



**Institute for Energy Economics
and Financial Analysis**

IEEFA.org

Queremos sol y queremos más

75% de generación renovable distribuida en 15 años en Puerto Rico es alcanzable y asequible

Ingrid M Vila Biaggi, MS PE, CAMBIO

Cathy Kunkel, analista de finanzas en energía de IEEFA

Agustín A. Irizarry Rivera, PhD, PE

marzo 2021

Queremos sol y queremos más

75% de generación renovable distribuida en 15 años en Puerto Rico es alcanzable y asequible

Ingrid M Vila Biaggi, MS, PE, CAMBIO; Cathy Kunkel, analista de finanzas en energía de IEEFA; Agustín A. Irizarry Rivera, PhD, PE

marzo de 2021

Resumen ejecutivo

En 2018, Queremos Sol, una coalición multisectorial de organizaciones comunitarias, ambientales y laborales presentó una propuesta para la transformación del sistema eléctrico de Puerto Rico a base de energía renovable distribuida bajo un modelo público reformado. La propuesta hace hincapié en la eficiencia y la energía renovable distribuida, en particular la energía solar en techos y el almacenamiento en el punto de consumo (detrás de los contadores). Con este acercamiento, Queremos Sol busca proveer resiliencia a los hogares ante futuras interrupciones de la red eléctrica, reducir el impacto de proyectos de energía renovable a gran escala en terrenos agrícolas y ecológicamente valiosos y reducir la dependencia de la isla de los combustibles fósiles importados y del extenso sistema de transmisión. Queremos Sol propone una transformación equitativa, asequible y que asegure una transición justa hacia la energía renovable para los trabajadores de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (AEE).

En este informe, resumimos y analizamos el resultado de estudios detallados de modelaje de la red eléctrica completados a principios de 2021 para investigar aspectos técnicos específicos de la propuesta Queremos Sol. Específicamente, Telos Energy y EE Plus realizaron un modelaje de la infraestructura de generación, transmisión y distribución de la AEE, utilizando datos obtenidos de la AEE, para analizar escenarios de aumento de penetración de energía renovable, hasta en un 75% (con más de la mitad proveniente de instalaciones residenciales) del consumo total de electricidad para 2035. Energy Futures Group utilizó estos resultados de modelos de red eléctrica para estimar los costos. Los resultados clave de este análisis son:

- Es viable lograr un 75% de generación de energía renovable distribuida en 15 años con mejoras mínimas en el sistema de distribución.
- Equipar el 100% de los hogares con sistemas fotovoltaicos de 2.7 kW y baterías de 12.6 kWh puede proveer 2,700 MW de generación eléctrica a la red de Puerto Rico, que se complementa con instalaciones solares en ubicaciones comerciales (techos y áreas de estacionamientos) para alcanzar el 75% de penetración de energía renovable al 2035.
- El escenario de 75% renovable para 2035 reduciría los costos de los combustibles fósiles importados a \$430 millones al año (en relación con los gastos recientes de más de \$1,400 millones al año) y reduciría las emisiones de dióxido de carbono en un 70%.

- Los escenarios energéticos distribuidos muestran que no es necesario invertir en nueva generación a base de combustibles fósiles ni en conversiones de unidades existentes para operar con gas natural. Es posible pasar directamente al despliegue de tecnologías solares y de almacenamiento distribuidas, en vez de amarrarse a nueva infraestructura de gas natural por décadas.
- En el escenario del 75% de energía renovable distribuida, la gran mayoría de las centrales eléctricas actuales de la AEE ya no se utilizarían, incluida la planta de carbón de AES, que podrá retirarse en los próximos 4 años.¹
- El escenario de 75% de energía renovable distribuida es menos costoso que el escenario base de la red actual de la AEE.

Las tarifas eléctricas futuras de Puerto Rico enfrentan una incertidumbre significativa debido a los fondos federales, los contratos de privatización y la reestructuración de la deuda de la AEE. Sin incluir la deuda heredada, los escenarios energéticos distribuidos del 50% y el 75% modelados aquí dan como resultado costos promedios del sistema iguales o inferiores a 20 centavos por kWh. El estudio no asume ninguna política específica para establecer tarifas. **Si se utilizan \$9,600 millones en fondos federales disponibles para cubrir las mejoras necesarias del sistema de distribución e invertir en sistemas solares y de baterías distribuidos como propone Queremos Sol y el modelaje, el costo promedio del sistema sería menos de 15 centavos/kWh en 2035.** Además, habría menos fluctuaciones en precios al reducir drásticamente la dependencia de Puerto Rico en combustibles fósiles, proveyendo mayor estabilidad en las tarifas.

Después de los huracanes de 2017, el discurso generalizado por parte del gobierno ha buscado enfatizar la transición a un sistema eléctrico resistente basado en energía renovable. Sin embargo, las acciones y el dinero público se han dirigido a la privatización, la generación centralizada y la infraestructura de gas natural. Más recientemente, el Plan de Infraestructura a 10 Años de la AEE propone gastar alrededor de \$10,000 millones en fondos federales para fortalecer el mismo sistema centralizado de transmisión y distribución de la AEE y para construir nuevas infraestructuras de gas natural, sin invertir ni un dólar en energía renovable y almacenamiento. Las decisiones sobre el uso de miles de millones de dólares en fondos federales darán forma a la red eléctrica de Puerto Rico de las próximas décadas.

Un futuro de energía distribuida para la isla es técnicamente alcanzable, asequible y proporcionaría resiliencia real a los hogares y negocios de Puerto Rico. En este informe, sostenemos los argumentos para que el desarrollo de política pública y los fondos federales se dirijan a implementar ampliamente en todo Puerto Rico la energía solar y el almacenamiento en los techos, junto con la eficiencia energética.

¹ El retiro de AES modelado sigue la sustitución de su capacidad de generación con energía solar y fotovoltaica en techos. Sin embargo, el reclamo de Queremos Sol de retiro inmediato de AES puede lograrse, también, a través de otras modificaciones operacionales.

Trasfondo

La discusión sobre el futuro del sistema eléctrico de Puerto Rico dependiente del petróleo, mal mantenido y en quiebra ha sido objeto de continua controversia. Tras los huracanes Irma y María en 2017, este tema recibió mucha mayor atención en toda la isla y en los Estados Unidos. A un alto nivel, ha habido un reconocimiento significativo del papel que la energía renovable distribuida podría desempeñar para mejorar la resiliencia.

Ley 17-2019, Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico, prevé un sistema eléctrico "que faculta al consumidor a ser parte de la cartera de recursos energéticos mediante la adopción de estrategias de eficiencia energética, respuesta a la demanda, instalación de generadores distribuidos".²

Sin embargo, en los tres años transcurridos desde el huracán, los recursos energéticos distribuidos (RED) no han desempeñado un papel central en el proceso de transformación, que sigue perpetuando un modelo de generación centralizada.

Se supone que el Plan Integrado de Recursos (PIR) de la AEE - el plan a largo plazo para el sistema de generación de la isla aprobado por su regulador, el Negociado de Energía de Puerto Rico - es el documento guía para las inversiones en el sistema de generación.³ El PIR de la AEE se basó en un modelo de expansión de capacidad de generación eléctrica que evaluó el costo de añadir nueva capacidad y retirar capacidad existente para llegar a la trayectoria de menor costo. Sin embargo, este modelo no pudo simular inversiones en sistemas de distribución y simplemente presumió una cierta penetración de los recursos solares de los techos (13% para 2035⁴). Aunque esta puede ser una práctica común en la planificación integrada de recursos en los Estados Unidos continentales, es un impedimento para lograr la penetración generalizada deseada de los recursos energéticos distribuidos en Puerto Rico.

Además, a pesar de la supuesta primacía del PIR para guiar el desarrollo del sistema eléctrico de Puerto Rico, las inversiones en el sistema de generación han avanzado fuera del proceso del PIR. Cabe destacar que la AEE firmó un contrato con la subsidiaria de New Fortress Energy, NFEnergía, para la conversión de las unidades 5 y 6 de la central eléctrica de San Juan para usar gas natural y para suministro de gas natural por cinco años (con posible extensión hasta 20 años).⁵ El acuerdo ha sido criticado por su falta de claridad sobre los ahorros para los clientes, por haberse llevado a cabo fuera del proceso del PIR, por el hecho de que NFE no tuvo la aprobación de la Comisión Federal Reguladora de Energía para su proyecto, por no notificar y

² Ley 17-2019, Artículo 1.5(2)(e)

³ Ley 57-2014, Artículo 6.23

⁴ El documento de trabajo de la AEE para el escenario de modernización del sistema energético (su escenario preferido en el PIR) en 2035 muestra 1,508 GWh de generación fotovoltaica propiedad del cliente de una generación total de 11,780 GWh. (Ver documento AEE "ESM_Metrics_Base_SII-mm con pestaña de plan de acción" presentado ante el Negociado de Energía de Puerto Rico en el Caso No. CEPR-AP-2018-0001 el 28 de junio de 2019).

