuentran generalmente más cerca del cliente, las empresas de servicios públicos han reconocido el potencial de estos recursos y su contribución en cumplir con su responsabilidad de proporcionar un servicio de energía confiable, a un costo potencialmente menor en comparación con inversiones centralizadas tradicionales y con mejores resultados para el cliente. Cuando los RED se utilizan de esta manera, se denominan “alternativas sin cables” o “proyectos [que] permiten a los servicios públicos aplazar o evitar las inversiones en infraestructura convencional mediante la adquisición de recursos energéticos distribuidos (RED) que reducen los costos y las emisiones mientras mantienen o mejoran la confiabilidad del sistema”.⁷

Cuando las las empresas de servicios públicos incluyen RED en la cartera de soluciones que se pueden utilizar para satisfacer las necesidades energéticas futuras, se presentan oportunidades para soluciones que pueden ser menos costosas que permiten incorporar a las personas y sus comunidades en la búsqueda de soluciones a los desafíos energéticos futuros.

Aunque la red eléctrica fue diseñada originalmente con un flujo unidireccional, desde la empresa de servicios públicos al cliente, un futuro de recursos distribuidos requiere que la electricidad se maneje para acomodar también el flujo de energía proveniente de los clientes. A diario están surgiendo nuevos procesos y soluciones que permiten gestionar este nuevo paradigma. Con mayor transparencia, estándares y buena comunicación entre la empresa de servicios públicos, los clientes, los que ofrezcan servicios energéticos y otros se puede garantizar que los RED puedan operar en conjunto con la red de una manera de manera coordinada y efectiva.

⁵ Plan de Acción de Recursos Energéticos Distribuidos de California: Alinear la Visión y la Acción; Comisión de Servicios Públicos de California, 29 de septiembre de 2016.

https://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Public_Website/Content/About_Us/Organization/Commissioners/Michael_J_Picker/2016-09-26%20DER%20Action%20Plan%20FINAL3.pdf

⁶ Seguimiento del Sol – Tendencias de Precios Instalados para Sistemas Fotovoltaico Distribuidos en los Estados Unidos; LBL; septiembre de 2018 https://emp.lbl.gov/sites/default/files/tracking_the_sun_2018_briefing_0.pdf

⁷ NY REV CONNECT; NYSERDA <https://nyrevconnect.com/non-wires-alternatives/>

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

Relación entre eficiencia energética y generación distribuida

Las medidas de eficiencia energética y de generación distribuida pueden complementarse entre sí de manera que aumente el valor para los clientes y las comunidades. Muchos diseños de instalación de microredes ubicados en propiedad del cliente comienzan por reducir el desperdicio de energía a través de medidas de eficiencia energética para entonces proceder a seleccionar la tecnología de generación. Esto no sólo ahorra dinero al instalar sólo la cantidad de generación que es necesaria, pero puede garantizar que los equipos críticos, como refrigeradores y otros enseres que consumen menos energía, puedan continuar funcionando ante una interrupción en la red eléctrica.

La siguiente lista de medidas no solo puede ofrecer ahorros de energía y costos a nivel individual, sino que pueden dar paso a soluciones más resistentes cuando se trabajan en conjunto.

A. Iluminación Residencial y Comercial

La iluminación es a menudo una de las medidas más rentables que se pueden atender en cualquier región. Además, coincide con el pico del sistema, dado que la demanda máxima de energía en Puerto Rico ocurre en la noche. El PIR incluye algunas medidas de iluminación residencial y comercial, pero no al punto de saturación de la medida. Dado estos factores y el bajo costo de la medida, se incrementó la contribución en medidas que atienden la iluminación en un 10% en el escenario moderado, y en un 25% en el escenario agresivo.

Por qué es correcto para Puerto Rico:

La iluminación es un servicio crítico que debe procurar mantenerse en eventos de interrupciones prolongadas, pues guarda relación con la seguridad de las comunidades, incluyendo áreas remotas de la Isla. Mientras más eficiente sea la medida de iluminación, más probable que esta demanda pueda atenderse a través de generación *in situ* en eventos de interrupciones de la red. A lo largo del año, las medidas de iluminación eficiente pueden ofrecer reducciones en la demanda de energía a un costo nivelado de energía de aproximadamente \$0.06/kWh para instalaciones residenciales y a una tasa más alta de \$0.12/kWh para instalaciones comerciales, debido a los costos administrativos más altos para este último. Un rediseño de estos programas puede reducir aún más estos costos para alinearse con costos logrados en programas de iluminación en los Estados Unidos.

Reducciones de iluminación comercial y residencial en el escenario moderado:

5 MWs para 2025; 15 MWs para 2038

Reducciones de iluminación comercial y residencial en el escenario agresivo:

12 MWs para 2025; 38 MWs para 2038

En su Plan Integrado de Recursos, AEE propuso un programa de iluminación residencial y comercial que involucraría a alrededor de 150,000 participantes al año. Las reducciones presentadas en este análisis representan una participación incremental de 14,000 clientes residenciales y 1,000 clientes comerciales al año, con un total de 300,000 participantes adicionales al final del período de 20 años que finaliza en 2038 para el escenario moderado. Esta tasa de participación se duplica aproximadamente en el escenario agresivo.

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

B. Calentadores de agua solares

En 2010, el Programa de Asistencia de Climatización de la Energía (WAP) del Departamento de Energía de los Estados Unidos en Puerto Rico priorizó la instalación de 1,200 calentadores de agua solares entre residentes elegibles por concepto de ingresos con el apoyo de fondos de la Ley de Recuperación y Reinversión Estadounidense. En 2011, el número de instalaciones se multiplicó por diez para cubrir 10,000 unidades adicionales⁸.

Aunque el ahorro de estos sistemas a través de su vida útil es relativamente significativo (teniendo en cuenta el alto consumo de energía de la alternativa que sería un calentador de agua eléctrico) los costos iniciales de instalación de estos sistemas son altos en comparación con otras medidas y pueden estar fuera del alcance del consumidor promedio.

Dicho esto, el costo de energía nivelado para calentadores de agua solares a nivel residencial estimado en de \$0.19/kWh⁹ todavía podría ser una opción de energía competitiva para los clientes, especialmente en un lugar de tarifas de energía altas. Diversos lugares han comenzado a actualizar sus códigos de construcción para exigir calentadores de agua solares en la construcción de viviendas nuevas unifamiliares.

Para el escenario moderado que se considera, sólo se presenta una tasa de instalación anual comparable a la de WAP en 2011. Para el escenario agresivo, esta tasa de instalación se duplica. Dados los resultados del WAP sobre la demanda y elegibilidad entre los clientes, la instalación de estos recursos probablemente continuará siendo una medida deseada en el horizonte de planificación.

