PUERTO RICO DISTRIBUTED ENERGY RESOURCE INTEGRATION STUDY

Load, Energy Efficiency, and System Cost

FEBRUARY 2021

VERSIÓN EN ESPAÑOL

ENERGY FUTURES GROUP

Estudio de integración de recursos energéticos distribuidos para Puerto Rico: demanda eléctrica, eficiencia energética y costo del sistema

Hacia una red distribuida renovable, confiable y resiliente

Información de contacto

Anna Sommer
Principal Oficial
Energy Futures Group
315-386-3834
asommer@energyfuturesgroup.com

Agradecimientos

Este informe no habría sido posible sin la orientación y el asesoramiento reflexivos de Agustín Irizarry Rivera, profesor de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Puerto Rico – Mayagüez e Ingrid Vila Biaggi, presidenta de CAMBIO. También extendemos nuestro agradecimiento a José Humberto Román Morales, quien nos ha compartido su experiencia en el desarrollo de proyectos solares distribuidos y baterías en Puerto Rico. Cualquier error u omisiones restantes es responsabilidad exclusiva de Energy Futures Group.

Descargo de responsabilidad

Este modelo ha sido desarrollado independientemente por CAMBIO, PR Inc. en colaboración con IEEFA y consultores y de ninguna manera representa propuesta, proyección o representación de la Autoridad de Energía Eléctrica (AEE) de Puerto Rico.

Índice de contenidos

1. Resumen Ejecutivo 1
2. El Estudio CAMBIO en contexto 3
3. Demanda eléctrica (carga) y eficiencia energética 6
4. Nuevos precios de los recursos 11
   4.1. Solar residencial y comercial (PV) 11
   4.2. Sistema de almacenamiento de energía de batería (BESS) 15
   4.3. Sistema de transmisión 16
   4.4. Sistema de distribución 16
   4.5. Generación térmica existente 18
   4.6. Carbono 19
5. Resultados de costo por escenario 20
   5.1. Solar (PV) 20
   5.2. BESS 20
   5.3. Sistema de distribución 21
   5.4. Costos de operación térmica 21
   5.5. Costos de carbono 23
   5.6. Costos totales 23
6. Resultados de sensibilidad 26
7. Comparación con el PIR de la AEE 2019 28
8. Oportunidades para reducir los costos totales del sistema 31
9. Conclusiones 32

Índice de tablas

Tabla 1: Estimados de precios de fotovoltaicos instalados ($ 2020/kW DC) 13
Tabla 2: Trayectoria de las instalaciones solares acumuladas por escenario (MW_{AC}) 14
Tabla 3: Mitigaciones del sistema de distribución necesarias en el escenario base 17
Tabla 4: Mitigaciones del sistema de distribución necesarias en el escenario 75% RED 17
Tabla 5: Costos de mitigación de distribución por unidad 18
Tabla 6: Valores representativos del FOM térmico y CAPEX ($ 2020/kW-año) 19
Tabla 7: Precio de las emisiones de carbono 20
Tabla 8: Resultados de costo fotovoltaico (millones $ 2020) 20
Tabla 9: Resultados de costo del BESS (millones $ 2020) 21
Tabla 10: Costos de mitigación de distribución por escenario y mitigación ($ 2020) 21
Tabla 11: Costos térmicos en 2035 (millones $ 2020) 22
Tabla 12: Costos de generación térmica a precios moderados (millones $ 2020/año) 22
Tabla 13: Costo de emisiones de CO2 (millones $ 2020/año) 23
Tabla 14: Resultados del costo total a una tasa de descuento de 6.5% (millones $ 2020/año) 23
Tabla 15: Resultados del costo total a una tasa de descuento de 3.99% (mills. $ 2020/año) **23**

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Costos totales de operación y de interés cargado al 6.5% (millones $ 2020) 2
Ilustración 2: Costos totales de operación y de interés cargado al 3.99% (millones $ 2020) 3
Ilustración 3: Diagrama de flujo del proceso EFG para desarrollar proyección de demanda a 2035 ..... **10**
Ilustración 4: Casos de precio fotovoltaico ponderado, 75% RED (Nominal $/kW DC) 15
Ilustración 5: Casos de precios solo de baterías (Nominal $/kWh AC) 16
Ilustración 6: Costos totales de operación y de interés cargado con precios moderados al 6.5% (mills. $ 2020) 24
Ilustración 7: Costos totales de operación y de interés cargado con precios avanzados al 6.5% (mills. $ 2020) 24
Ilustración 8: Costos totales de operación y de interés cargado con precios moderados al 3.99% (mills. $ 2020) .....
Ilustración 9: Costos totales de operación y de interés cargado con precios avanzados al 3.99% (mills. $ 2020) 26
Ilustración 10: Costos totales de operación y de interés cargado bajo sensibilidad de estabilidad de la red (millones $ 2020) 27
Ilustración 11: Costos totales de operación y de interés cargado bajo sensibilidad de retiro acelerado de AES (millones $ 2020) 28
Ilustración 12: Inversión total de capital, 2020 – 2035 29
Ilustración 13: Inversión total en generación, 2020 – 2035 29

Ilustración 14: Inversión total en transmisión y distribución 30
Ilustración 15: Desglose de componentes del costo solar residencial 31

1. Resumen ejecutivo

En octubre de 2018, Queremos Sol - grupo multisectorial que aboga por la energía autosuficiente y sostenible - publicó un informe titulado "Queremos Sol: Sostenible, Local, Limpio". En el informe, Queremos Sol estableció una meta ambiciosa de lograr un Estándar de Cartera Renovable (RPS en inglés) de 50% para 2035 y 100% para 2050, y un Objetivo de Política de Conservación y Eficiencia Energética de 25% para 2035. Además, promueve una política pública clara para lo siguiente[1]:

- Eficiencia, conservación y manejo de la demanda eléctrica;
- Generación distribuida renovable sistemas fotovoltaicos en techos y almacenamiento;
- Eliminación acelerada de combustibles fósiles.

A petición de CAMBIO y del Instituto de Economía Energética y Análisis Financiero (IEEFA), Energy Futures Group (EFG) colaboró con las consultoras Telos Energy ("Telos") y EE Plus para realizar un análisis de la viabilidad, operatividad y costo de lograr dos objetivos energéticos relacionados con la propuesta Queremos Sol. Específicamente, este esfuerzo de colaboración buscó examinar los impactos operacionales y de costos de lograr los objetivos de RPS de 25%, 50% y 75% con dos herramientas principales[2]:

- Asegurar que el 50%, 75%, y 100% de los hogares en Puerto Rico sean "resilientes" ante huracanes. La resiliencia se definió como cada hogar con, en promedio, 2.7 kW de energía solar y 12.6 kWh de respaldo de batería; y
- Lograr una reducción del 25% en el consumo de energía en toda la isla para 2035.

Estos escenarios muestran una vía para cumplir y superar los objetivos del RPS 2035 de Queremos Sol y poner el sistema en ruta para lograr el 100% de energía limpia para 2050. Los participantes del estudio construyeron también, con fines comparativos, un escenario base del sistema tal como existe hoy.