⁵ Gerardo E. Alvarado León, "La AEE y NFEnergía firman contrato de combustible", El Nuevo Día, 5 de marzo de 2019.

consultar a las comunidades vecinas, y por las numerosas señales de alerta en el propio proceso de contratación.⁶

Más recientemente, la AEE ha destinado fondos federales para construir nueva infraestructura de gas natural que fue rechazada por el Negociado de Energía en el proceso del PIR. Específicamente, la AEE propone gastar más de \$500 millones en fondos federales para construir una planta de gas natural de 400 MW cerca de San Juan en 2024, a pesar de no tener aprobación. La AEE no tiene previsto invertir en energía renovable o almacenamiento los fondos de FEMA destinados para la reconstrucción de la red eléctrica.⁷

Las leyes aprobadas por la legislatura de Puerto Rico desde el huracán María han estado dirigidas principalmente a privatizar el sistema eléctrico (Ley 120-2018 y Ley 17-2019). A pesar del lenguaje en torno a la transparencia y la democratización del sistema eléctrico, estas leyes establecieron un proceso simplificado y no transparente para la concesión del sistema de transmisión y distribución (T&D) de la AEE a un operador privado y para la venta o arrendamiento de activos de generación a compradores privados. A falta de una clara priorización de la energía renovable distribuida, esta legislación ha facilitado que los intereses del gas natural (como NFEnergía) impulsen la infraestructura centralizada de gas natural en Puerto Rico.

Por último, es probable que las negociaciones en curso con los acreedores de la AEE para reestructurar la deuda heredada de \$9,000 millones tengan un impacto material en la inversión futura en el sistema eléctrico. El más reciente Acuerdo de Apoyo a la Reestructuración (RSA, por sus siglas en inglés) busca recobrar la deuda heredada a través de un recargo en las tarifas durante los próximos 47 años. El cargo de la deuda, que aumenta a 4.552 centavos/kWh durante ese período, se aplicaría también a la electricidad generada por paneles solares distribuidos instalados después de septiembre de 2020.⁸ Esta estructura frustra el objetivo de incentivar la generación distribuida en la isla. A febrero de 2021, el RSA no ha sido aprobado por la corte porque los terremotos y la pandemia de 2020 han empeorado dramáticamente las condiciones económicas en Puerto Rico.

En resumen, el proceso de transformación posterior al huracán María ha estado plagado de contradicciones que, hasta ahora, han fomentado más de lo mismo: la contratación impulsada políticamente y enfocada en la generación centralizada, particularmente el gas natural. Sin embargo, todavía hay muchas dudas sobre el futuro del sistema eléctrico. Las propuestas de la AEE para una nueva infraestructura de gas natural fueron rechazadas en gran medida por el Negociado de Energía en su último PIR, a pesar de los continuos intentos de la AEE de eludir al Negociado. El resultado de las negociaciones de reestructuración de la deuda es aún incierto. La reciente concesión de las operaciones de la AEE (excluida la generación) a un tercero privado ha

⁶ Tom Sanzillo e Ingrid Vila-Biaggi, "[¿Está amañado el futuro energético de Puerto Rico?](#)", Instituto de Economía Energética y Análisis Financiero, junio de 2020.

⁷ Ver: Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, [Plan de Infraestructura a 10 Años revisado](#), febrero de 2021. Y Negociado de Energía de Puerto Rico, Resolución Final y Orden, Caso No. CEPR-AP-2018-0001, 21 de agosto de 2020, párrafo 620.

⁸ Acuerdo definitivo de apoyo a la reestructuración, 3 de mayo de 2019. (Véase el Apéndice C: Hoja de Términos del Plan de Recuperación).

generado una fuerte oposición. El desembolso inminente de más de \$10,000 millones en fondos de FEMA para el sistema eléctrico, sumado al posible desembolso futuro de casi \$2,000 millones en fondos de HUD, darán forma a la red eléctrica en las próximas décadas.⁹

Iniciativa de Modelaje Queremos Sol

En este contexto, Queremos Sol, una coalición multisectorial de organizaciones comunitarias, ambientales y laborales presentó una propuesta para la transformación del sistema eléctrico de Puerto Rico a base de energía renovable distribuida bajo un modelo público reformado.

Queremos Sol rechaza explícitamente la privatización del sistema eléctrico y centra su visión en la eficiencia energética y la energía renovable distribuida. La visión incluye metas específicas de 25% de eficiencia energética para 2035, 50% de energía renovable para 2035 y 100% para 2050. Queremos Sol propone específicamente el proveer al 75% de los hogares en Puerto Rico un nivel mínimo de seguridad energética, en forma de energía solar con respaldo de batería, para 2035. Además, Queremos Sol rechazó el desarrollo de nueva infraestructura de gas natural en la isla.¹⁰

En este informe, presentamos los resultados del modelaje realizado para CAMBIO con el objetivo de ofrecer más detalles analíticos a la propuesta Queremos Sol. Un enfoque clave de este modelo fue analizar los costos y las operaciones técnicas de una red eléctrica basada en gran medida en energía renovable descentralizada (energía solar en techos y almacenamiento). Como se señaló anteriormente, este tipo de modelaje no se incluyó en el PIR más reciente de la AEE. El modelaje analizó tres escenarios de aumento en la penetración de energía renovable descentralizada para conocer qué significaría eso en términos de: a) combinación de fuentes de generación; (b) costos; y (c) mejoras necesarias para mantener la estabilidad y confiabilidad de la red.

El modelaje fue realizado por Telos Energy y EE Plus, utilizando datos obtenidos por CAMBIO y el Instituto de Economía Energética y Análisis Financiero (IEEFA) como resultado de una solicitud de documentos públicos.¹¹ Energy Futures Group utilizó estos resultados del modelaje de la red para estimar los costos. El modelaje evaluó cuatro escenarios para la red eléctrica de Puerto Rico en 2035: un escenario base que proyecta al 2035 la red actual y la combinación de generación, y tres escenarios con aumentos en los niveles de penetración de energía renovable. Como se muestra en la Tabla 1, estos escenarios cumplen con el 25%, 50% y 75% del consumo de electricidad anticipado para Puerto Rico en 2035 con energía renovable y suponen que el

⁹ José Delgado, "[FEMA aprueba cerca de \\$13,000 millones para reconstruir la red eléctrica y el sistema educativo](#)" El Nuevo Día, 18 de septiembre de 2020.

¹⁰ Para obtener más información, consulte queremossolpr.com.

¹¹ Aunque los datos utilizados fueron provistos por la AEE, el modelo ha sido desarrollado independientemente por consultores a nombre de CAMBIO y de ninguna manera representa propuesta, proyección o representación alguna de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico.

50%, 75% y 100% de los hogares residenciales están equipados con 2.7 kW en paneles solares y 12.6 kWh en respaldo de baterías, respectivamente.¹²

Tabla 1: Resumen de escenarios de energía renovable¹³

		25% DPV	50% DPV	75% DPV
Renewable Share	% of Total Generation	25%	50%	75%
Resilient Homes	% of Resilient Homes	50%	75%	100%
Distributed PV Capacity (MW)*	Residential	1,350	2,025	2,700
	Commercial	143	1,212	2,282
	Total	1,493	3,237	4,982
Distributed BESS Capacity	Power Rating (MW)	1,178	1,853	2,528
	Energy Rating (MWh)	5,301	8,339	11,376
	Duration (hrs)	4.5	4.5	4.5

*Includes existing distributed PV

Para evaluar estos escenarios se utilizó un modelo de costos de producción (PLEXOS) que optimizó el uso de recursos de generación en la red en cada escenario, de acuerdo con los supuestos sobre disponibilidad solar, precios de combustible y costos de operación y mantenimiento de cada unidad generadora. Los detalles completos de este análisis se encuentran en el informe de Telos Energy (en adelante "Informe Telos"). Telos ejecutó también un modelo de transmisión (PSS/E) que simuló el flujo de energía en la red de transmisión de la AEE en cada escenario. Esto mostró cómo la integración de cantidades cada vez mayores de energía renovable distribuida cambia la dependencia tradicional de la AEE de las líneas de transmisión para llevar electricidad de la generación ubicada en el sur a la concentración poblacional en el norte. También brindó la oportunidad de analizar la estabilidad de la red ante la integración cada vez mayor de sistemas de energía renovable pues estos no responden a las interrupciones de la red (interrupciones del generador o transmisión) de la misma manera que los generadores tradicionales basados en combustibles fósiles.