Por qué es correcto para Puerto Rico:

Después de los huracanes Irma y María, la Agencia¹⁰ Federal para el Manejo de Emergencias (FEMA en inglés) evaluó el desempeño de varias estructuras e instalaciones en todo Puerto Rico. FEMA observó un rendimiento “excelente” de calentadores de agua solares anclados en techos, en parte debido al fuerte marco requerido para apoyar los tanques de agua, lo cual aumenta su resistencia ante fuertes vientos. Estos sistemas son muy adecuados para las casas de hormigón en la Isla.

Reducciones de calentadores de agua solares en el escenario moderado:

18 MWs para 2025; 52 MWs para 2038

Reducciones de calentadores de agua solares en el escenario agresivo:

⁸ Territorios de los Estados Unidos y Programa de Asistencia de Climatización durante el Período de la Ley de Recuperación; Tonn B., Rose E.; Laboratorio Nacional Oak Ridge; marzo de 2015

⁹ Estudio Final del Potencial de Eficiencia Energética del Estado de Hawái; Consultoría de Soluciones de Empresas de Servicio Público EnerNOC; 15 de enero de 2014. https://puc.hawaii.gov/wp-content/uploads/2013/04/State_of_HI_Potential_Study_Final.pdf

¹⁰ Huracanes Irma y María en Puerto Rico - Desempeño de Edificios, Recomendaciones de Observaciones y Orientación Técnica - Informe del Equipo de Evaluación de Mitigación; FEMA; octubre de 2018. <https://www.fema.gov/media-library-data/1551103959254-8696c36e064ea9540499dfe85cbb7ef3/FINALFEMAPRMATP-2020-022219.pdf>

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

36 MWs para 2025; 104 MWs para 2038

Las reducciones presentadas aquí representan instalaciones de calentadores de agua solares en alrededor de 7,000 unidades por año o alrededor de 130,000 unidades al final del período de 20 años que termina en 2038 en el escenario moderado. Estas instalaciones totales se duplican esencialmente en el escenario agresivo a unas 260,000 instalaciones al final del período de 20 años. Estas proyecciones están en línea con las tasas observadas para esta medida a través del Programa de Asistencia de Climatización.

C. Reemplazos de refrigeradores

Esta medida se enfoca en la sustitución de refrigeradores ineficientes por unidades nuevas que cumplen con los estándares más estrictos actuales. Los refrigeradores generalmente tienen una vida útil larga, pero aún las unidades con más tiempo que técnicamente todavía funcionan pierden eficiencia a través de los años. Algunos refrigeradores pueden preceder los estándares modernos de eficiencia y pueden consumir grandes cantidades de electricidad. Con una selección adecuada de la población participante, los ahorros provenientes de la sustitución de estos refrigeradores se han observado rutinariamente en “más de 1,000 kWh/año”.¹¹

Por qué es correcto para Puerto Rico:

Los administradores de WAP identificaron que la instalación de refrigeradores clasificados *Energy Star* era una medida clave para la eficiencia. El programa llegó a instalar alrededor de 50 unidades por día.¹² Es más probable poder mantener operando con generación in situ refrigeradores eficientes durante eventos de interrupción de la red que refrigeradores que operan de manera ineficiente. Aparte de contar con una gran población que podrían participar del programa, el costo nivelado de energía para esta medida es de aproximadamente \$0.08/kWh lo que le hace una solución atractiva para el cliente.

Reducciones de reemplazos de refrigeradores, en los escenarios moderados y agresivos:

12 MWs para 2025; 35 MWs para 2038

Estas reducciones representan reemplazos de refrigeradores a una tasa de alrededor de 20,000 por año. Esto totalizaría aproximadamente 400,000 reemplazos al final del período de 20 años que termina en 2038 y refleja una tasa de instalación observada anteriormente a través del Programa de Asistencia de Climatización.

D. Aire acondicionado

Los aires acondicionados de ventana se incluyeron como medida en el PIR, aunque el programa no incluye una oferta para unidades de pared. La experiencia WAP indica que esta es una porción significativa del

¹¹ Reemplazos de refrigerador para el Programa de Climatización; Moore A. - D&R International, Ltd., Kinney L. - E Source/Platts/McGraw Hill. https://aceee.org/files/proceedings/2002/data/papers/SS02_Panel2_Paper16.pdf

¹² Territorios de los Estados Unidos y Programa de Asistencia de Climatización durante el Período de la Ley de Recuperación; Tonn B., Rose E.; Laboratorio Nacional Oak Ridge; marzo de 2015. https://weatherization.ornl.gov/wp-content/uploads/pdf/WAPRecoveryActEvalFinalReports/ORNLTM-2014_592.pdf

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

segmento de enfriamiento residencial. Como suposición conservadora, las medidas de AC incluidas en el PIR se incrementaron en un 10%.

Por qué es correcto para Puerto Rico:

Se estima que el uso de aire acondicionado¹³ en Puerto Rico constituye el 24% del consumo total de energía en clientes residenciales. Reemplazar los sistemas de refrigeración ineficientes con electrodomésticos con clasificación Energy Star podría resultar en un ahorro de energía anual de 500 kWh por unidad/por año y un costo de energía nivelado relativamente bajo de aproximadamente \$0.07/kWh.

Reducciones de reemplazos de aire acondicionado, en los escenarios moderados y agresivos:

4 MWs para 2025; 11 MWs para 2038

En su Plan Integrado de Recursos, la AEE propuso un programa de aire acondicionado residencial que instalaría un poco más de 100,000 unidades al año. Las reducciones presentadas en este análisis representan una sustitución incremental de 10,000 unidades de aire acondicionado al año, con un total de 200,000 unidades adicionales al final del período de 20 años, que finaliza en 2038.

E. Almacenamiento solar fotovoltaico y de energía

El PIR incluyó instalación de energía solar fotovoltaica a gran escala y almacenamiento de energía en diferentes grados dependiendo del escenario de planificación – y se reconoce al crecimiento previsto de la generación distribuida en las proyecciones la energía y demanda. Sin embargo, el almacenamiento de energía a nivel de residencial y comercial no se incluyó en los supuestos del PIR.

El almacenamiento de energía distribuida puede proporcionar un valor significativo a la red, trasladando la energía solar generada durante períodos de baja demanda y cuando la producción es alta de una manera similar a como se proyecta la generación a gran escala. El pico de la Isla se produce por la noche y permanece relativamente constante durante unas 5 horas. Esto presenta una oportunidad y aplicación ideal para el almacenamiento de energía distribuida al poder despachar energía almacenada proveniente de sistemas solares fuera de pico de demanda para utilizarla durante el periodo de pico.