El análisis de las metas de recursos energéticos distribuidos (RED) y eficiencia energética conllevó una combinación coordinada, detallada y única de simulaciones de modelaje que analizan el despacho de la flota de generación de Puerto Rico bajo estos diferentes escenarios y la operación de las líneas de distribución y transmisión bajo ese despacho. El trabajo de EFG fue desarrollar los supuestos de demanda y eficiencia energética y luego reunir datos de todas las simulaciones en un costo total del sistema. (En conjunto, llamamos a estos análisis el "Estudio

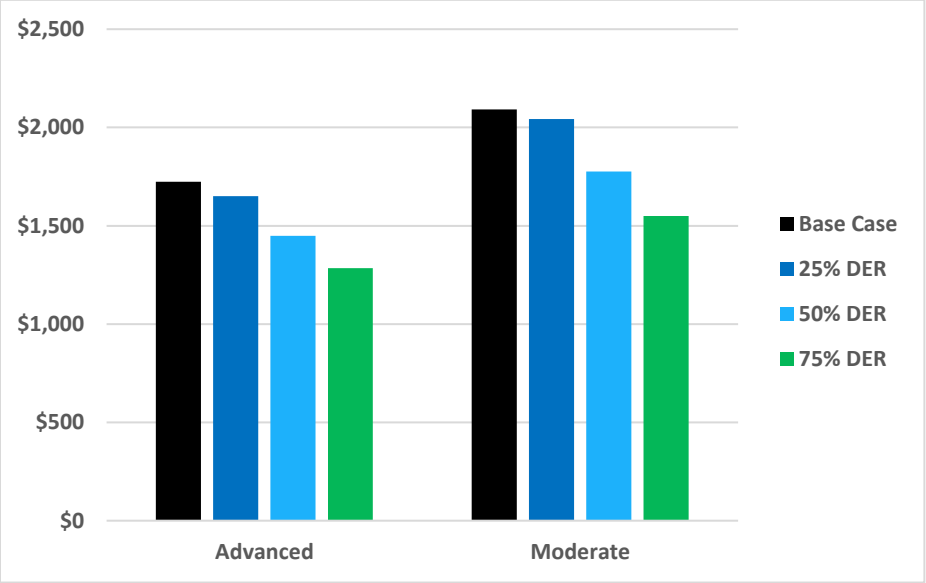
[1] Queremos Sol, https://www.queremossolpr.com/

[2] La energía solar distribuida con almacenamiento de baterías y eficiencia energética fueron los principales recursos energéticos distribuidos (RED) desplegados en los escenarios de estudio.

CAMBIO".) El modelo de despacho y flujo de energía se detalla en el informe de Telos Energy, mientras que el informe de EE Plus analiza las simulaciones del sistema de distribución.

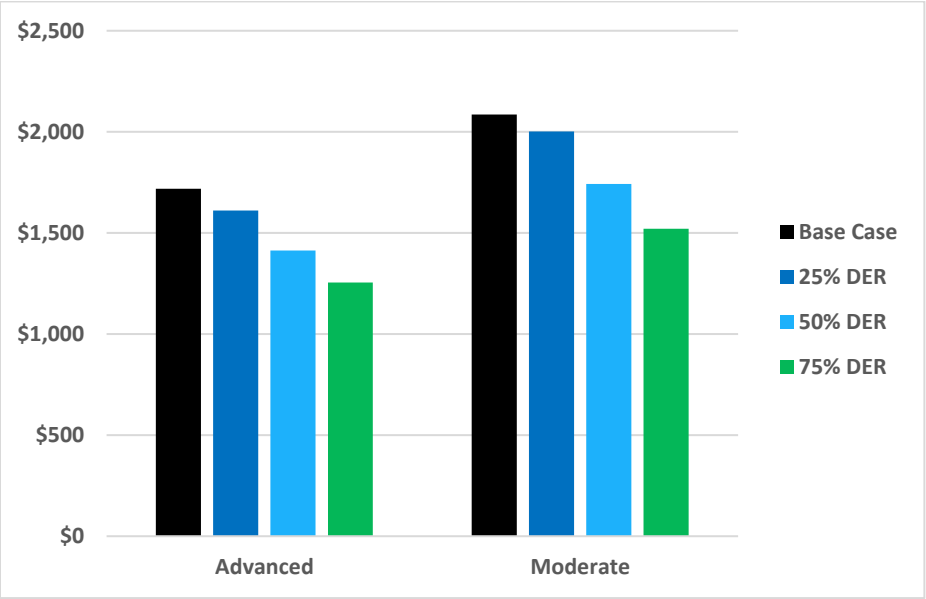
Bajo una tasa de descuento similar al costo de la Autoridad de Energía Eléctrica para aumentar la deuda antes de declararse en quiebra, todos los escenarios de RED son más baratos que el escenario actual (caso base) como se muestra en la Ilustración Ilustración **1**

Ilustración 1: Costos totales de operación y de interés cargado al 6.5% (millones de dólares a 2020)



Si suponemos que estos escenarios deben evaluarse utilizando una tasa de descuento que sea más indicativa de la tasa de financiamiento personal de un contribuyente individual para un sistema de almacenamiento de baterías y energía solar en el techo, entonces todos los escenarios de RED tendrán un costo aún menor en relación con el caso base (Ilustración 2).

Ilustración 2: Costos totales de operación y de interés cargado al 3.99% (millones de dólares 2020)



Es importante señalar que el escenario base supone que la red eléctrica de Puerto Rico sigue en gran medida como estaba en 2020. No hay energías renovables distribuidas o gas natural adicionales ni actualizaciones de mantenimiento de la flota existente. Dado que los escenarios de RED, con un aumento en la penetración, dependen cada vez menos de la flota térmica actual de la AEE, existe un beneficio de confiabilidad (además de un beneficio de resiliencia) para los escenarios de RED que no se cuantifica ni monetiza. No captamos esa preocupación en este estudio en gran medida porque no tenemos ningún método significativo para evaluar este valor, a pesar de su naturaleza muy real. Sin embargo, los escenarios de RED ofrecen, sin duda, más confiabilidad porque permitirían a entre 500,000 y 1 millón de hogares la capacidad de satisfacer sus demandas críticas incluso después de un evento crítico como un huracán.

2. El Estudio CAMBIO en contexto

La Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico es responsable de generar electricidad, distribuirla y transmitirla en la isla. Como es típico de la mayoría de los sistemas, el diseño de la red eléctrica de Puerto Rico ha tenido un enfoque centralizado que incluye grandes plantas generadoras de energía mediante quema de combustibles fósiles, que dependen de largas líneas de transmisión para llevar la electricidad desde los generadores ubicados en la región sur de la isla a los centros de demanda eléctrica ubicados en la región norte de Puerto Rico. Depender de generadores a gran escala para suministrar electricidad a los residentes hace que la red de Puerto Rico sea vulnerable a cortes de energía a gran escala por desastres naturales y

otros eventos. Lo que agrava la vulnerabilidad de la red eléctrica en Puerto Rico es el historial de mala administración y falta de inversión de la AEE en la infraestructura necesaria.

La destrucción provocada por los huracanes Irma y María llamó la atención sobre el importante papel que podría desempeñar una red eléctrica descentralizada para proveer resiliencia frente a los desastres naturales. Después de los huracanes Irma y María en 2017, el 25% de las torres de transmisión y el 40% de las 334 subestaciones resultaron dañadas, lo que dejó a millones de puertorriqueños sin electricidad durante un período de tiempo significativo[3]. Si bien la mayoría de los activos de generación de la AEE no resultaron dañados por los huracanes, varios terremotos en 2020 causaron daños graves a las unidades de Costa Sur. Costa Sur es una de las plantas eléctricas más grandes de la isla y suministra alrededor del 25% de la energía eléctrica en Puerto Rico[4]. Con el fin de mitigar la pérdida de Costa Sur, la Agencia Federal para el Manejo de Emergencias (FEMA) otorgó fondos para cubrir los costos de 28 unidades de generación pico para operar hasta que las unidades de Costa Sur pudieran regresar a la línea[5]. La combinación de los daños a la transmisión y distribución de los huracanes y los daños a Costa Sur causados por los terremotos, mostraron con claridad los peligros de depender de una red eléctrica principalmente centralizada en Puerto Rico. Estas experiencias acentúan la necesidad de que la red eléctrica de Puerto Rico opere con generación descentralizada para la resiliencia y sostenibilidad. Aumentar el uso de la energía solar fotovoltaica distribuida y el almacenamiento de energía, además de implementar la eficiencia energética y el manejo de la demanda para ayudar a reducir el uso de electricidad por parte de los clientes, contribuirían a una red más resistente. El uso de generación local y renovable dará también el beneficio de fomentar el desarrollo socioeconómico de las comunidades[6].