EE Plus utilizó el resultado del modelaje de flujo de potencia del sistema de transmisión del análisis de Telos para modelar flujos de potencia en el sistema de distribución mediante OpenDSS. EE Plus analizó 987 alimentadores (89% de las millas del sistema de distribución de la AEE) para determinar qué líneas de distribución habría que reconstruir o reconducir para acomodar cantidades mayores de energía solar en los techos, interconectadas directamente al sistema de distribución.

Energy Futures Group analizó las medidas de eficiencia energética que podrían utilizarse para concretar la visión de Queremos Sol de un 25% de eficiencia energética para 2035 y estimó la

¹² 100% de hogares significa para propósitos del estudio 1,000,000 de hogares que aproximadamente se proyectan como habitados para el 2035. Se proyecta que las unidades multifamiliares, o casas donde no es posible la instalación fotovoltaica, son atendidas por instalaciones en hogares o comercios cercanos, o instalaciones comunitarias.

¹³ Informe Telos, Tabla 1.

demanda de electricidad en toda la isla en 2035 que se ingresó en el modelo de Telos y EE Plus. Energy Futures Group modeló también los costos totales de cada escenario, incluidos los costos de adquisición de los recursos solares y de almacenamiento de baterías.

Resultados del modelaje

No se necesita nueva infraestructura de gas natural para lograr altas penetraciones de energía renovable

El análisis de modelaje realizado aquí muestra que es posible omitir el gas natural como un "combustible puente" y pasar directamente al despliegue generalizado de tecnologías solares y de almacenamiento distribuidas, en vez de atascarse en décadas de nueva infraestructura de gas natural.

El modelaje presentado aquí demuestra que no es necesaria la construcción de nueva infraestructura de gas natural o la conversión de plantas existentes. En contraste, el PIR presentado por la AEE al Negociado de Energía incluyó una inversión sustancial en nueva infraestructura de gas natural. Aunque muchas de estas propuestas fueron rechazadas por el Negociado, el Negociado sí autorizó a la AEE a seguir adelante con las actividades y estudios preliminares de permisos para una planta de gas natural de 300 MW en Palo Seco y declaró también que consideraría la conversión de la planta de carbón AES para operar con gas natural como parte del próximo ciclo del PIR.¹⁴ Además, el Plan de Infraestructura a 10 Años de la AEE contempla el uso de la subvención de FEMA para construir nuevas infraestructuras de gas natural, aunque el Negociado ha ordenado a la AEE que no prosiga con la implementación de esa iniciativa más allá de los \$5 millones para estudios preliminares.¹⁵

Los escenarios permiten el retiro de la planta de carbón de AES y cantidades variables de capacidad de petróleo y gas natural

En los escenarios modelados, el aumento de las cantidades de energía renovable distribuida desplaza la generación actual basada en fósiles y permite el retiro de unidades existentes. Telos utilizó una clasificación ponderada - que incluía antigüedad, costo, emisiones, flexibilidad, tasa de interrupción forzada y ubicación - para priorizar las unidades a retirar.

El escenario del 25% de RED permite retirar la planta de carbón AES y las unidades Palo Seco 3 y 4.¹⁶ Si se persigue a partir de 2021, este escenario se puede lograr para 2024. El escenario del 50% de RED permite el retiro adicional de las unidades de vapor Aguirre 1 y 2. Y el escenario del

¹⁴ Negociado de Energía de Puerto Rico, Resolución y Orden Final, Caso No. CEPR-AP-2018-0001, 21 de agosto de 2020, p. 284.

¹⁵ AEE, "Respuesta a la Resolución y Orden ingresada el 25 de enero de 2021 y Solicitud de Aprobación del Plan de Infraestructura a 10 Años Revisado", Caso No. NEPR-MI-2021-0002, 16 de febrero de 2021.

¹⁶ El modelo del retiro de AES sigue la sustitución de su capacidad de generación con energía solar y fotovoltaica en los techos. Sin embargo, el reclamo de Queremos Sol del retiro inmediato de AES se puede lograr también mediante modificaciones operacionales.

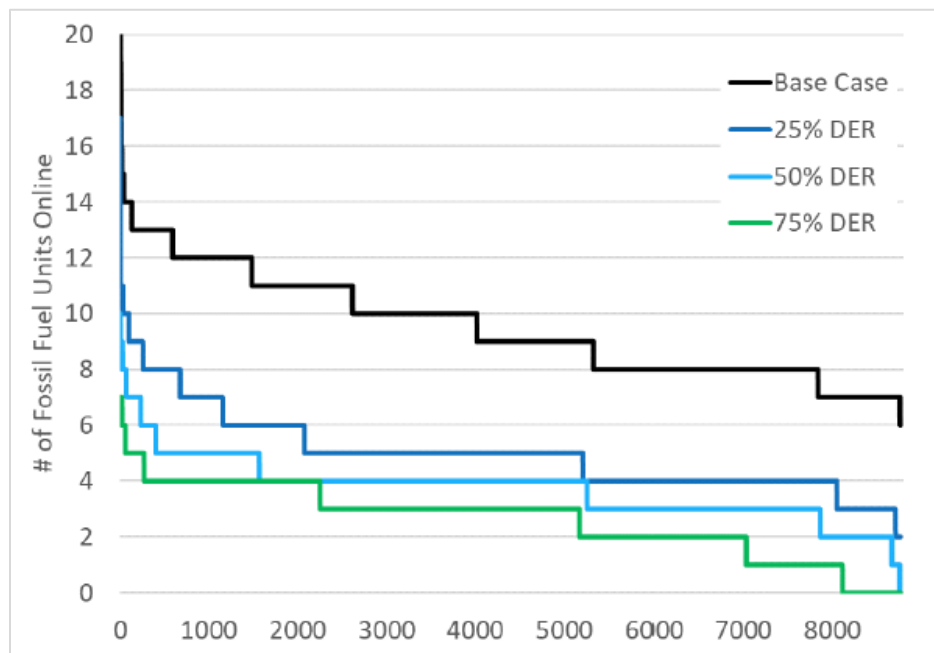
75% de RED permite el retiro adicional de la central de ciclo combinado de Aguirre, para un total de 2,306 MW de generación convencional retirados. Esto se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 2: Retiro de unidades en los escenarios de energía renovable distribuida¹⁷

Case	Units Retired	Incremental Capacity (MW)	Cumulative Capacity (MW)
Base Case	Not Applicable	0	0
25% DER	AES 1 & 2 and Palo Seco Steam 3 & 4	886	886
50% DER	Aguirre Steam 1 & 2	900	1,786
75% DER	Aguirre CC 1 & 2	520	2,306

Cabe señalar que en el escenario 75% RED, la mayoría de las unidades de generación por quema de combustibles fósiles que permanecen en el sistema se utilizan rara vez, si alguna. Como se muestra en la siguiente cifra, un máximo de 7 unidades fósiles (de un total actual de 39) están generando energía en el escenario 75% RED. Un análisis de adecuación de recursos más detallado probablemente identifique más unidades que pudieran ser retiradas.

Figura 1: Número de unidades de combustibles fósiles generando energía por hora en 2035¹⁸



La disminución de la dependencia de las centrales eléctricas poco confiables de la AEE, que son una causa frecuente de cortes de energía, provee también un beneficio de confiabilidad para los escenarios de energía distribuidos.