El análisis examinó los niveles de despliegue de almacenamiento de energía necesarios para trasladar un porcentaje de la energía proyectada de los sistemas fotovoltaicos distribuidos para lograr reducciones en la demanda a lo largo del período pico de 5 horas. Las reducciones de energía resultantes se presentan para un escenario moderado, donde el 5-7% de los sistemas fotovoltaicos solares distribuidos tienen almacenamiento de energía y pueden desplazar la energía generada al pico y un escenario más agresivo donde el 8-10% se desplaza sobre el período cumbre.

Los costos anualizados para el almacenamiento de energía distribuida se obtuvieron de los documentos presentados como parte de la presentación del PIR de AEE, a una tasa proyectada de \$164/kW.

Por qué es correcto para Puerto Rico:

¹³ Territorios de los Estados Unidos y Programa de Asistencia de Climatización durante el Período de la Ley de Recuperación; Tonn B., Rose E.; Laboratorio Nacional Oak Ridge; marzo de 2015.

https://weatherization.ornl.gov/wp-content/uploads/pdf/WAPRecoveryActEvalFinalReports/ORNLTM-2014_592.pdf

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

Las comunidades en Puerto Rico han optado por la energía solar fotovoltaica distribuida, junto con el almacenamiento de energía, como método para mejorar la resiliencia energética. El almacenamiento de energía permite que la energía producida a partir de los sistemas solares se despache cuando sea necesaria en el lugar. La mayoría de las configuraciones actuales desconectan la generación solar de la demanda cuando se produce una interrupción. La combinación de energía solar distribuida y almacenamiento podría también contribuir a administrar condiciones dinámicas a nivel de distribución que pueden surgir del flujo bidireccional de energía proveniente de un mayor despliegue de la generación distribuida.

Reducciones de almacenamiento comercial y residencial en el escenario moderado:

10 MWs para 2025; 25 MWs para 2038

Reducciones de almacenamiento comercial y residencial en el escenario agresivo:

16 MWs para 2025; 37 MWs para 2038

Estas reducciones representan instalaciones distribuidas de sistemas solares fotovoltaicos y de almacenamiento de energía que suman alrededor de 6,000 en el escenario moderado y alrededor de 9,000 sistemas en el escenario agresivo para 2038. El número necesario de sistemas para satisfacer estas reducciones de demanda máxima puede variar dependiendo del tamaño de los sistemas de almacenamiento de energía, capacidades de envío, etc. Se supone que la energía almacenada de estos sistemas estaría disponible para ser enviada durante las horas requeridas del pico del sistema.

F. Respuesta a la demanda comercial

Sólo un RED pequeño a nivel comercial fue incluido en el PIR, resultando en un total aproximado de 7 MWs de respuesta a la demanda para este segmento para 2038. En contraste, la respuesta a la demanda residencial proyectada en el PIR para el año 2038 fue de 75 MW, más de 10 veces la del sector comercial. En la mayoría de las regiones, la respuesta a la demanda comercial es mayor por mucho que las contribuciones del sector residencial dado los controles de demanda disponible y otras opciones disponibles para el mercado comercial. Conservadoramente, se asumió que la contribución de la respuesta a la demanda comercial estaba en el orden de la presentada en el PIR para el sector residencial, tomando en cuenta que la coincidencia del sector comercial con el pico del sistema tanto para el escenario moderado como agresivo.

Por qué es correcto para Puerto Rico:

Esta medida prácticamente no se ha explorado en Puerto Rico y se puede implementar de manera específica en grandes ubicaciones comerciales. Hay un menor volumen de clientes a quienes ofrecer estos programas de respuesta a la demanda en relación con el mercado residencial, lo que puede resultar en una mayor participación y en lograr de manera más rápida las reducciones de la demanda a través del periodo planificación.

El costo nivelado estimado para estas reducciones de la demanda es de \$70/kW.

Reducciones de respuesta a la demanda comercial, en los escenarios moderados y agresivos:

50 MWs para 2025; 72 MWs para 2038

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

G. Reducción de la conservación de voltaje

El Control Integrado de Voltaje/VAR Control (IVVC, por sus siglas en inglés) implica el manejo de varios activos del sistema de distribución eléctrica, así como tecnologías de control avanzadas para adecuar correctamente el voltaje que llega al cliente. La reducción de conservación del voltaje (CVR en inglés) es una aplicación especializada de IVVC y puede reducir los niveles generales de voltaje al tiempo que garantiza que estos voltajes permanezcan dentro de los estándares aceptables para la distribución eléctrica. Se ha demostrado que las reducciones de voltaje del sistema de distribución resultan en reducciones en el consumo de energía en los circuitos eléctricos en los que se aplica esta práctica.

Los clientes eléctricos a través de circuitos con gestión IVVC activa y niveles de voltaje más bajos suelen consumir menos energía sin necesidad de realizar cambios en su comportamiento de consumo individual. Las inversiones en tecnología IVVC y modernización de la red pueden dar lugar no sólo a la reducción de la energía, sino también pueden proporcionar visibilidad adicional y flexibilidad operativa para responder a una variedad de condiciones dinámicas del sistema.

Duke Energy Progress (DEP) en Carolina del Norte implementó¹⁴ un programa de reducción de voltaje de conservación desplegado específicamente durante los tiempos de mayor demanda y aplazaron la construcción de una nueva turbina de combustión (CT). Este uso especializado de las tecnologías de modernización se asemejaba más a un programa de respuesta a la demanda, ya que se implementó principalmente durante los picos y emergencias del sistema. Tenía el objetivo de lograr reducciones de 310 MW en el pico. La Comisión de Servicios Públicos de Carolina del Norte, que regula el DEP, clasificó esta solución como un programa de Eficiencia Energética y permitió que los gastos se recuperaran a través de una cláusula adicional. Los objetivos de reducción de la demanda máxima para el programa fueron realmente superados, alcanzando 322 MW de reducciones. Estas reducciones por sí solas casi igualaron las capacidades de generación de las unidades de planta Asheville 3 y 4 de Duke Energy, que tienen una producción combinada de 324 MW en su pico.

La reducción de conservación de voltaje normalmente puede ofrecer reducciones en el rango de 2.5%-3.0%,¹⁵ a través de los circuitos que se aplica (ver Figura 1 y Figura 2). Esto significa que, si una serie de circuitos donde se aplica CVR tienen 100 MW de demanda, un rendimiento de reducción del 3% de las soluciones CVR resultará en una demanda neta de 97 MW en los circuitos en su lugar, todo mientras se mantiene un servicio eléctrico adecuado. Estas reducciones se observan en el metro del lado del cliente, lo que significa que además de la energía evitada, las pérdidas de entrega también se reducen al igual que con otras medidas de eficiencia energética.