Después de los huracanes, varias organizaciones dentro y fuera de Puerto Rico se centraron en cómo reconstruir la red eléctrica de la isla. La Fundación Nacional de Ciencias financió varias sesiones para discutir las visiones de las partes interesadas sobre cómo reconstruir el sistema eléctrico de Puerto Rico. Los grupos de partes interesadas incluyeron profesionales del comité de energía de la Cámara de Comercio de Puerto Rico, una organización comercial local de instaladores y contratistas de energía fotovoltaica, miembros de comunidades de toda la isla y empleados de una empresa de servicios públicos fuera del estado que ayudó con la restauración. Durante estas actividades, varios grupos focales discutieron qué salió mal con el sistema eléctrico una vez que azotó el huracán y recomendaciones para evitar esos problemas en el futuro. Uno de los grupos focales incluyó a miembros de organizaciones profesionales y comerciales que observaron que los sistemas fotovoltaicos en los techos no recibieron mucho

[3] O'Neill-Carrillo, E., & Irizarry-Rivera, A. (2019). Cómo fortalecer la red eléctrica de Puerto Rico contra los huracanes. *IEEE Spectrum*, *56*(11), 42-48.

[4] https://www.fema.gov/press-release/20201013/fema-obligates-over-238-million-prepa-earthquake-damage

[5] Ibid.

[6] O'Neill-Carrillo, E., & Irizarry-Rivera, A. (2019). Cómo fortalecer la red eléctrica de Puerto Rico contra los huracanes. *IEEE Spectrum*, *56*(11), 42-48.

daño. Dada la fuerza de los vientos durante el paso de los huracanes, esto evidenció claramente que cuando los sistemas fotovoltaicos de los techos se instalan de forma correcta pueden resistir vientos con fuerza de huracán[7]. Los sistemas solares fotovoltaicos pueden no solo ayudar a fomentar la resiliencia de los residentes y las comunidades durante los desastres naturales, sino que esos sistemas se han vuelto económicamente viables en Puerto Rico[8,9]. El precio promedio de la electricidad en Puerto Rico ha oscilado entre 20 y 27 centavos por kWh, y se prevé que aumente a más de 30 centavos por kWh si se tiene en cuenta un aumento de tarifa para el servicio de la deuda de la AEE[10]. En comparación, nuestro estudio estima que el costo de un sistema fotovoltaico en Puerto Rico en 2021 es de aproximadamente 9.8 centavos por kWh. La energía solar fotovoltaica es también un recurso muy viable, ya que aproximadamente el 70% de la población reside en un lugar con un excelente recurso solar[11]. La combinación de viabilidad económica y resiliencia hace que los sistemas solares fotovoltaicos en techos sean una opción viable para utilizar la generación local.

Una de las principales críticas a la adopción generalizada de sistemas solares fotovoltaicos en los techos es la variación en la generación que se produce con recursos renovables. Varios estudios han analizado la combinación de sistemas de microrredes que integran la energía solar fotovoltaica, el almacenamiento de energía y el manejo de la demanda para servir a los hogares en las comunidades en Puerto Rico[12,13]. Para atender las preocupaciones relacionadas con los días nublados o las interrupciones del sistema a gran escala, el almacenamiento de energía deberá estar ubicado junto con la energía fotovoltaica en el techo para que los hogares puedan todavía servir su demanda crítica durante esos períodos de tiempo.

Con una adopción más amplia de la energía solar fotovoltaica en los techos a través de Puerto Rico, las microrredes se vuelven también más factibles. Las microrredes consisten en recursos energéticos distribuidos y demandas locales, y pueden funcionar en dos modos diferentes:

---

[7] Oneill, E., McCalley, J., Kimber, A., & Haug, R. (2019, enero). Perspectivas de las partes interesadas sobre el aumento de la integridad de la infraestructura de energía eléctrica. *En la conferencia y exposición anual de la ASEE*.

[8] O'Neill-Carrillo, E., Jordan, I., Irizarry-Rivera, A., & Cintron, R. (2018). El largo camino hacia las microrredes comunitarias: adaptándose a los cambios necesarios para la implementación de energías renovables. *IEEE Electrification Magazine*, *6*(4), 6-17.

[9] O'Neill-Carrillo, E., Mercado, E., Luhring, O., Jordán, I., & Irizarry-Rivera, A. Proyectos comunitarios de energía en el Caribe.

[10] O'Neill-Carrillo, E., & Irizarry-Rivera, A. (2019). Cómo fortalecer la red eléctrica de Puerto Rico contra los huracanes. *IEEE Spectrum*, *56*(11), 42-48.

[11] O'Neill-Carrillo, E., Jordan, I., Irizarry-Rivera, A., & Cintron, R. (2018). El largo camino hacia las microrredes comunitarias: adaptándose a los cambios necesarios para la implementación de energías renovables. *IEEE Electrification Magazine*, *6*(4), 6-17.

[12] O'Neill-Carrillo, E., Jordan, I., Irizarry-Rivera, A., & Cintron, R. (2018). El largo camino hacia las microrredes comunitarias: adaptándose a los cambios necesarios para la implementación de energías renovables. *IEEE Electrification Magazine*, *6*(4), 6-17.

[13] Jordán, I. L., O'Neill-Carrillo, E., & López, N. (2016, October). Hacia una microrred comunitaria de energía neta cero. *En la Conferencia sobre tecnologías para la sostenibilidad IEEE 2016 (SusTech)* (pp. 63-67). IEEE.

conectados a la red y aislados de la red eléctrica. Cuando una microrred está conectada a la red eléctrica, puede importar o exportar energía a la red eléctrica principal. Cuando una microrred está en modo aislado, depende de los recursos de generación local para suministrar electricidad a los clientes conectados. Las microrredes ofrecen más resiliencia que la estructura centralizada del sistema eléctrico ante desastres naturales[14]. En caso de desastre natural, como el huracán María, las microrredes pueden ayudar a que las instalaciones críticas permanezcan operacionales y pueden también ayudar a suplir electricidad a las comunidades rurales que no se recuperan fácilmente de los cortes de suministro eléctrico.

La utilización de recursos locales puede también proveer resiliencia, además de beneficios económicos, sociales y ambientales para Puerto Rico. Hay un gran potencial para que las comunidades establezcan y gestionen sus redes. Existe el potencial de aprovechar la experiencia puertorriqueña en administrar proyectos comunitarios, principalmente a través de sistemas de acueductos operados por los vecinos en más de 200 comunidades rurales que poseen el recurso hídrico y administran el sistema de distribución[15].

El Estudio CAMBIO se visualiza quince años después de una época en la que Puerto Rico ha retirado la más sucia de sus plantas de energía que queman combustibles fósiles, ha realizado un esfuerzo amplio y coordinado para asegurar una producción y consumo de electricidad resiliente y eficiente, y ha actualizado su sistema de distribución a los estándares de mejores prácticas. El objetivo principal de este estudio fue evaluar la viabilidad y el costo de lograr las metas de resiliencia para 2035 discutidas anteriormente. Tanto este como el informe de Telos incluyen un análisis sensibilidad al 2024 que permitirá a Puerto Rico alcanzar una meta de 75% de los hogares resilientes

3. Demanda eléctrica (carga) y eficiencia energética

Tal vez la entrada (“input”) más importante en un estudio como este es la previsión de carga eléctrica o una proyección de cuánta energía demandarán los consumidores. La demanda total es una función del número de clientes en cada clase (residencial, comercial, industrial, etc.), los tipos de usos finales eléctricos (refrigeradores, acondicionadores de aire, etc.), y los impactos de cualquier programa destinado a influir en el consumo eléctrico, por ejemplo, programas de eficiencia energética. En Puerto Rico existen datos sobre el consumo por clase de cliente, pero muy pocos datos sobre usos finales típicos. Y sin información significativa de trayectoria de

[14] Carrión, G. A., Cintrón, R. A., Rodríguez, M. A., Sanabria, W. E., Reyes, R., & O’Neill-Carrillo, E. (2018, noviembre). Microrredes comunitarias para aumentar la resiliencia local. In *2018 IEEE Simposio internacional sobre tecnología y sociedad (ISTAS)* (pp. 1-7). IEEE.