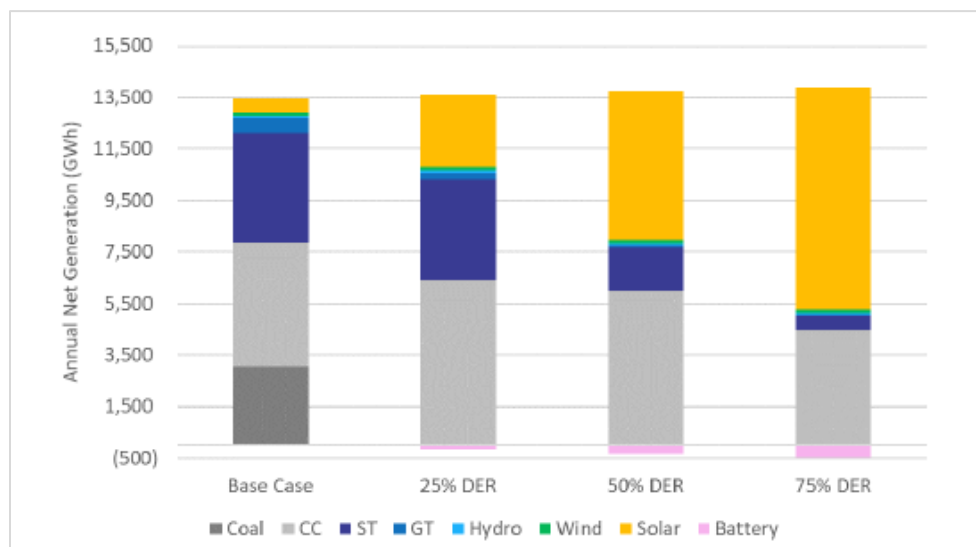
La Figura 2 muestra la combinación de generación de energía eléctrica de Puerto Rico bajo los escenarios modelados. No hay generación de carbón en ninguno de los escenarios de RED

¹⁷ Informe Telos, Tabla 2

¹⁸ Informe Telos, Ilustración 30

desde que se retiró la planta de carbón de AES. Las unidades que usan gas natural y petróleo (barras azules y grises claros) aumentan inicialmente para compensar parte de la generación de carbón perdida, pero en última instancia son desplazadas parcialmente por la energía solar. En el escenario del 75% de RED, el consumo de petróleo y gas natural ha disminuido en más de un 50% en relación con la red eléctrica actual. Las unidades San Juan 5 y 6 fueron modeladas como operando con petróleo en 2035.

Figura 2: Generación de electricidad por tipo de combustible en 2035¹⁹



La cantidad de recursos de energía renovable construidos en el escenario 75% RED es comparable al escenario S3S2B en el PIR de la AEE, que fue el escenario de energía renovable más agresivo que la AEE analizó para su implementación durante un período de 20 años. El escenario del 75% de RED alcanza los 8,802 GWh de generación de energía renovable, de los cuales más de la mitad procede de instalaciones en techos residenciales.²⁰ El escenario S3S2B de la AEE alcanza 7,613 GWh de energía renovable a gran escala y 1,508 GWh de energía solar en techos residenciales para 2035.²¹ La diferencia clave es que el escenario 75% RED se basa en recursos distribuidos en lugar de generación solar a gran escala y, por lo tanto, provee un nivel mucho mayor de resiliencia a nivel residencial y una dependencia reducida de la transmisión.

Los escenarios modelados reducen la factura de combustible importado de Puerto Rico en cerca de \$600 millones por año

Como resultado de la disminución de la dependencia de los combustibles fósiles, Puerto Rico puede reducir drásticamente su factura de combustibles fósiles importados (es decir, todos los combustibles fósiles) en los escenarios modelados. La Tabla 3 muestra los costos de operación

¹⁹ Informe Telos, Ilustración 15.

²⁰ Véase la Tabla 17 del Informe Telos.

²¹ AEE Documento de trabajo PIR "S3S2B_Metrics_Base_SII", presentado ante el Negociado de Energía de Puerto Rico en el Caso No. CEPR-AP-2018-0001.

totales (sin incluir los costos de capital) para las unidades de combustibles fósiles en todos los escenarios. Utilizando los precios de combustible modelados para 2035 del Plan Integrado de Recursos de la AEE, los escenarios de energía distribuida ahorran cerca de \$600 millones en costos de combustible en 2035 en relación con la red actual de Puerto Rico. El escenario de 75% renovable para 2035 reduciría los costos de los combustibles fósiles importados a \$432 millones al año (en relación con los gastos recientes de más de \$1,400 millones al año).

Tabla 3: Costos de operar unidades de combustibles fósiles en cada escenario²²

Case	Base	25% DER	50% DER	75% DER
Fuel Costs	\$1,003	\$926	\$677	\$432
Fixed O&M + Cap. Maint.	\$255	\$198	\$151	\$130
Variable O&M	\$59	\$32	\$21	\$13
Startup Costs	\$24	\$31	\$34	\$28
Total Costs	\$1,341	\$1,188	\$883	\$603

Los escenarios de energía distribuida reducen la contribución de Puerto Rico al cambio climático y mejoran la resiliencia ante tormentas futuras

Para 2035, el escenario del 75% de RED representa una reducción del 70% en las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en relación con el caso base de 8.9 millones de toneladas por año. Esto significa que para el 2035 las emisiones de CO₂ se reducirían a 2.6 millones de toneladas por año.²³ Esto es un resultado directo de la reducción del consumo de combustibles fósiles.

El aumento en energía renovable distribuida reduce la contribución de Puerto Rico al cambio climático a la vez que mejora en gran medida la capacidad de recuperación de los hogares ante tormentas más severas. En el escenario 75% RED, todos los hogares tienen un sistema solar en el techo de 2.7 kW con almacenamiento de baterías de 12.7 kWh para atender cargas críticas y asegurar así acceso continuo a la electricidad incluso si un huracán afecta severamente el sistema de transmisión.

La estrategia seguida por Queremos Sol y modelada aquí colocaría a Puerto Rico a la vanguardia de los objetivos mundiales de mitigación del cambio climático, adoptando medidas costo-efectivas para la adaptación, con el fin de reducir las vulnerabilidades.

Incrementar la energía renovable distribuida reduce drásticamente la dependencia de la transmisión de sur a norte

Una de las vulnerabilidades de la configuración actual de la red eléctrica de Puerto Rico, que fue expuesta dramáticamente por el huracán María, es su dependencia excesiva de la transmisión de sur a norte debido a que la mayoría de las centrales eléctricas se encuentra en el sur y mientras que la concentración poblacional (el área metropolitana de San Juan) está en el norte. Esto se muestra en la Figura 3, donde las barras negras (la configuración actual de la

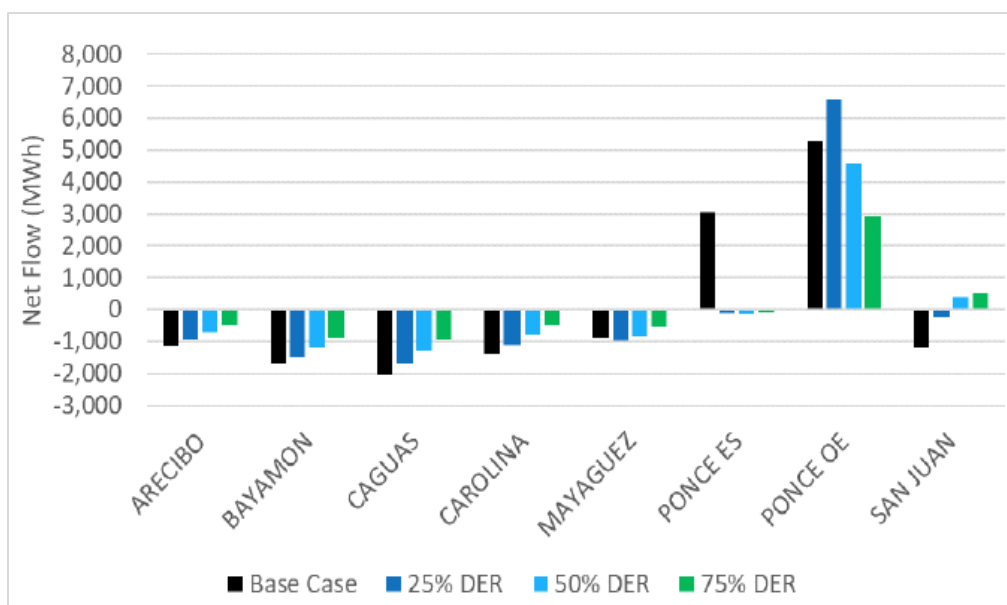
²² Informe de EFG, Tabla 12.

²³ Informe Telos, p. 38.

red) muestran grandes flujos netos de energía que salen de las dos zonas de transmisión de Ponce ubicadas a lo largo de la costa sur.