Por qué es correcto para Puerto Rico:

La Figura 1 y la Figura 2 muestran una caída en el tiempo en la cantidad de reducciones de demanda máxima provenientes de CVR a través del horizonte de planificación de PIR. Dado que el CVR opera

¹⁴ 2018 Smart Grid Technology Plans de Duke Energy Carolina, LLC y Duke Energy Progress, LLC y Duke Energy Progress, LLC; Expediente NCUC No. E-100, Sub 157 p.47
<https://starw1.ncuc.net/NCUC/ViewFile.aspx?Id=637b938c-008b-4b25-bc20-b50d9d9f5034>

¹⁵ Reducción de Voltaje de Conservación; Paladino J.; Oficina de Suministro de Electricidad y Confiabilidad Energética; 13 de octubre de 2015. <https://www.smartgridclimatechange.org/wp-content/uploads/2013/10/Joe-Paladino-DOE.pdf>

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

reduciendo un porcentaje de la carga total a través de los circuitos en los que se aplica, ya que las previsiones de carga de AEE continúan disminuyendo cuanto más se acerca al final del plan en 2038, las reducciones de CVR también disminuyen.

Sin embargo, un beneficio significativo adicional de la implementación de CVR en los años anteriores es que, si la eficiencia y los recursos energéticos distribuidos tienen un rendimiento inferior al esperado, lo que resulta en mayores demandas netas, el CVR automáticamente compensará parte de este progreso.

Otro beneficio es que estas soluciones se pueden instalar rápidamente durante unos años, aumentando la eficiencia de la red eléctrica en Puerto Rico y reduciendo la cantidad de energía que consumen los clientes sin requerir acción de su parte.

El costo nivelado estimado de energía para la reducción de voltaje de conservación fue de \$0.03/kWh.

Algunos proveedores de CVR han estimado el costo nivelado de energía para la reducción de voltaje de conservación tan bajo como \$0.01/kWh.

Reducciones de la conservación de voltaje en el escenario moderado:

45 MWs para 2025; 26 MWs para 2038

Reducciones de la conservación de voltaje en el escenario agresivo:

54 MWs para 2025; 31 MWs para 2038

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico
Informe Fase I

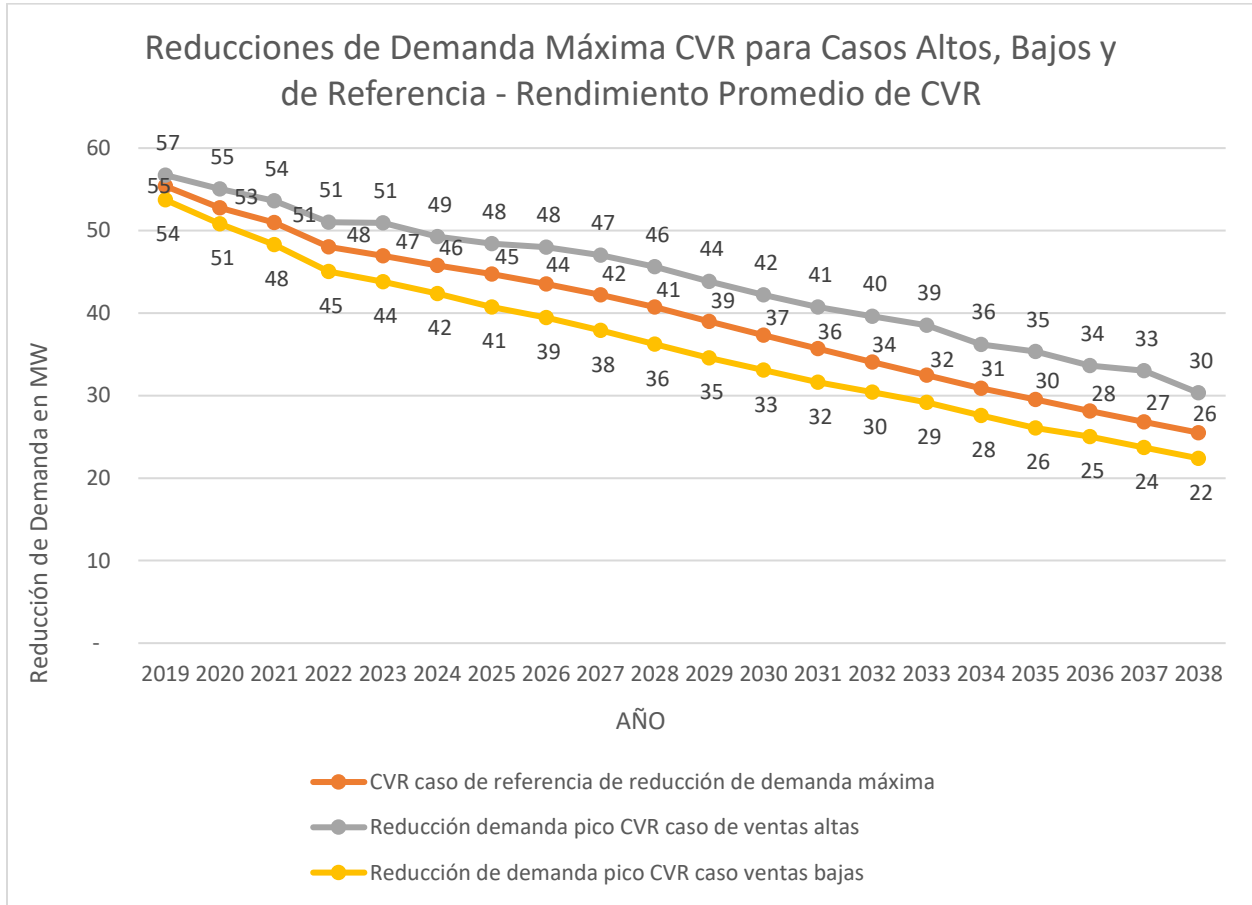


Figura 1 – Reducciones en la demanda pico por concepto de CVR para las proyecciones de carga alta, baja y de referencia del PIR 2019 de AEE, suponiendo un rendimiento promedio de las soluciones de CVR.