[15] O’Neill-Carrillo, E., Mercado, E., Luhring, O., Jordán, I., & Irizarry-Rivera, A. Proyectos comunitarios de energía en el Caribe.

eficiencia energética ("EE") en Puerto Rico, es un verdadero desafío desarrollar proyecciones confiables de ahorro de eficiencia energética o del impacto de la adopción natural de tecnologías eficientes en la demanda general del sistema eléctrico de Puerto Rico.

Los pronósticos de demanda eléctrica previos producidos para las presentaciones del Plan Integrado de Recursos (PIR) de la AEE están disponibles al público. Sin embargo, estas previsiones no incluyen ajuste alguno para la eficiencia energética "natural"[16] lo que, en nuestra opinión, los hace poco confiables.

En su presentación más reciente del PIR, la AEE incluyó información detallada para un hipotético conjunto de programas de eficiencia energética. Desafortunadamente, la combinación de supuestos deficientes de vida útil efectiva[17] y tipos de medidas limitadas hace también que esas cifras sean menos confiables.

Debido a que predecir la demanda es tan importante para planificar ejercicios como este y porque ahora la isla tiene metas sólidas de eficiencia energética establecidas por el Negociado de Energía de Puerto Rico, se necesitaba un enfoque diferente para pronosticar la demanda eléctrica y EE necesaria. EFG realizó un análisis de alto nivel del efecto agregado de los siguientes factores en la reducción del uso de energía eléctrica en la isla entre 2020 y 2035:

- Eficiencia energética "natural" que reduce el uso de electricidad debido a:
  - Innovaciones tecnológicas y presiones del mercado que aumentan la eficiencia de los equipos de referencia;
  - Aumento de los estándares federales de eficiencia de aparatos y equipos;
- Programas de eficiencia energética implementados por la AEE u otros para proveer apoyo informativo y financiero a los clientes en la realización de mejoras de eficiencia energética para sus hogares y negocios;
- Reemplazo a gran escala de calentadores de agua eléctricos residenciales con calentadores solares.

Debido a la escasez de información sobre las características de uso final de las cargas eléctricas de la isla, era necesario que EFG hiciera varias suposiciones significativas para llevar a cabo el análisis. En primer lugar, Puerto Rico carece de datos confiables de saturación de aparatos que caracterizarían el consumo existente por tipo de uso final[18], por lo que miramos a otra fuente,

[16] La eficiencia energética que ocurre naturalmente es el ahorro de energía eléctrica que ocurre bajo las fuerzas normales del mercado sin intervención. Un factor importante de la eficiencia energética natural es el aumento de los estándares de los electrodomésticos. Estos estándares hacen que la eficiencia mínima de las tecnologías de consumo eléctrico disponibles en el mercado aumente con el tiempo e impulsen un aumento en la eficiencia promedio del suministro de esos electrodomésticos. Eso, a su vez, hace que el consumo eléctrico baje.

[17] Lo que significa que la AEE presumió que las medidas de eficiencia energética, como las bombillas LED, tenían una vida útil muy superior a las suposiciones típicas de las medidas de eficiencia energética..

[18] Se debe realizar un estudio de saturación de electrodomésticos residenciales (“RASS”) para comprender de manera más definitiva las características de consumo eléctrico de los hogares de Puerto Rico. También se debe

específicamente la proyección de la Agencia de Información de la Energía (EIA, por sus siglas en inglés) de Estados Unidos de la eficiencia en el uso final promedio a nivel nacional para determinar el consumo de tecnologías de uso final existentes. Utilizando información del Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI, por sus siglas en inglés) y a partir de un estudio dirigido por el Dr. Irizarry[19], desarrollamos un estimado del impacto combinado de la eficiencia en el uso final del proyecto de la EIA y el consumo por parte de esos usos finales en Puerto Rico. EFG cree que los resultados muestran una ruta que conduce a la meta de reducción del consumo de energía acumulativo del 25% de Queremos Sol, pero advierte que un paso crítico siguiente para definir el camino será ampliar la investigación y recopilar más datos.

Estos son los pasos que tomamos para desarrollar la previsión de carga eléctrica para 2035:

Paso 1: Cargas sectoriales 2020

EFG utilizó el promedio de las demandas eléctricas históricas por sector de la AEE para 2016, 2018 y 2019 del PIR más reciente de la AEE como base para establecer el consumo anual por clase de cliente en 2020. No usamos datos de 2017 por la razón obvia de que las interrupciones en todo el sistema después del huracán María hicieron que esos datos no representaran el uso esperado en condiciones típicas. No pudimos eliminar completamente el impacto de los cortes del suministro eléctrico relacionados con el huracán, ya que cientos de miles de personas permanecieron sin electricidad hasta bien entrado 2018. Pero también pensamos que podría ser importante capturar cómo la demanda eléctrica puede haber cambiado debido al huracán incluso después de que el servicio fue restablecido, así que intentamos encontrar un equilibrio tomando el promedio de 2016, 2018 y 2019. Para cada sector, la carga eléctrica del sector promedio de tres años se dividió por el número informado de cuentas para determinar la carga esperada para una cuenta/cliente promedio dentro del sector.

Paso 2: Eficiencia energética natural

En el paso 2, EFG estimó la potencial eficiencia energética "natural", es decir, las reducciones que se producirán en las necesidades energéticas esperadas de las demandas de energía típicas del sector a lo largo del tiempo debido a mejoras tecnológicas y avances en códigos y normas. Para hacer esto, EFG tuvo primero que

realizar un estudio de referencia de uso de energía eléctrica similar para comprender las características de demanda de los clientes comerciales de la isla. Los datos recopilados por estos estudios serán útiles para refinar los conceptos y aplicaciones de los programas de eficiencia energética con el fin de implementar un conjunto amplio y significativo de programas de eficiencia energética que lograrán los ahorros deseados.

[19] Irizarry-Rivera, Agustín, et al. "Un estudio de caso de la resiliencia del servicio eléctrico residencial a través de energías renovables después del huracán María", Conferencia Mediterránea Generación, Transmisión, Distribución y Conversión de Energía (MEDPower), Dubrovnik, Croacia, 12-15 Nov. de 2018.

desagregar las cargas sectoriales promedio por uso final, ya que se esperan diferentes niveles de eficiencia natural para diferentes tipos de cargas eléctricas.

Por ejemplo, la demanda promedio de energía eléctrica residencial de 2020 que se determinó en el paso 1 anterior es de 4,650 kWh al año. Este es el total, en promedio, del uso eléctrico de todos los diferentes equipos eléctricos en un hogar que incluye iluminación, refrigeración, enfriamiento, etc. La cantidad de electricidad utilizada por diferentes usos finales varía según la región debido a diferencias en el clima, las condiciones económicas y otros factores, y como se mencionó anteriormente, prácticamente no hay datos sobre el uso eléctrico por uso final específico de Puerto Rico. Por lo tanto, EFG estimó el uso final de la electricidad por categoría para los sectores residencial y comercial.

EFG utilizó formas de carga eléctrica de uso final que están disponibles en el EPRI para Florida como punto de partida, y luego ajustó el uso estimado para la categoría de uso final basado en las aportaciones del Dr. Irizarry. Específicamente, en comparación con los datos de EPRI Florida, como un porcentaje de las cargas residenciales totales, el uso eléctrico de enfriamiento y calefacción de agua aumentó significativamente para Puerto Rico, la refrigeración se incrementó ligeramente, y el secador de ropa, el lavaplatos, la iluminación y el uso de electrónicos del hogar disminuyeron significativamente.