En los escenarios modelados, la energía solar se distribuye uniformemente a través de las ocho zonas de transmisión de la isla, aproximadamente proporcional a la población dentro de cada zona. Como resultado de la ubicación de más generación de electricidad en el norte, las importaciones de carga eléctrica disminuyen en todas las zonas de transmisión del norte (Arecibo, Bayamón, Carolina y San Juan). La exportación de electricidad disminuye drásticamente fuera de la zona oriental de Ponce ("PONCE ES") debido al retiro de la planta de carbón AES en todos los escenarios de RED. La exportación de energía aumenta fuera de la zona oeste de Ponce ("PONCE OE") en el escenario de 25% para compensar por el retiro de AES, pero luego las exportaciones de energía eléctrica disminuyen a medida que se integra a la red más energía solar distribuida.²⁴

Figura 3: Flujo anual neto de energía de cada zona de transmisión²⁵



Los programas de eficiencia energética pueden ampliarse para satisfacer el 25% de la demanda de Puerto Rico para 2035

Energy Futures Group identificó varias áreas en las que los programas de eficiencia energética podrían ampliarse para cumplir el objetivo de satisfacer el 25% de la demanda de electricidad proyectada para 2035 a través de la eficiencia energética. Sin embargo, la proyección de EFG de ventas en 2035 no depende enteramente de programas específicos de eficiencia energética. Las ganancias de eficiencia son una combinación de: eficiencia energética natural (ahorros que ocurren sin una intervención adicional mediante aumento de los estándares de eficiencia energética de los electrodomésticos); programas de eficiencia energética administrados por la

²⁴ Informe Telos, págs. 40-41.

²⁵ Informe Telos, Ilustración 22.

AEE; y la conversión del 70% de los calentadores de agua eléctricos residenciales en calentadores de agua solares.²⁶ Los programas de eficiencia energética que podría patrocinar la AEE incluyen programas de incentivos para mejorar la eficiencia de la iluminación residencial, aire acondicionado residencial, iluminación comercial, refrigeración comercial, controles de iluminación comercial y más.²⁷

Los cambios operacionales para lograr una red eléctrica con 75% de energía renovable para 2035 pueden superarse

Uno de los resultados críticos del estudio Telos es que lograr altos niveles de penetración de energía renovable distribuida en la red puertorriqueña es técnicamente factible para 2035. La energía solar se diferencia de la generación tradicional de centrales eléctricas en que solo está disponible cuando el sol brilla. Añadir baterías permite almacenar energía solar para su uso a fin de satisfacer la demanda de electricidad en otros momentos. Pero, aun así, la energía solar más el almacenamiento de baterías a altos niveles de penetración presentan cambios en la operación de la red. El estudio de Telos exploró estos cambios a profundidad y modeló cómo una red con cantidades crecientes de energía renovable distribuida respondería a diferentes eventos disruptivos como un corte en generación o una falla en la línea de transmisión. El estudio identificó opciones de mitigación, incluyendo incorporar respuesta de frecuencia rápida (FFR), condensadores sincrónicos así como tecnología de inversores de formación de red, para dar como resultado una red confiable con una penetración de energía renovable del 75% para 2035.

Se requiere poca inversión en el sistema de distribución para lograr altos niveles de penetración de energía renovable; No se requiere invertir en transmisión

El estudio EE Plus modeló el 89% de la red de distribución incluyendo Vieques y Culebra. El estudio identificó líneas de alimentadores de distribución que tendrían que ser reconstruidas o reconducidas para evitar el sobrecalentamiento de líneas y equipos y mantener voltajes dentro del rango necesario, como resultado de la integración de energía renovable en techos al sistema de distribución. En el escenario de penetración del 75% de RED, este análisis encontró que 4,504 millas de líneas de distribución tendrían que ser reconducidas o reconstruidas (alrededor del 14% del total de millas-línea del sistema de distribución de Puerto Rico), y 149 MVA de transformadores mejorados.²⁸ El costo estimado de estas actualizaciones se presenta en la Tabla 4.

²⁶ Informe EFG, pág. 7-8.

²⁷ La previsión de carga de línea base usada para el modelaje es ligeramente superior a lo que la AEE estimó en su PIR. Este modelaje supuso, antes de contabilizar la eficiencia energética, el crecimiento del 0% en las ventas para 2035, mientras que el PIR modeló una disminución de 4% en las ventas para 2038. (Negociado de Energía de Puerto Rico, Resolución y Orden Final, Caso No. CEPR-AP-2018-0001, 21 de agosto de 2020, p. 47).

²⁸ Informe EE Plus, p. 22.

Tabla 4: Costo de las actualizaciones del sistema de distribución en el escenario del 75% de RED²⁹

Scenario	Transformer Upgrade Cost	Line Reconductor Cost	Line Rebuild Cost	Total Cost
Base	\$0	\$41,141,424	\$243,592,659	\$284,734,084
25% DER	\$0	\$77,545,581	\$455,887,200	\$533,432,781
50% DER	\$2,410,800	\$76,269,071	\$516,119,531	\$594,799,403
75% DER	\$7,330,800	\$97,837,352	\$546,739,997	\$651,908,149

Dos factores contribuyen al nivel relativamente bajo de mejoras del sistema de distribución necesarias para integrar este alto nivel de generación distribuida. Uno es el hecho de que los sistemas de techo altamente distribuidos permiten una gran cantidad de generación en el punto de consumo, minimizando el uso del sistema de distribución. El segundo es el despliegue coordinado de energía solar en los techos con almacenamiento de batería, lo que ayuda a minimizar el impacto en el voltaje del sistema.³⁰

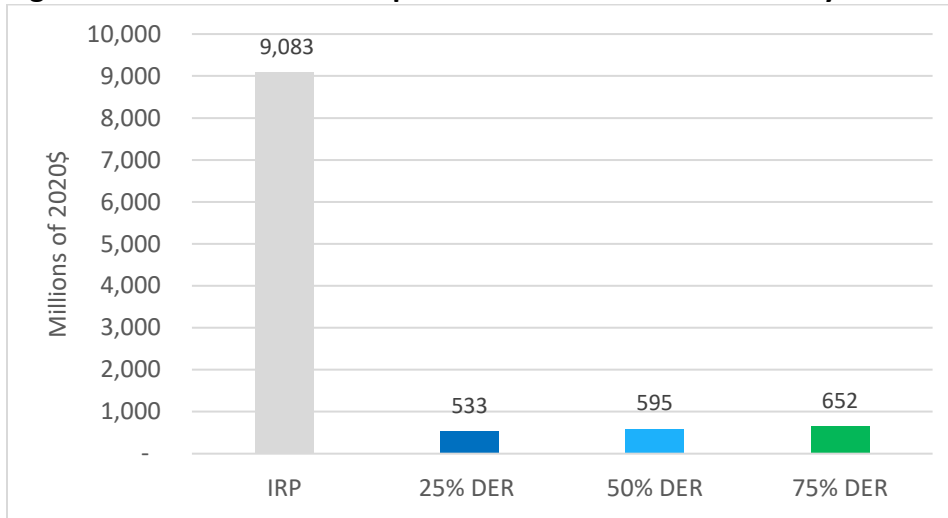
No se identificaron mejoras adicionales al sistema de transmisión en el estudio de Telos para la integración de las energías renovables.

Estos niveles de inversión en sistemas de transmisión y distribución son mucho más bajos que los propuestos por la AEE en su PIR más reciente (ESM). El PIR de la AEE dedicó más de \$5,000 millones a su concepto de minirredes. Más allá de esto, el PIR incluyó más de \$3,000 millones para fortalecer la infraestructura existente y ponerla a la altura de los estándares. Debido a que no se nos proveyeron datos sobre la condición actual de los activos del sistema de distribución, el estudio EE Plus no incluye los costos que puedan ser necesarios para llevar esta infraestructura al estándar. Puede ser que se necesite al menos parte de los \$3,000 millones identificados en el PIR para mejoras urgentes a la red de transmisión o distribución. Pero aún si se incluyeran estos costos, las inversiones de capital del sistema de transmisión y distribución representarían \$5,000 millones menos que las propuestas por la AEE en su PIR.

²⁹ Informe EFG, Tabla 10.

³⁰ Informe EE Plus, p. 5.

Figura 4: Costos totales de capital del sistema de transmisión y distribución³¹



La inversión en energía solar y almacenamiento requerida para lograr altas penetraciones de energía renovable distribuida es comparable a la inversión en sistemas de generación propuesta por la AEE para un sistema centralizado

Aunque los escenarios de energía altamente distribuida requieren una inversión de capital significativa en tecnologías fotovoltaicas y de almacenamiento de baterías, los costos totales de capital en esos escenarios son aún comparables con la inversión de capital en nueva generación propuesta por la AEE en su PIR. La Figura 4 compara la cantidad total de inversión de capital del sistema de generación en cada escenario de RED con el escenario preferido de la AEE en su PIR. Tenga en cuenta que el PIR de la AEE no incluyó el costo de los 848 MW de energía solar distribuida que supuso que los clientes instalarían; añadir ese costo aumentaría el costo del escenario del PIR en aproximadamente \$1,000 millones a más de \$7,500 millones. Por otra parte, es importante recalcar la dramática diferencia en inversión propuesta para distribución y transmisión por la AEE y la inversión requerida en el escenario de 75%. Al sumar todos los componentes (generación, transmisión, distribución) vemos que aún el escenario de 75% de generación renovable distribuida es sobre \$5,000 millones más económico que el PIR preferido presentado por la AEE.