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico
Informe Fase I

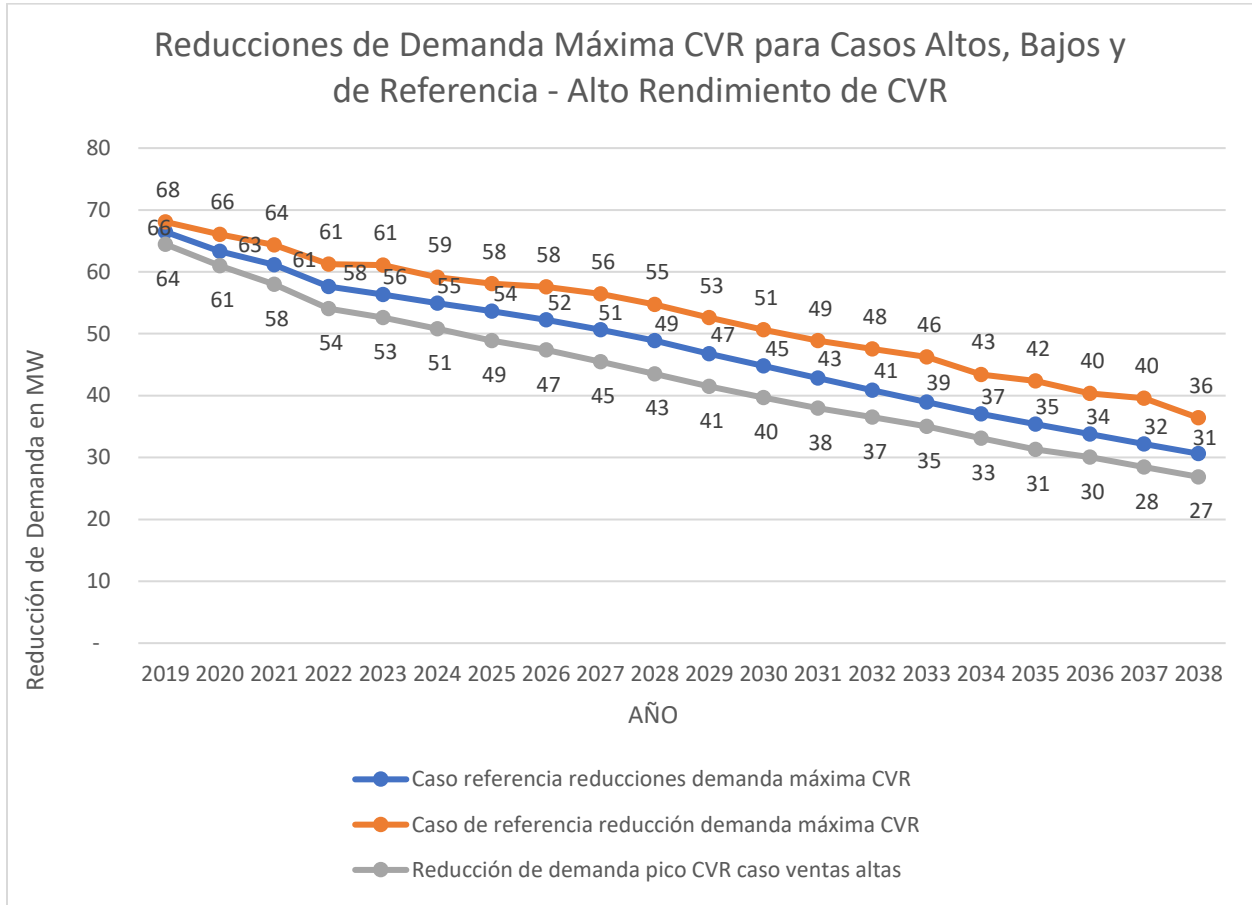


Figura 2 – Reducciones en la demanda máxima por concepto de CVR para las proyecciones de carga alta, baja y de referencia del PIR 2019 de AEE, asumiendo un rendimiento de gama alta de las soluciones de CVR.

IV. Resultados de análisis y costo nivelado de la energía

A. Resultados del análisis

La reducción de conservación del voltaje, los calentadores de agua solares, los reemplazos de refrigeradores y, en menor medida, los reemplazos de acondicionadores de aire y la iluminación, brindan una reducción de la demanda relativamente uniforme a lo largo del día. La respuesta a la demanda comercial y el almacenamiento de energía actúan como recursos despachables durante los picos de demanda del sistema y complementan la generación solar que está disponible durante el día, pero no así en la noche durante las cinco horas estimadas en que ocurre la demanda pico. La energía solar fotovoltaica no se presenta dentro de los recursos de reducción de la demanda máxima que se incluyen en estos escenarios, pero desempeñan un papel fundamental para garantizar que los recursos de almacenamiento de energía necesarios por la noche se carguen y estén disponibles para satisfacer los picos del sistema.

Las empresas de servicios públicos que actualmente procuran este tipo de carteras de recursos están empezando a desarrollar herramientas que ayudan a coordinar la contribución de Recursos Energéticos Distribuidos a lo largo del día. Por ejemplo, Con Edison creó una herramienta de “Evaluación de Recursos Energéticos Distribuidos” utilizando experiencia interna y externa, para evaluar de manera comparable una amplia gama de RED a la vez que contabiliza la duración de la disponibilidad (por ejemplo, batería de cuatro horas, eficiencia energética de ocho horas, respuesta a la demanda de dos horas), riesgo, madurez, flexibilidad y capacidad para satisfacer las necesidades” en un área específica.¹⁶ Esto ayudaría a incorporar análisis adicionales para optimizar la selección y el funcionamiento de los RED en una cartera determinada.

¹⁶ Informe del Programa de Gastos Trimestrales de BQDM Q2-2019; Consolidated Edison Company of New York, Inc.; agosto de 2019.