EFG aplicó entonces estimaciones de eficiencia energética natural hasta 2035 a cada una de las demandas eléctricas de uso final desagregadas ajustadas, utilizando el cambio en la demanda de uso final proyectada por categoría de las Perspectivas Anuales de Energía 2020 de la EIA.

Paso 3: Programas de eficiencia energética

Además de la eficiencia energética natural, EFG estimó ahorros en determinados usos finales basados en la implementación de programas de eficiencia energética. En el sector residencial, EFG estimó que las demandas de enfriamiento, iluminación y electrónica para el hogar podrían reducirse a través de programas de eficiencia más de lo que sería posible simplemente a través de la eficiencia energética natural. Del mismo modo, en el sector comercial EFG estimó ahorros con programas adicionales para enfriamiento, controles de iluminación, refrigeración, equipos de oficina e informática, así como cargas comerciales diversas. Los ajustes se basaron en el criterio de expertos: el personal de EFG ha evaluado y ayudado críticamente a desarrollar cientos de programas de eficiencia energética.

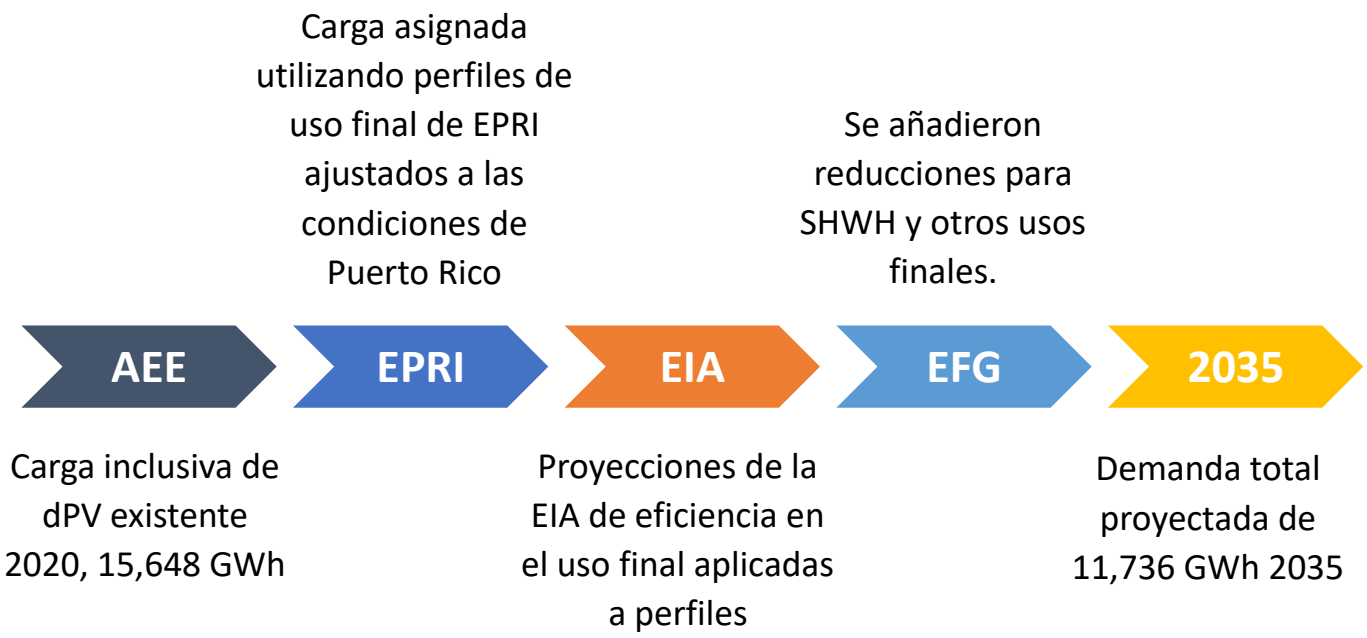
Paso 4: Calentadores solares

Dado que se estima que los calentadores de agua residenciales consumen hasta el 30% del uso eléctrico doméstico de 2020 y dada la abundancia de recursos solares en Puerto

Rico, EFG incluyó en su pronóstico de demanda eléctrica el supuesto de que los programas agresivos para fomentar el uso de calentadores de agua solares ("SHWH") podrían lograr una conversión total del 70% de los calentadores de agua eléctricos en residencias a calentadores solares para 2035.

Ilustración 3Nuestra carga eléctrica estimada de punto de partida para 2020 fue de 15,648 GWh de ventas. A esta cifra se le restaron los ajustes de eficiencia energética y calentadores de agua solares que se producirían hasta 2035.

Ilustración 3: Diagrama de flujo del proceso de EFG para desarrollar una proyección de demanda eléctrica a 2035



La aplicación de los pasos enumerados anteriormente para tener en cuenta la eficiencia energética factible y las conversiones de los calentadores de agua da como resultado las ventas proyectadas para 2035 de 11,736 GWh – una reducción total del 25%. Este es el nivel de carga de energía eléctrica que se debe suministrar a través de todos los escenarios modelados y sensibilidades con una excepción. La sensibilidad al Retiro Acelerado discutido en el informe de Telos Energy y más adelante en este documento se basó en la demanda eléctrica proyectada de 2024. Utilizamos el mismo enfoque descrito anteriormente para desarrollar nuestro supuesto de carga eléctrica de 2024, aunque estimamos de manera conservadora que las conversiones de los calentadores de agua a solares no tendrían un impacto significativo en la demanda eléctrica para 2024. Esto nos dio una reducción de 11% en el consumo de energía eléctrica para las ventas totales de 13,392 GWh.

4. Estimados de costos para los nuevos recursos

Una tarea significativa dentro del alcance del trabajo de EFG en este estudio fue desarrollar estimados de costos para los recursos energéticos distribuidos (RED) en cada escenario. Era necesario desarrollar tres supuestos de costos primarios: baterías residenciales fotovoltaicas, fotovoltaicas comerciales y de escala residencial. La expansión del interés y adopción de estas tecnologías en todo Estados Unidos ha generado más y mejor calidad de datos que caracterizan sus costos que en años anteriores. Sin embargo, Puerto Rico tiene algunas diferencias importantes de otras partes de los Estados Unidos, incluyendo diferentes tasas impositivas, una cadena de suministro diferente y diferentes costos laborales. Por lo tanto, procuramos recopilar información específica para Puerto Rico tanto como sea posible, aunque hay poca disponible al público en cuanto a precios de baterías y fotovoltaicos.

4.1. Solar residencial y comercial (PV)

Teniendo en cuenta los muchos factores que hacen que la fijación de precios de los RED en Puerto Rico sea un ejercicio único, confiamos en los precios de fotovoltaicos residenciales provistos por CAMBIO. Estos datos son estimados para construir múltiples instalaciones en techos residenciales. Al igual que en otras jurisdicciones, esperamos que los precios disminuyan con el tiempo. Así que, a partir de 2020, aplicamos la curva de costos de la Línea de base de tecnología alternativa (ATB) del National Renewable Energy Lab[20] (NREL) a los datos de punto de partida facilitados por CAMBIO. Esto produce dos trayectorias de disminución de costos. Utilizando la nomenclatura adoptada por NREL, el primero es un caso moderado, es decir, un caso habitual. Y el segundo es el caso avanzado que supone una mayor I+D (investigación y desarrollo) e innovación en tecnología solar[21]. Todas las estimaciones incluyen el costo de los paneles fotovoltaicos, así como el Balance del Sistema (BoS, en inglés) y los costos de financiamiento.

Los supuestos claves utilizados para determinar tanto el gasto de capital total (CAPEX) como los costos totales de operación y de interés cargado (ECC, una vista del costo equivalente al pago de una hipoteca) fueron:

1. Precio Solar Residencial 2020 - $1.86 por $W_{DC;}$ esto incluye todos los costos necesarios para permitir y construir los paneles solares[22].
2. Tasa de inflación

[20] https://www.nrel.gov/news/program/2020/2020-annual-technology-baseline-electricity-data-now-available.html

[21] Más información sobre el Desarrollo del NREL de ambos casos está disponible aquí: https://atb.nrel.gov/electricity/2020/index.php?t=sr

[22] Estimado basado en cotización directa para una instalación solar en un techo de una comunidad en Puerto Rico 2020.