³¹ Informe EFG, Ilustración 14.

Figura 5: Costos de capital totales del sistema de generación, 2020-2035³²

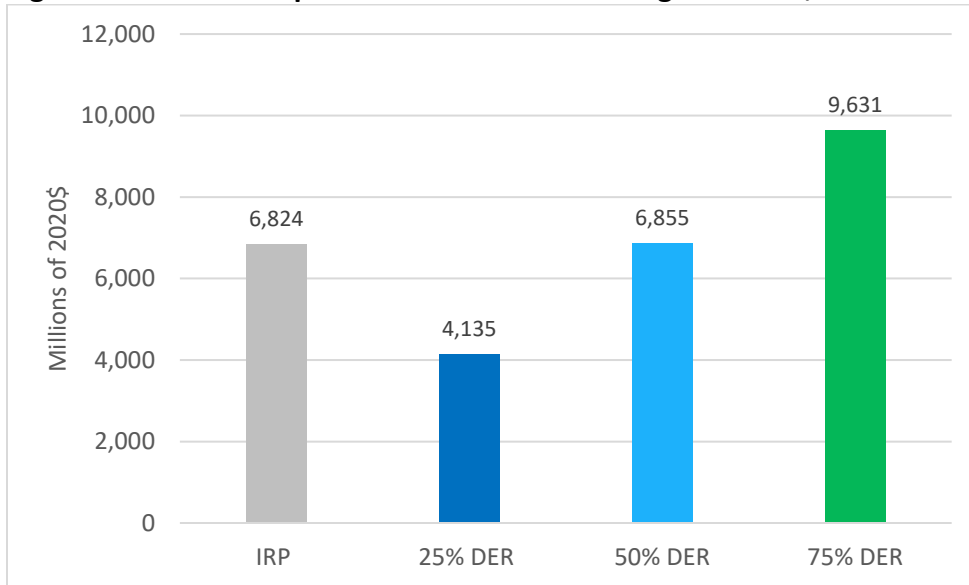
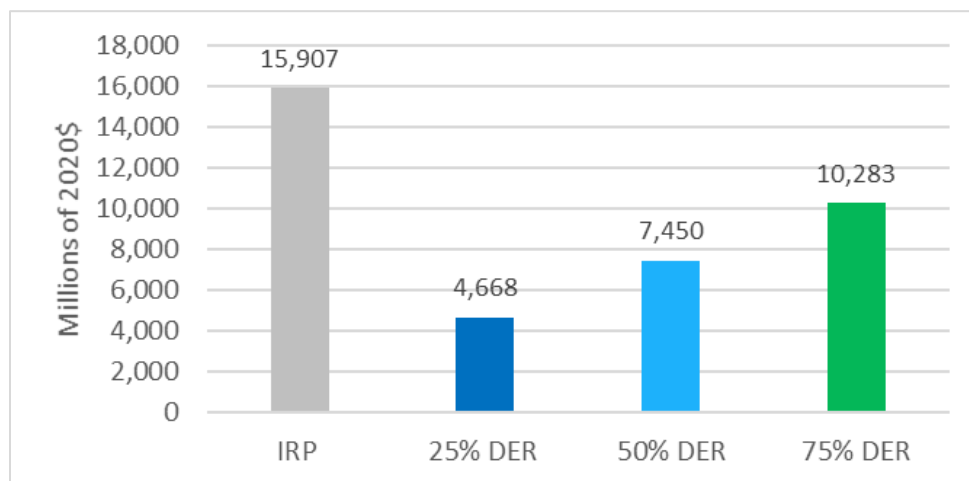


Figura 6: Costos totales de generación, distribución y transmisión al 2035³³



En general, los costos de 2035 son menores en el escenario del 75% RED

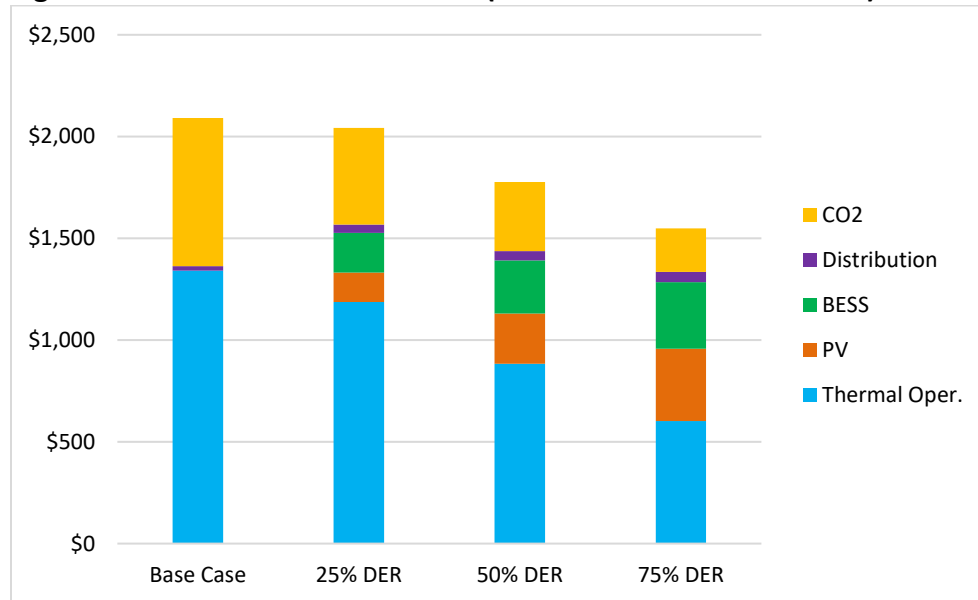
La Figura 7 muestra los costos totales de los escenarios en 2035, incluidos tanto los costos operacionales como el costo anualizado de los sistemas de energía solar y almacenamiento de baterías. El caso base no incluye costos de capital para nueva generación lo que representa un acercamiento conservador. Los costos de capital se modelan asumiendo un costo de capital de 6.5%, un estimado que supone que la AEE es responsable del financiamiento de los sistemas de

³² Fuente: Informe EFG, Ilustración 12.

³³ Fuente, Informe EFG

energía solar y de almacenamiento de baterías.³⁴ La cifra incluye también un costo de carbono para tener en cuenta el daño del cambio climático causado por la quema de combustibles fósiles. Incluyendo los costos del carbono, todos los escenarios de RED son progresivamente menos costosos que el caso base. Incluso sin el costo del carbono, y sin considerar inversión en nueva generación en el caso base, el escenario de costos del 75% RED es ligeramente menos costoso que el caso base, ya que el aumento de los costos de capital se equilibra con la disminución de los costos de importación de combustible.

Figura 7: Costos totales del sistema (millones de dólares de 2020) en 2035³⁵



Impacto en las tarifas eléctricas

Para evaluar la asequibilidad de estos escenarios, derivamos un estimado de la tarifa eléctrica en cada escenario de RED en 2035. Los costos de generación mostrados en la Figura 8 incluyen los costos de operación de las unidades térmicas y los costos de capital anualizados para fotovoltaicos y almacenamiento, suponiendo que la AEE financia la instalación de estos sistemas.³⁶ Los costos de no generación se basan en el presupuesto certificado de la AEE para el año fiscal 2021, pero excluyendo los costos relacionados con la privatización del sistema y el proceso de quiebra de la AEE, bajo el supuesto de que la AEE sigue siendo una entidad pública y