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico
Informe Fase I

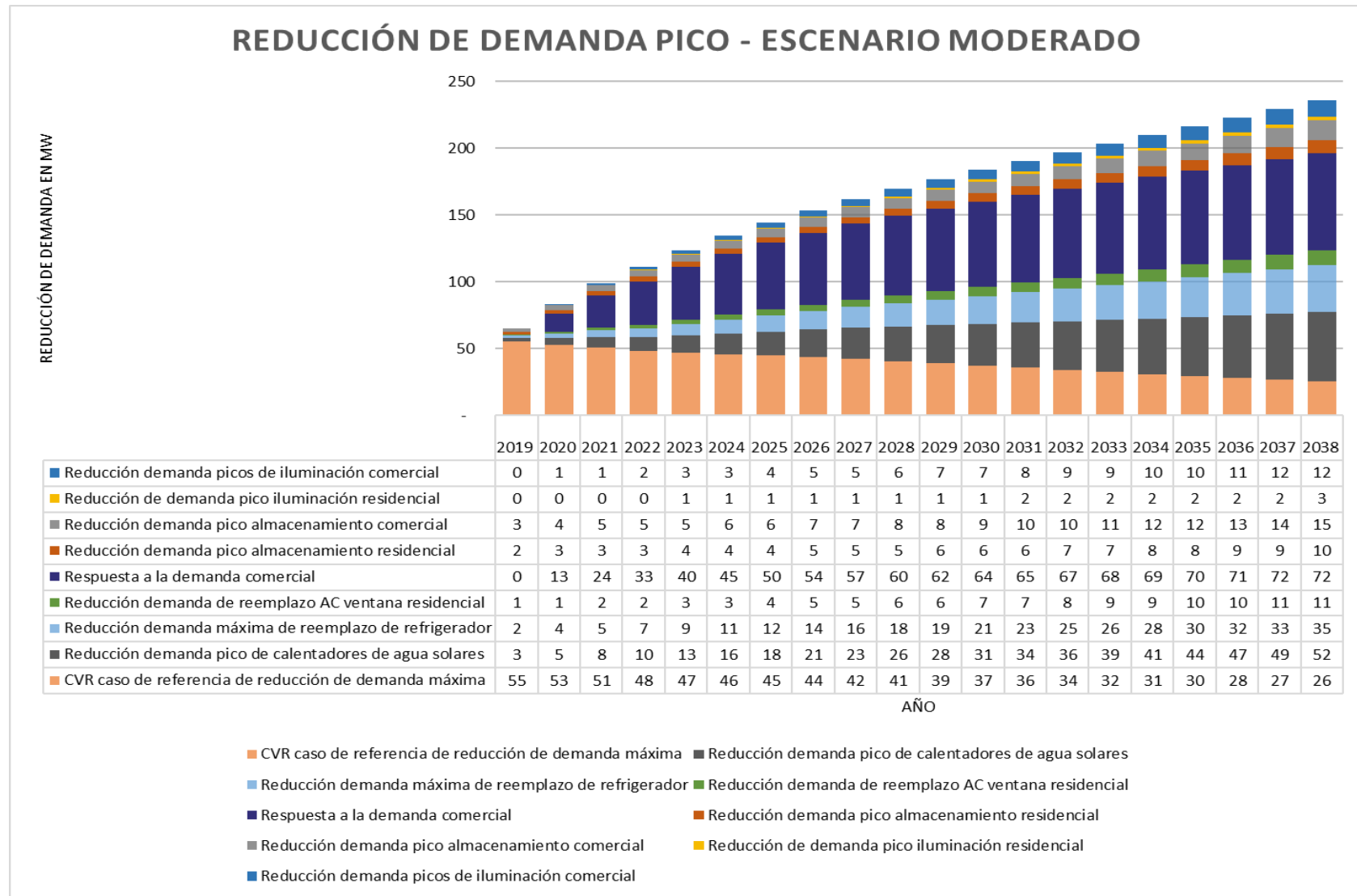


Figura 3 – Reducciones de la demanda máxima en todo el sistema a partir de una implementación moderada de medidas utilizando información de la previsión de carga de referencia PIR AEE 2019. Las proyecciones basadas en el rendimiento operativo previsto y no reflejan un potencial máximo para las medidas individuales.

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico
Informe Fase I

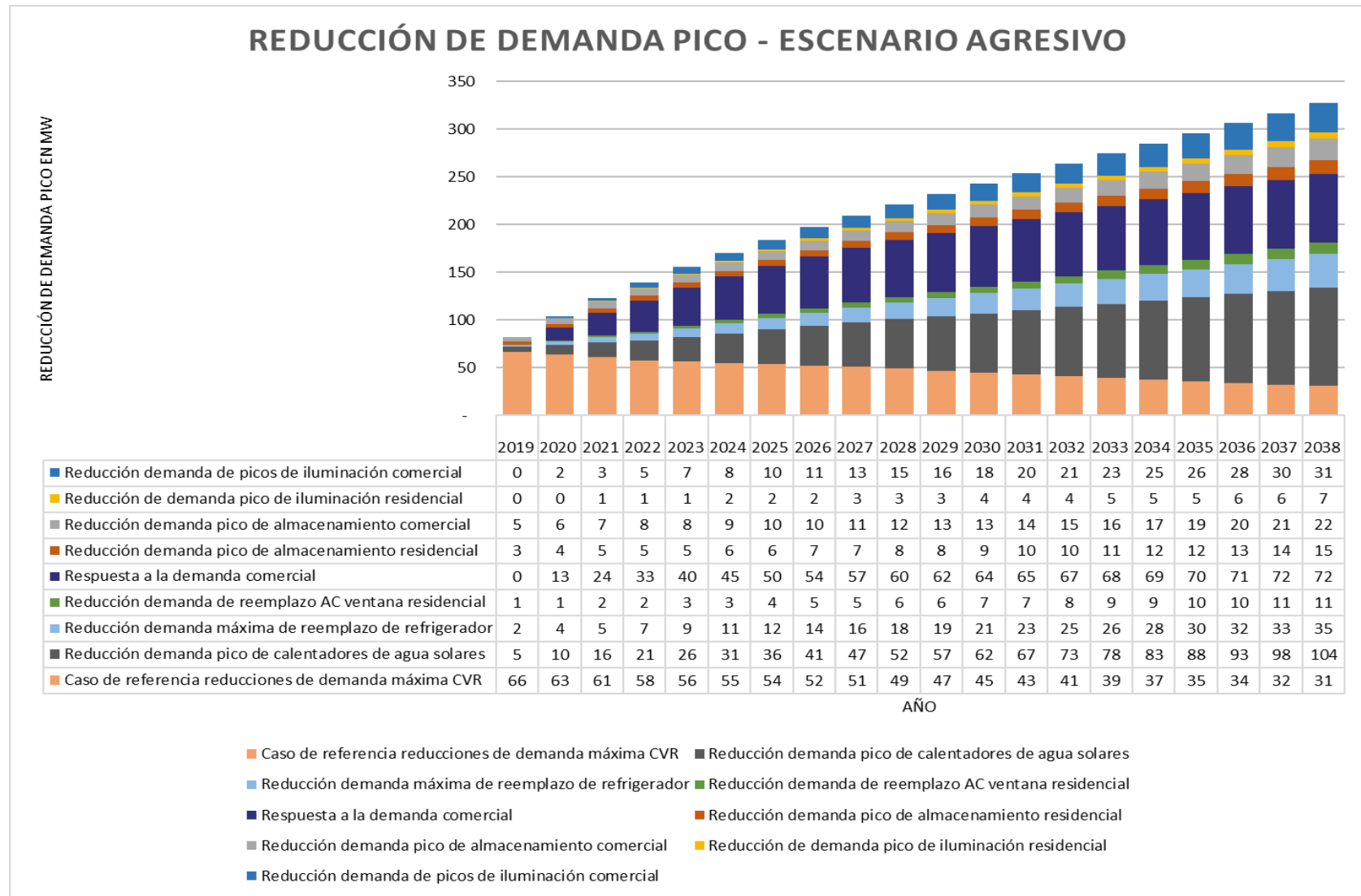


Figura 4 – Reducciones de la demanda máxima en todo el sistema a partir de una implementación más agresiva de medidas utilizando información de la previsión de carga de referencia PIR AEE 2019. Las proyecciones basadas en el rendimiento operativo previsto y no reflejan un potencial máximo para las medidas individuales.