- Este valor se fijó en el 2.5% de acuerdo con el supuesto de inflación de la ATB del NREL.

3. Tasa de descuento[23] (WACC)
   - El WACC se fijó en el 6.5% como sustituto del costo de la AEE para aumentar la deuda[24].
   - Se llevó a cabo una segunda sensibilidad estimando una tasa de descuento de 3.99%. Esta tasa de descuento es un estimado de la tasa de financiamiento que enfrentaría una persona para financiar un sistema de almacenamiento de baterías y energía solar en el techo si, además, ese sistema estuviera acompañado por una garantía o alguna forma de compra (ya sea por el gobierno puertorriqueño o federal).

Debido a que carecíamos de datos del mundo real para instalaciones fotovoltaicas comerciales, confiamos en la ATB para caracterizar esos costos por completo. Los supuestos claves utilizados para determinar tanto los gastos de capital totales (CAPEX) como los costos totales de operación y de interés cargado fueron:

1. Precio Solar Comercial 2020 - $1.642 por W_{DC} en el caso Avanzado y $1.664 por W_{DC} en el caso Moderado; esto incluye todos los costos necesarios para permitir y construir la instalación, pero sin costos de financiamiento.
2. Tasa de inflación
   - Este valor se fijó en el 2.5% de acuerdo con el supuesto de inflación de la ATB del NREL.
3. Tasa de descuento (WACC)
   - El WACC se fijó en el 6.5% como sustituto del costo de la AEE para aumentar la deuda.
   - Se llevó a cabo una segunda sensibilidad estimando una tasa de descuento de 3.99%. Esta tasa de descuento es un estimado de la tasa de financiamiento que un individuo enfrentaría para financiar un sistema de almacenamiento de baterías y energía solar en el techo si, además, ese sistema fuera acompañado por una garantía o algún tipo de compra (ya sea por el gobierno puertorriqueño o federal).

[23] Una tasa de descuento es necesaria para tener en cuenta el "valor temporal" del dinero, es decir, la forma en que las personas valoran de manera diferente el dinero que poseen ahora frente al futuro. Hay diferentes formas de establecer tasas de descuento. Una forma común es estimar un sustituto del costo de la empresa de servicios públicos para obtener capital. También usamos un sustituto del costo de un individuo para pedir prestado dinero.
[24] Esta cifra supone que la AEE puede salir de la quiebra y reunir capital. Antes de declararse en quiebra, la AEE emitió bonos para deuda a largo plazo en el rango del 5% a 7%, por lo que elegimos un valor que era conservadoramente alto en comparación con las tasas de interés que enfrentan otras empresas de servicios públicos.

Uno de los objetivos principales del estudio era cumplir los objetivos de RPS, primero, a través de la energía solar distribuida en los techos y, en segundo lugar, a través de la energía solar distribuida entre clientes comerciales e industriales, estacionamientos solares y vertederos reutilizados. Dado que los estimados de costos de la ATB para instalaciones fotovoltaicas comerciales son menores que los estimados de costos para instalaciones fotovoltaicas residenciales, el estimado de costo ponderado de la instalación varía en todos los escenarios. A medida que aumenta la meta de energía renovable, la proporción de instalaciones fotovoltaicas comerciales y residenciales aumenta también. Como resultado, los estimados de costos finales representan un promedio ponderado por capacidad instalada, como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1: Estimados de precios de fotovoltaicos instalados ($ 2020/kW DC)[25]

	Unidad	25% RED	50% RED	75% RED
Capacidad fotovoltaica total	MW AC	1,493	3,237	4,982
Capacidad fotovoltaica residencial %	Peso %	90%	63%	54%
Capacidad fotovoltaica comercial e industrial %	Peso %	10%	37%	46%
Costo fotovoltaico (ATB Moderado)	$/kW DC	$1,857	$1,849	$1,846
Costo fotovoltaico (ATB Avanzado)	$/kW DC	$1,855	$1,840	$1,836

Estos estimados de costos se ajustan anualmente utilizando los supuestos de costos de la ATB a través de 2035. Aunque los costos totales del sistema se informan en el Resumen Ejecutivo y en la Sección 5para un solo año, no suponemos que las instalaciones solares y de baterías serían construidas de la noche a la mañana. En cambio, para captar la realidad de cómo Puerto Rico alcanzaría el nivel de RED en cada escenario, el equipo del proyecto desarrolló una trayectoria de instalación hasta 2035. Esas trayectorias se muestran en

Tabla *2*

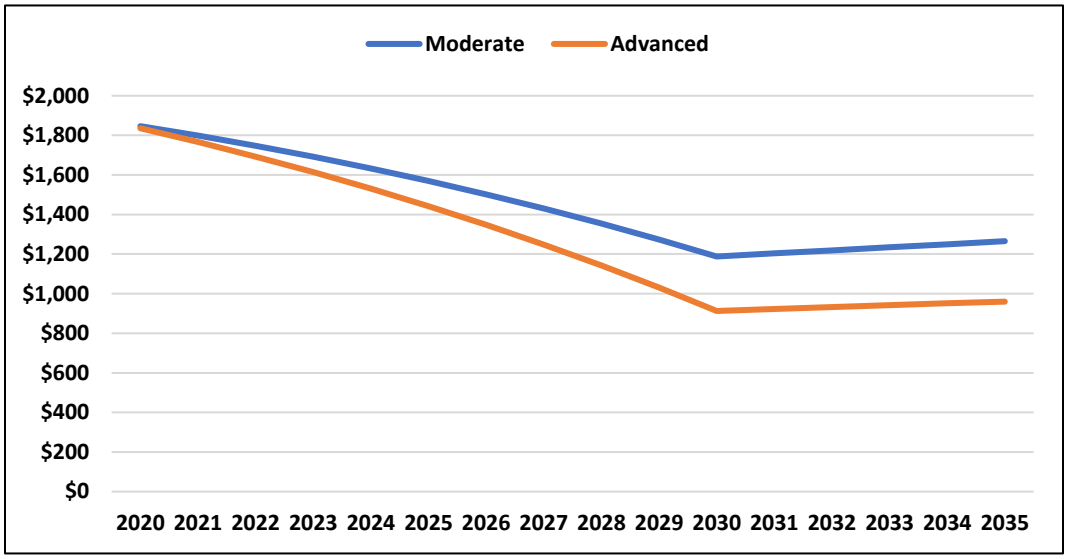
[25] Tenga en cuenta que los precios de esta tabla no incluyen el impacto de la ITC.

Tabla 2: Trayectoria de las instalaciones solares acumuladas por escenario (MW_{AC})

Año fiscal	Caso base	25% RED	50% RED	75% RED
2020	172	172	172	172
2021	172	337	337	337
2022	172	502	502	502
2023	172	667	667	667
2024	172	833	833	833
2025	172	998	998	998
2026	172	1,163	1,163	1,163
2027	172	1,328	1,328	1,328
2028	172	1,493	1,493	1,493
2029	172	1,493	1,784	2,075
2030	172	1,493	2,074	2,656
2031	172	1,493	2,365	3,238
2032	172	1,493	2,656	3,819
2033	172	1,493	2,946	4,401
2034	172	1,493	3,237	4,982

El impacto combinado de esa trayectoria para el escenario 75% RED y las predicciones de costo por unidad de la ATB-NREL se presenta en laIlustración 4.

Ilustración 4: Casos de precio fotovoltaico ponderado, 75% RED (Nominal $/kW DC)



Tenga en cuenta que los precios ponderados para los escenarios de 25% y 50% RED no se muestran, pero son ligeramente más altos porque ambos incluyen un porcentaje más alto de instalaciones residenciales, que son más caras que las instalaciones comerciales debido a las economías de escala.