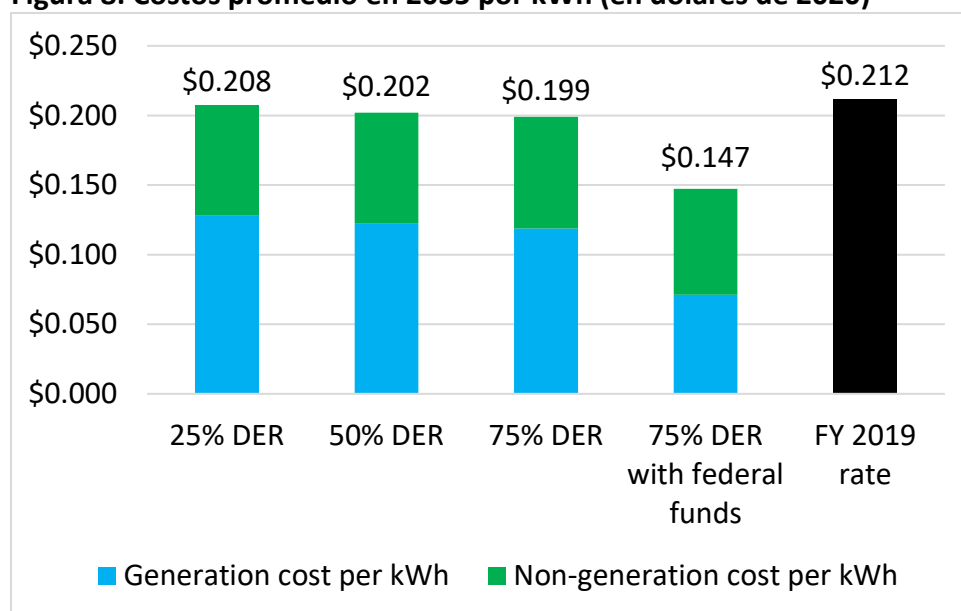
³⁴ Las emisiones de deuda a largo plazo más recientes de la AEE, antes de la quiebra, tenían tasas de interés en el rango de 5%-7%. EFG modeló los costos de financiamiento utilizando un valor que era conservadoramente alto en comparación con las tasas de interés a las que se enfrentan otros servicios públicos de energía.

³⁵ Informe EFG, Ilustración 6.

³⁶ Nuestro análisis supone que los clientes de la AEE en 2035 están pagando el servicio de la deuda en instalaciones de años anteriores. Como sensibilidad, analizamos el impacto en las tarifas si la AEE financia estas instalaciones al 8.5% y no al 6.5%. En ese caso, el costo del escenario de 75% RED aumenta solo alrededor de 1 centavo a 21.1 centavos/kWh.

sale de la quiebra mucho antes de 2035.³⁷ Los costos del sistema incluyen, además, el costo anualizado de financiar las mejoras capitales del sistema de distribución identificadas en el estudio de EE Plus. Además, incluimos un escenario en el que Puerto Rico puede destinar \$9 mil millones en fondos para la reconstrucción de la red hacia recursos energéticos distribuidos y \$650 millones para mejoras del sistema de distribución para lograr el escenario de 75% de RED.³⁸ El análisis resulta en costos totales del sistema de 20 centavos por kWh o menos en los escenarios 50% y 75% RED, y por debajo de 15 centavos/kWh en el escenario con fondos federales. Cabe señalar que 20 centavos por kWh es la tarifa establecida como objetivo deseable en los planes fiscales de AEE y definida en el Preámbulo de la Ley 17-2019.

Figura 8: Costos promedio en 2035 por kWh (en dólares de 2020)



Estos escenarios comparan favorablemente con las tarifas recientes de la AEE, mostradas en la barra negra en la Figura 8. Destacamos que las tarifas eléctricas en los escenarios de RED estarán mucho menos sujetas a la volatilidad de precios de combustibles que las tarifas actuales.

Cabe destacar que los escenarios evaluados para el modelado nunca fueron optimizados en costos. Es decir, los escenarios se desarrollaron para explorar la operación de la red eléctrica de

³⁷ Específicamente, nuestro estimado de costos de no generación se basa en el [Presupuesto certificado de la AEE para el año fiscal 2021](#). Los costos laborales se ajustaron a base de la relación entre no generación y empleados totales. También se excluyeron los gastos de mantenimiento de generación, así como las partidas para "Reestructuración de la AEE & Título III", "Costos del Asesor de la JSF asignados a la AEE", "Costos de transacción de la Autoridad P3" y "Costos del operador de T&D". Por último, incluimos un estimado de los costos del programa de eficiencia energética basado en el modelaje del PIR de la AEE.

³⁸ Este supuesto toma en cuenta \$1,900 millones en fondos provenientes de HUD para trabajos de reconstrucción de la red, una asignación existente de \$850 millones en fondos de FEMA 404 para plantas de gas natural que podrían ser redirigirse y el hecho de que la AEE ha propuesto gastar \$8,400 millones en fondos de FEMA 428 en sus sistemas de transmisión y distribución a pesar de recibir únicamente la aprobación del Negociado de Energía para gastar alrededor de \$2,000 millones durante los próximos 5 años.

Puerto Rico a altos niveles predefinidos de penetración de energía renovable distribuida, con las metas de energía renovable y resiliencia de los hogares en mente. No se desarrollaron para minimizar el costo total del sistema (y las decisiones sobre qué unidades retirar incluyeron factores como las tasas de emisiones, antigüedad, flexibilidad y ubicación, además del costo). Por lo tanto, es particularmente significativo que encontremos que los escenarios de alta penetración de RED son asequibles y costo-efectivos, según lo define la Ley 17-2019.

También es importante señalar que los costos no asociados a generación en la ilustración anterior no reflejan costo alguno relacionado con la deuda heredada de la AEE o la exposición por planes de pensiones sin fondos. El Acuerdo de Apoyo a la Reestructuración de la AEE de mayo de 2019 impondría un recargo a las tarifas eléctricas de 2.6 centavos/kWh en 2035,³⁹ lo que elevaría las tasas por encima de los 20 centavos/kWh en todos los escenarios, excepto en que se inyectan fondos federales en la Figura 8.

Por último, destacamos que la Figura 8 refleja los costos promedio del sistema; no se presume una política tarifaria específica. El costo de las instalaciones de baterías y energía solar en los techos residenciales y comerciales disminuirá con el tiempo, y debería ser un objetivo de la política pública garantizar que las tarifas para todos los clientes sean justas y razonables. Esto requeriría decisiones sobre cómo asignar los subsidios a todos los diversos niveles de ingresos para garantizar una transición equitativa en la que los hogares de bajos ingresos puedan participar en soluciones de resiliencia energética.

Lograr el escenario de Queremos Sol

El escenario de Queremos Sol de alta penetración (75% energía renovable distribuida al 2035) es la estrategia más rentable modelada hasta ahora para que la AEE logre las metas de energía renovable (RPS), mitigue los riesgos ante fallas en la red, reduzca las emisiones de CO₂ y logre tarifas razonables y más estables. La trayectoria actual de la AEE no logrará estos objetivos ni los escenarios de energía renovable distribuida para 2035. El Negociado de Energía ordenó a la AEE que adquiriera una gran cantidad de energía renovable y almacenamiento durante los próximos años (3,750 MW de energía solar para 2023), pero el enfoque no se centra en los sistemas fotovoltaicos en los techos.

Si la AEE enfocara específicamente a lograr mayor penetración de la energía renovable distribuida, podría implementar un programa de financiamiento en la factura en el que los clientes pudieran instalar sistemas solares y de baterías y pagar su inversión a través de sus facturas de electricidad. La AEE, podría ofrecer directamente los sistemas a los clientes, utilizando empleados de la AEE y una red de contratistas locales, según sea necesario, para realizar las instalaciones. Un programa bien diseñado debe hacer uso de socios de la comunidad para mercadear el programa a los hogares. Si es un requisito de financiamiento federal que la AEE retenga la propiedad de los sistemas, la AEE podría arrendar los sistemas a los clientes.

³⁹ El Acuerdo de Apoyo a la Reestructuración prevé 3.76 centavos/kWh en el año fiscal 2035, que hemos convertido a dólares de 2020 para mantener la coherencia con la Ilustración 6.

Es claro que los fondos federales presentan una oportunidad única para reducir los costos de implementar los escenarios RED modelados. A la luz de la experiencia del huracán María, es evidente que ubicar la generación en los puntos de consumo (en lugar de depender de la transmisión a larga distancia) y permitir que los hogares se vuelvan autosuficientes en la producción de energía salvará vidas en futuras tormentas severas. Aunque hay una cantidad significativa de fondos federales (aproximadamente \$12,000 millones)⁴⁰ hasta ahora la AEE ha propuesto utilizar esos fondos para reconstruir un sistema de generación centralizado que dependa de combustibles fósiles.⁴¹ En contraste, existe el potencial de destinar \$9,000-\$10,000 millones en fondos federales a proyectos que resultarían en una resiliencia real, por ejemplo, para el despliegue de sistemas fotovoltaicos en techos y almacenamiento que puedan servir demandas eléctricas críticas. Este nivel de inversión deja \$ 2,000 a \$ 3,000 millones de fondos federales disponibles para abordar las mejoras que requieran atención urgente a nivel de transmisión y distribución.