B. Costo nivelado de la energía

En la tabla siguiente se presenta una comparación de las alternativas de Costo Nivelado de Energía para los Recursos Energéticos Distribuidos y Sin Cables para las medidas discutidas anteriormente. Estas medidas ofrecen ahorros de energía durante todo el año, que se comparan con sus costos asociados durante la vida de la medida, para llegar a la \$ / kWh. Otras medidas, como el almacenamiento de energía y la respuesta a la demanda, se despachan durante horas específicas. Por lo tanto, los costos de estas medidas se reflejan en \$ / kW para evidenciar el valor en horas específicas. Cabe señalar que cuando se implementan estas medidas de conservación de energía, el cliente no solo ahorra energía, sino que también ahorra en transmisión, distribución y pérdidas técnicas asociadas porque la energía que se ahorra no tiene que pasar por la red eléctrica. Por lo tanto, estos costos de RED deben compararse con la tarifa de venta versus simplemente frente al costo de generación.

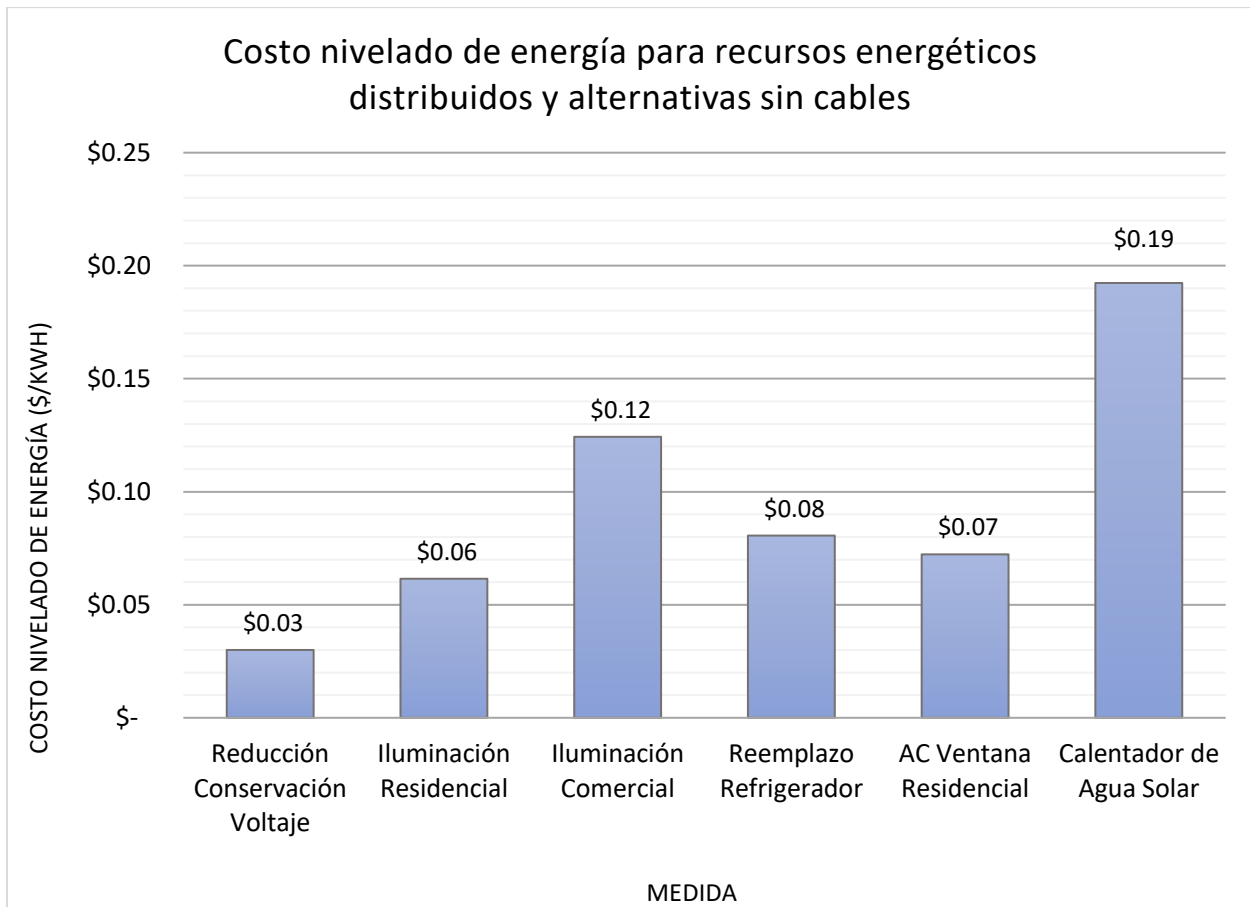


Figura 5 – Medir el costo nivelado de la energía.

V. Fundamentos para el Crecimiento en DERs y NWA

En su Plan Integrado de Recursos, la AEE indicó que tendría que invertir en “cambios en el sistema de transmisión y distribución para apoyar la incorporación de sistemas fotovoltaicos en techos y los programas recomendados de eficiencia energética y respuesta a la demanda”.¹⁷ Aunque la AEE estimó casi mil millones de dólares en inversiones de distribución para acomodar RED en los primeros siete años del PIR solamente, la Autoridad también reconoció las limitaciones del análisis de alto nivel detrás de estas estimaciones.

AEE señaló que este análisis “sólo se puede utilizar con fines de detección y no sustituye los estudios detallados necesarios del sistema que deben tener en cuenta la topología del alimentador, los activos en servicio y la ubicación de la carga y los sistemas fotovoltaicos. Este análisis detallado futuro, que está fuera del alcance de esta evaluación, debe incluir una evaluación del rendimiento esperado de los equipos; perfeccionamiento de la definición de las mejoras necesarias, los gastos de capital y el calendario para ejecutar los proyectos”.

Con el fin de establecer un entorno de apoyo en el que los RED y las alternativas sin cable puedan crecer y prosperar, las siguientes capacidades deben desarrollarse mediante una colaboración entre AEE y los “stakeholders”.

A. Análisis de capacidad de alojamiento

Los análisis de capacidad de alojamiento permiten a las empresas de servicios públicos desarrollar una mejor idea de la cantidad de recursos de energía distribuidos que pueden integrarse a nivel de alimentador local, con los activos actuales del sistema y sin afectar la calidad o confiabilidad de la energía. Cuando esta información de alojamiento se comparte a través de mapas y otras herramientas accesibles, los clientes y otras partes interesadas pueden tomar decisiones más informadas con respecto al alojamiento y el diseño. A medida que los análisis de la capacidad de alojamiento se nutren de las proyecciones y el modelado de RED a nivel de alimentación, las empresas de servicios públicos y sus partes interesadas pueden identificar dónde pueden ser necesarias futuras actualizaciones del sistema para apoyar el crecimiento de RED. El acceso y la presentación a los clientes es clave para dar seguimiento y garantizar que la empresa de servicio público cumpla con las cambiantes demandas de los clientes.