Para llegar a los costos de capital por año, estos precios se multiplicaron por la capacidad de energía solar fotovoltaica instalada al año, como se muestra en la Tabla

Tabla *2*

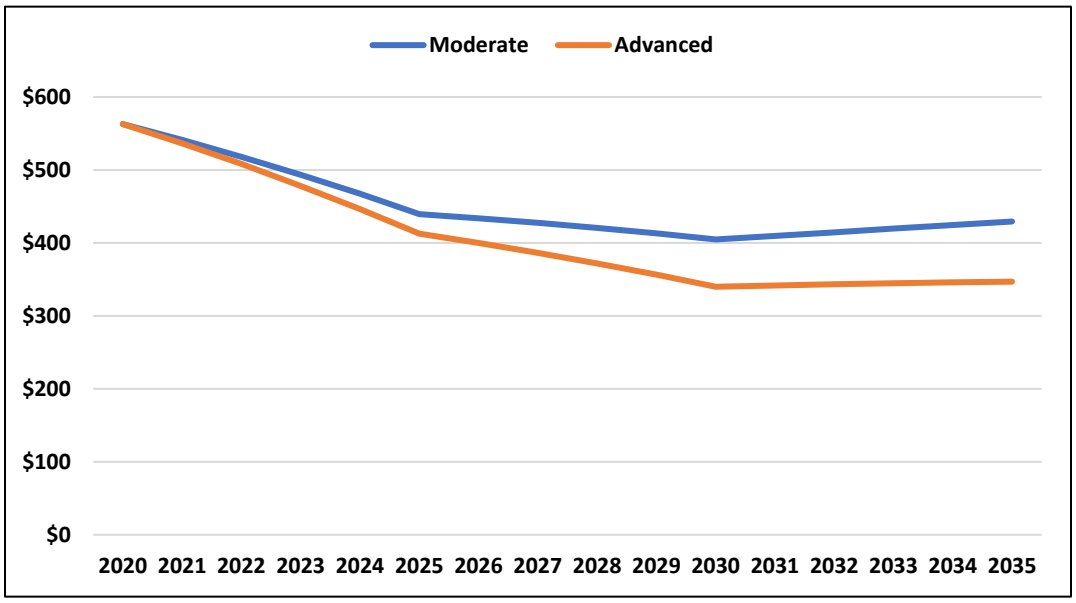
4.2. Sistema de batería (BESS)

Los costos del sistema de baterías de la ATB se ofrecen solo a escala de servicios públicos, por lo que recurrimos a un frecuentado sitio web que vende baterías para aplicaciones a escala residencial en Puerto Rico - la altE Store - para fijar el precio de las baterías que se instalan con energía solar residencial. Estos precios son específicos para clientes residenciales en Puerto Rico y se ajustaron para que las especificaciones de la batería fueran consistentes con la forma en que fueron modeladas. Al igual que Telos, estimamos una eficiencia del inversor de 96% aplicada a estos sistemas.

Si bien hay varias químicas de batería diferentes disponibles para aplicaciones residenciales, las baterías de iones de litio son las más competitivas en costos por ciclo (una carga y descarga completas) y, por lo tanto, fueron la base de nuestros supuestos de precios de baterías.

Por esto, nuestro supuesto de punto de partida para 2020 fue de $563 por kWh[26]. Para llegar a los costos de capital solo de baterías por año, estos precios se multiplicaron por la capacidad instalada de las baterías en cada año. Aplicamos las curvas de costo moderado y avanzado de la ATB a nuestro supuesto de punto de partida, ya que las baterías residenciales están experimentando también mejoras significativas en los costos y se espera que lo hagan en el futuro Ilustración 5

Ilustración 5: Casos de precios solo de baterías (nominal $/kWh AC)



4.3. Sistema de transmisión

Los estudios de flujo de potencia realizados por Telos identificaron el riesgo de confiabilidad cuando se alcanzan períodos de muy alta generación basada en inversores. Entre las posibles mitigaciones para esto se encuentran añadir condensadores síncronos (SC)[27]. Si la tecnología avanza lo suficientemente rápido, los denominados inversores "de formación de red" (grid-forming) pueden mitigar también los problemas identificados, por lo que no incluimos el costo

[26] Los precios de batería expresados en "por kWh" no están nivelados sobre el número total de kWh descargados de la batería durante su vida útil, sino que son el costo de la batería dividido por los kWh utilizables proporcionados por la batería en una sola descarga.

[27] Los condensadores síncronos son esencialmente la mitad de una planta de energía térmica, son un generador cuyo eje no está conectado a nada y gira libremente. Su función es ayudar a proporcionar servicios de red esenciales que mitiguen los problemas de confiabilidad.

de los condensadores síncronos. No se identificaron otras mejoras relacionadas con la transmisión en el estudio de Telos.

4.4. Sistema de distribución

El modelaje del sistema de distribución realizado por EE+ identificó las mitigaciones que serían necesarias en todos los escenarios para asegurar una operación estable y confiable. Las mitigaciones mostradas en Tabla 3 de RED.

Tabla 3: Mitigaciones del sistema de distribución necesarias en el escenario base

Región	Millas totales de línea	Millas de línea reconducidas	Millas de línea reconstruidas	% Mitigación	Actualización de transformadores
Arecibo	4,790	13.7	315.9	6.9	0
Bayamón	2,442	81.7	106.6	7.7	0
Caguas	6,761	136.9	317.3	6.7	0
Carolina	3,310	100.7	140.8	7.3	0
Mayagüez	5,482	37.7	303.9	6.2	0
Ponce ES	2,828	12.1	127.7	4.9	0
Ponce OE	2,526	21.4	125.5	5.8	0
San Juan	2,908	29.1	95.2	4.3	0
Vieques	166	0.8	10.4	6.7	0
Culebra	68	1	2.4	5	0

Tabla 4 muestra las mitigaciones adicionales que serían necesarias para acomodar el desarrollo del escenario de 75% RED[28].

Tabla 4. Mitigaciones del sistema de distribución necesarias en el escenario 75% RED

Región	Millas totales de línea	Millas de línea reconducidas	Millas de línea reconstruidas	% Mitigación	Actualización de transformadores

[28] En este informe se resumió solo un escenario por motivos de brevedad. Las mitigaciones necesarias en cada escenario se presentan en el informe EE+, en las tablas de la Sección V.

Arecibo	4,790	19	381.8	8.4	15
Bayamón	2,442	114.4	131	10.1	22
Caguas	6,761	191.6	384	8.5	30
Carolina	3,310	141	172.3	9.5	15
Mayagüez	5,482	52.7	365.7	7.7	18
Ponce ES	2,828	16.9	160	6.3	11
Ponce OE	2,526	26.8	177.3	8.1	10
San Juan	2,908	35	133.4	5.8	28
Vieques	166	1	14.5	9.3	0
Culebra	68	1.2	3.6	7.1	0

Estas mitigaciones se describen con más detalle en el informe de EE+.

Para fijar el precio del costo de estas mitigaciones, utilizamos los datos provistos por EE+ basados en su experiencia en el mejoramiento de sistemas de distribución en toda América del Norte. El sistema de distribución presenta un punto particular de vulnerabilidad para Puerto Rico, como ocurre con todos los sistemas eléctricos, por lo que añadimos un costo de robustecimiento de 20% para abordar al menos una parte del riesgo de huracán para el sistema. Los costos de mejoras por unidad se indican en la Tabla Tabla ***5***

Tabla 5: Costos de mitigación de distribución por unidad

Mitigación	Costo
Reconductor	$94,556 por milla
Reconstrucción	$157,594 por milla
Actualización de transformadores	$49,200 por MVA

Estos costos de actualización se multiplicaron luego por el volumen de mitigaciones necesarias en cada escenario, como se describe en el informe de EE+.

4.5. Generación térmica existente

Se utilizaron tres fuentes para estimar el costo de operación y mantenimiento (O&M) de la flota existente de generación térmica.