Otras jurisdicciones ofrecen ejemplos de políticas que han logrado con éxito niveles más altos de penetración de energía renovable distribuida que los que la AEE está tratando de lograr actualmente. Por ejemplo, más del 21% de los hogares en Australia tiene instalaciones solares en los techos.⁴² Inicialmente, el mecanismo de tarifas de alimentación ayudó a impulsar el mercado de la energía solar en los techos, pero ahora se han eliminado gradualmente. Los reembolsos están disponibles todavía para cubrir aproximadamente un tercio de los costos iniciales.⁴³ Las altas tarifas eléctricas (por encima de US\$0.20/kWh) han ayudado a que la energía solar en los techos sea una opción económica para los hogares. Hawái ha logrado penetraciones aún más altas de energía solar en los techos, con un tercio de los hogares en la isla de Oahu que tienen energía solar en los techos.⁴⁴ Con las tarifas eléctricas más altas en los Estados Unidos, la energía solar en los techos tiene sentido económico en Hawái y ha sido impulsada, además, por políticas de apoyo para compensar a los propietarios por la energía exportada a la red.⁴⁵

Por otro lado, lograr el escenario de Queremos Sol requiere una inversión significativa en eficiencia energética, lo que el Negociado de Energía ya ha ordenado a la AEE.⁴⁶ En los Estados Unidos hay muchos ejemplos de programas de eficiencia energética financiados por los contribuyentes para lograr los niveles de ahorro de energía descritos en el estudio de EFG.

⁴⁰ Incluyendo fondos de FEMA 404 y 428, así como fondos CDBG de HUD

⁴¹ Actualmente, la AEE propone gastar más de \$800 millones en fondos de FEMA 404 para una nueva planta de gas natural cerca de San Juan y nueva generación de respuesta rápida ("peaker"). También, la AEE ha propuesto gastar \$8,400 millones en fondos FEMA 428 en mejoras a sus sistemas de transmisión y distribución.

⁴² Departamento australiano de Industria, Ciencia, Energía y Recursos, "Solar PV y Baterías", <https://www.energy.gov.au/households/solar-pv-and-batteries>, último acceso el 26 de enero de 2021.

⁴³ Jason Deign, "Lo que Estados Unidos puede aprender del rugiente mercado solar de techos de Australia", Greentech Media, 3 de agosto de 2020.

⁴⁴ Hawaiian Electric, "[En 2019 se produjo un aumento del 21% en la capacidad de generación solar](#)", 17 de enero de 2020.

⁴⁵ Hawaiian Electric, "[Solar privado en techos](#)", último acceso el 26 de enero de 2021.

⁴⁶ El Negociado de Energía ordenó a la AEE que "apoye todas las medidas necesarias para establecer programas de EE con ahorros del 2%/año, incluidos los programas de inicio rápido". (Negociado de Energía de Puerto Rico, Resolución y Orden Final, Caso No. CEPR-AP-2018-0001, 21 de agosto de 2020, p. 283.)

Estos programas ofrecen incentivos económicos a los clientes para que instalen iluminación, refrigeración, aire acondicionado y otros equipos más eficientes, así como calentadores de agua solares, para fomentar la adopción de tecnologías eficientes. Aunque estos programas cuestan dinero y se financian mediante tarifas eléctricas, en última instancia ahorran dinero a todos los clientes porque son más baratos que el costo de invertir en nueva generación. Un primer paso importante sería realizar un estudio de potencial de eficiencia energética para informar el diseño de programas de eficiencia energética costo-efectivos.

Áreas de trabajo futuro

El modelaje realizado para este estudio revela varias oportunidades de trabajo futuro:

- El estudio de Telos fue conservador en sus decisiones sobre qué centrales eléctricas existentes podrían ser retiradas. Un estudio más detallado de la adecuación de los recursos mostraría qué otras unidades serían candidatas para retiro o conversión a condensadores síncronos.
- Tanto los estudios de Telos como EE Plus recomendaron estudios adicionales y herramientas de modelaje para evaluar otras opciones para estabilidad de la red en el escenario de 75%.
- Se debe hacer un estudio de saturación de electrodomésticos residenciales, y un estudio similar para determinar el consumo de energía comercial de referencia para comprender mejor el consumo de energía actual. Esto informaría el diseño de programas eficaces de eficiencia energética para lograr los ahorros deseados.⁴⁷
- En la Sección 10 del Informe Telos se describen vías adicionales para estudios futuros.

Además de las necesidades de modelos técnicos, se debe trabajar más para identificar el desarrollo de la fuerza laboral y las necesidades de capacitación y para identificar posibles fuentes de financiamiento federal para apoyar la capacitación de los trabajadores. También se necesita investigar más para desarrollar un plan de reciclaje de sistemas fotovoltaicos y de baterías al final de su vida útil.

Conclusiones

En 2018, Queremos Sol presentó una visión del sistema eléctrico de Puerto Rico basada en la eficiencia y la energía renovable descentralizada. El modelo resumido en este informe ha demostrado que lograr un 75% de energía renovable distribuida en 2035, con el 100% de los hogares equipados con almacenamiento solar y de baterías para atender cargas críticas, es técnica y económicamente viable. Este escenario daría como resultado una red mucho menos dependiente de la transmisión de larga distancia de sur a norte, que no depende en gran medida de los combustibles fósiles importados y que no amarra a Puerto Rico a una nueva infraestructura de gas natural. Lograr este escenario requerirá un cambio de rumbo en la política pública para dar verdadera prioridad a los sistemas fotovoltaicos en los techos y

⁴⁷ Informe EFG, p. 8.

almacenamiento. Puerto Rico tiene antes sí una oportunidad histórica de utilizar miles de millones de dólares de fondos federales para rediseñar una red eléctrica que promueva verdadera resiliencia. Esta es una oportunidad que difícilmente volverá a presentarse.

Sobre los autores

Ingrid M. Vila Biaggi

Ingrid M. Vila-Biaggi es cofundadora y presidenta de CAMBIO, una organización sin fines de lucro con sede en Puerto Rico que diseña, promueve e implementa políticas y prácticas sostenibles. Ha ocupado varios puestos gubernamentales, incluido el de Secretaria de la Gobernación del Estado Libre Asociado de Puerto Rico, cargo desde el cual supervisó el desarrollo de políticas y la implementación de más de 100 agencias y corporaciones y sirvió como enlace con el Grupo de Trabajo de la Casa Blanca de Puerto Rico. Colabora y coordina Queremos Sol, una alianza de expertos ambientales, laborales, comunitarios y de energía, que tiene como objetivo transformar el sector energético de Puerto Rico, estableciendo un camino 100% limpio y renovable. También trabaja con las comunidades del Caño Martín Peña como Embajadora de Aguas Urbanas. Vila-Biaggi fue becada por Open Society Leadership in Government y recientemente se unió al Consejo del Instituto de Economía de la Energía y Análisis Financiero. Vila-Biaggi tiene un bachillerato en Ingeniería Civil y Ambiental de la Universidad de Cornell y una maestría en Ingeniería Ambiental de la Universidad de Stanford.

Cathy Kunkel

Cathy Kunkel es analista de finanzas de energía en el Instituto de Economía de la Energía y Análisis Financiero. Ha escrito informes y ha dado testimonio experto sobre las finanzas de las perforaciones y los gasoductos de los Apalaches; fusiones de servicios públicos, tarifas y planificación de recursos; eficiencia energética; y el sistema eléctrico de Puerto Rico. Tiene títulos en física de Princeton y Cambridge.

Agustín Alexi Irizarry Rivera

Agustín Alexi Irizarry-Rivera es profesor del Departamento de Ingeniería Eléctrica e Informática de la Universidad de Puerto Rico en Mayagüez. El Dr. Irizarry-Rivera realiza investigaciones sobre energía renovable y cómo adaptar la red eléctrica existente para agregar más recursos renovables a nuestra cartera de energía. Se ha desempeñado como consultor en proyectos de energía renovable y eficiencia energética para agencias gubernamentales de Puerto Rico, municipios, desarrolladores privados y firmas consultoras dentro y fuera de Puerto Rico. Es autor o coautor de más de 50 publicaciones arbitradas, incluidos dos capítulos de libros. El Dr. Irizarry-Rivera se desempeñó como uno de los primeros representantes de los consumidores electos en la Junta de Directores de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (AEE) de 2012 a 2014, incluso como vicepresidente de la Junta. El Dr. Irizarry-Rivera obtuvo su bachillerato en la Universidad de Puerto Rico, Mayagüez (1988), maestría en la Universidad de Michigan, Ann Arbor (1990) y Ph.D. en la Universidad Estatal de Iowa, Ames (1996), todo en ingeniería eléctrica.