B. Proceso de interconexión simplificado

Las regiones sin un proceso de interconexión estandarizado pueden carecer de claridad en términos de requisitos técnicos para los sistemas que buscan conectarse, los costos y las tarifas para los clientes y terceros, así como los plazos esperados para cuando los proyectos deben alcanzar ciertos hitos y completarse.

Esto puede crear fricción innecesaria y presentarse como obstáculos para la instalación de estos proyectos. Los estándares ayudan a crear un conjunto uniforme de expectativas y experiencias para el cliente y terceros como resultado de una consideración cuidadosa.

¹⁷ PIR 2019 – Informe Principal REV2 06182019 wERRATA, p 9-1

Una hoja de ruta de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico Informe Fase I

C. Solicitudes de alternativas sin cables

Las solicitudes de alternativas sin cables iniciadas por las empresas de servicios públicos permiten a las partes interesadas proponer soluciones que podrían evitar costosas inversiones en infraestructura que de otro modo se requieran para satisfacer una necesidad del sistema. A través de estas solicitudes competitivas, los servicios públicos comunican los requisitos del sistema que deben abordarse, incluida la ubicación, la magnitud del alivio de carga necesario y la fecha de servicio requerida para la solución propuesta. Las comunidades, los clientes y las partes interesadas trabajando en conjunto con la empresa de servicio público, pueden ampliar el ofrecimiento de soluciones de inversiones disponibles para satisfacer las necesidades del sistema para incluir RED costo efectivos -- lo que resulta en ahorros significativos para todos los clientes en forma de costo evitado en inversiones en infraestructuras.

D. Posibles fuentes de financiación

Presupuestos de planificación de servicios públicos

Las soluciones NWA exitosas permiten a las empresas de servicios públicos seleccionar una solución de menos costo o más beneficio social de lo que habría sido el caso a través de la planificación tradicional. Los presupuestos de servicios públicos que normalmente se habrían asignado a una solución tradicional de empresa pública podrían usarse en su lugar para financiar los NWA, potencialmente a un costo menor, más cerca del cliente y con mayores beneficios generales. Además, a medida que el proceso de diseño e interconexión de CER y NWA se estandariza, los prestamistas locales y los bancos verdes pueden desarrollar una mejor sensación de riesgos y oportunidades involucradas en la financiación de estos proyectos, lo que podría reducir los costos de financiamiento al cliente.

Certificados de Energía Renovable

Los Certificados de Energía Renovable (CER o REC en inglés) funcionan como una forma de incentivo y se crean cada vez que se genera un MWh de energía renovable en ciertas regiones. El precio de estos CER (el incentivo efectivo) se determina en función de la demanda de estos certificados en un momento específico. Se requiere que determinadas entidades obtengan cierto número de CER, creando así una demanda para estos CER. En lugar de que se les ofrezca un incentivo fijo, los recursos de energía renovable reciben pagos basados en la demanda de CER.

Asistencia Federal

Además del Programa de Asistencia para la Climatización discutido, puede ser posible coordinar con las agencias locales sobre el uso de fuentes de financiamiento federales, incluyendo los fondos del Programa de Subvenciones para la Mitigación de Peligros para apoyar el despliegue de soluciones beneficiosas de RED. Aunque este informe se ha centrado principalmente en la capacidad de los RED para aplazar las inversiones de capital, los RED también pueden ofrecer servicios que mejoran la resiliencia de la comunidad¹⁸ y menor es el riesgo de pérdida de vidas priorizada por estas subvenciones federales.

¹⁸ Oportunidades Alternativas de Generación de Energía en Infraestructura Crítica; NREL; E. Hotchkiss, I. Metzger, J. Salasovich, y P. Schwabe; noviembre de 2013 <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60631.pdf>

VI. Conclusión

Existe un gran potencial en procurar una cartera de recursos energéticos distribuidos que incluya algunas de las medidas más prometedoras, rentables y adecuadas para el sistema energético de Puerto Rico. Mediante una combinación de evaluación de pasadas experiencias e identificando oportunidades incrementales que permanecen sin explorar y que van más allá de las identificadas en el Plan Integrado de Recursos, se desarrolló un escenario moderado y agresivo para recursos de RED para un horizonte de planificación de 20 años.

Un análisis adicional de las restricciones de transmisión y las interacciones del sistema de distribución permitirían precisar si una planta específica se puede eliminar en función de la ubicación y magnitud de los RED en la cartera de recursos. Como se ha discutido, los RED y NWA han demostrado que logran reducciones de la demanda a escalas lo suficientemente grandes como para aplazar las inversiones de capital en recursos centralizados en otras jurisdicciones. Sin embargo, una realización de un estudio sobre el potencial de cada medida, teniendo en cuenta el entorno de planificación de Puerto Rico en particular, podría proporcionar información adicional sobre cuánto se puede implementar y cuándo. Del mismo modo, una solicitud de NWA puede dar lugar a una respuesta real del mercado que puede proporcionar esta información.

El escenario moderado identificó reducciones de la demanda pico de 144 MW para 2025 y 236 MW para 2038, mientras que el escenario más agresivo identificó 184 MW de reducciones para 2025 y 328 MW para 2038. 2025 es un año clave en el PIR en el que, dependiendo del escenario de supuestos de planificación del estudio, una o más plantas centralizadas están programadas para entrar en línea. Dependiendo de la ubicación y otras dinámicas del sistema de energía, la reducción proporcionada por la cartera de recursos antes de realizar una inversión de planta puede eliminar el proyecto del horizonte de planificación.

Acerca del autor

Ronny Sandoval

Ronny Sandoval es presidente de ROS Energy Strategies, una firma de consultoría enfocada en avanzar la modernización y transformación del sistema eléctrico. Ha testificado como perito en varios estados sobre cuestiones relacionadas con la planificación de sistemas, la modernización de la red y la eficiencia energética. Tiene más de diez años de experiencia en gerencia de empresas de servicios públicos, así como en áreas de planificación de sistemas de transmisión y distribución y gestión de la demanda, incluyendo la previsión de los impactos a largo plazo de los programas de eficiencia energética para ingresos y planificación del sistema. Actualmente es parte de múltiples juntas de organizaciones sin fines de lucro que defienden la transformación de la red eléctrica, el desarrollo de la fuerza de trabajo y el empoderamiento de los clientes.