1. Informe de Telos[29]
    - La Tabla 9 resume los costos de combustible, O&M variable e inicio en cada uno de los escenarios; caso base, 25% RED, 50% RED y 75% RED.

[29] Estudio de Integración de RED de Puerto Rico, Telos 2020, Tabla 9, página 26

2. PIR de la AEE
    - Los costos fijos de O&M en $/kW-año fueron multiplicados por la capacidad instalada, neta de retiros, en el Estudio CAMBIO para estimar O&M fijo en cada escenario.

3. Agencia de Información de la Energía (EIA)[30]
    - EIA encargó un estudio de costos en 2019 que caracterizó el costo de mantenimiento capitalizado para diferentes tecnologías de generación por tamaño y antigüedad. Los costos estimados en $/kW-año se multiplicaron por la capacidad instalada, neta de retiros, en cada escenario para estimar el mantenimiento capitalizado.

Tabla 6 muestra valores representativos de O&M fijo (FOM) y mantenimiento capitalizado (CAPEX) estimados en este estudio.

Tabla 6: Valores representativos del FOM térmico y CAPEX ($ 2020/kW-año)

Caso	FOM	CAPEX
Carbón	$38.37	$22.55
Ciclo combinado de gas	$25.99	$20.31
Vapor petróleo/gas	$29.99	$9.69

Para ajustar los precios de los combustibles para el caso avanzado presumimos una disminución del 40% en los precios del caso moderado. Estos resultados se muestran en la Sección 5.6.

4.6. Carbono

El valor de externalidad de las emisiones de dióxido de carbono se tasó utilizando el Costo Social del Carbono (SCC, por las siglas en inglés) de la Estimación Central[31] del Grupo de Trabajo Intergubernamental (IWG, por sus siglas en inglés) de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA, por sus siglas en inglés) a una tasa de descuento del 3%. El SCC es un valor de externalidad, lo que significa que es un intento de monetizar el impacto climático de los gases de efecto invernadero que no están regulados (internalizados). Valores de externalidad como el SCC permiten que análisis económicos como este tengan en cuenta explícitamente los daños causados por los gases de efecto invernadero.

[30] Análisis de costos de extensión de vida y capital anual de unidades generadoras, Sargent &Lundy, diciembre de 2019

[31] https://19january2017snapshot.epa.gov/climatechange/social-cost-carbon_.html

Tabla 7: Precio de las emisiones de carbono

Año de emisión	$ 2020/Tonelada
2020	$69
2025	$76
2030	$81
2035	$87

El costo del SCC para 2035 se multiplicó por los estimados de emisiones de carbono del modelo de costos de producción de Telos[32] para llegar al costo de las emisiones de carbono en 2035.

5. Resultados de costo por escenario

Los resultados del análisis de costos para cada categoría principal de costos aparecen en las secciones siguientes. En primer lugar, mostramos los tres costos principales del sistema, la energía solar fotovoltaica, el BESS y las actualizaciones del sistema de distribución mediante un enfoque de nivelación llamado "costo de carga económica" (ECC). Los ECC distribuyen el costo total de una inversión de capital de manera uniforme a lo largo de la vida útil de esa inversión y pueden considerarse como un pago hipotecario. Para crear este pago nivelado se debe suponer una tasa de descuento. Utilizamos las dos tasas de descuento, 6.5% y 3.99%, descritas en la Sección 4.1 arriba.

5.1. Solar (PV)

Los costos de la energía solar fotovoltaica se muestran en la tabla siguiente. Debido a que proyectamos una vida útil de los paneles solares superior a 15 años, los paneles no tienen que ser reemplazados durante el período de estudio, por lo que los resultados que se presentan en la Tabla 8son la suma del "pago hipotecario" asociado con la energía solar instalada. El término para ello en la industria energética es "costo de carga económica" (ECC). Los costos renovables a menudo se recuperan de los clientes como un pago nivelado, por lo que esta es una aproximación razonable del costo en las tarifas en 2035. Estos costos son diferentes a la inversión total en fotovoltaicos estimada en este estudio que se ofrece en la Sección 7

Tabla 8: Resultados de costo fotovoltaico (millones $ 2020)

Caso precio	Métricas	Unidad	25% RED	50% RED	75% RED
Moderado	ECC @ 6.5%	$ 2020/Año	$145	$248	$354
	ECC @ 3.99%	$ 2020/Año	$122	$224	$329

[32] Informe Telos, Tabla 8

Avanzado	ECC @ 6.5%	$ 2020/Año	$134	$213	$295
	ECC @ 3.99%	$ 2020/Año	$112	$190	$272

5.2. BESS

Al igual que la energía solar, estos valores de ECC son la suma de los costos nivelados de las baterías instaladas durante el período de 2021 a 2035. Debido a que las baterías tienen una vida útil de 14 años, no se estimó costo de reemplazo. Estos valores no representan la inversión total necesaria para realizar cualquiera de los escenarios de RED.

Tabla 9: Resultados de costo del BESS (millones $ 2020)

Caso precio	Métricas	Unidad	25% RED	50% RED	75% RED
Moderado	ECC @ 6.5%	$ 2020/Año	$145	$248	$354
	ECC @ 3.99%	$ 2020/Año	$186	$262	$336
Avanzado	ECC @ 6.5%	$ 2020/Año	$182	$238	$292
	ECC @ 3.99%	$ 2020/Año	$174	$237	$299

5.3. Sistema de distribución

Para calcular el ECC equivalente de los costos del sistema de distribución, tomamos la suma de los costos totales de todas las mitigaciones y nivelamos esa suma usando las tasas de descuento de 6.5% y luego de 3.99%.Tabla **10**muestra el costo por categoría de mitigaciones necesarias para permitir la construcción de RED. Debido a que las mitigaciones del escenario base se añaden a los escenarios de RED, los costos de los escenarios RED incluyen las mitigaciones del caso base.

Tabla 10. Costos de mitigación de distribución por escenario y mitigación ($ 2020)

Escenario	Costo de actualización de transformadores	Costo del reconductor	Costo de reconstrucción	Costo total
Base	$0	$41,141,424	$243,592,659	$284,734,084
25% RED	$0	$77,545,581	$455,887,200	$533,432,781
50% RED	$2,410,800	$76,269,071	$516,119,531	$594,799,403
75% RED	$7,330,800	$97,837,352	$546,739,997	$651,908,149

El costo incluye un 20% añadido para el robustecimiento basado en un informe del Banco Mundial[33] que estima los costos de refuerzo para una variedad de infraestructura relacionada con la energía.

5.4. Costos de operación térmica

El costo de operar la flota de generación térmica existente, que incluye combustible, el O&M variable, el O&M fijo, los costos de inicio y mantenimiento capitalizado se muestra en la Tabla 11 El caso de precios moderados equivale a los precios de caso base modelado por Telos y el caso de precio avanzado equivale a un escenario de precio de combustible más bajo, donde los precios de combustible disminuyen alrededor de un 40%. El estimado del caso avanzado se basó en la volatilidad histórica observada en los precios de las materias primas de petróleo y gas. No se supuso volatilidad en los precios del carbón debido a la falta de datos específicos de Puerto Rico.

Tabla 11: Costos térmicos en 2035 (millones $ 2020)

Caso de precio	Unidad	Caso base	25% RED	50% RED	75% RED
Moderado	Millones de dólares 2020	$1,341	$1,188	$883	$603
Avanzado	Millones de dólares 2020	$973	$819	$614	$431

Todos los costos, excepto el mantenimiento capitalizado, se derivaron de datos de la AEE, principalmente en su PIR de 2019 y documentos de trabajo de apoyo. Para tener en cuenta al menos un estimado del costo de mantenimiento mayor asociado con las unidades térmicas, utilizamos un informe de 2019 preparado por Sargent & Lundy en nombre de la EIA[34].

Tabla 12presenta un desglose de los costos térmicos por tipo y escenario bajo supuestos de caso moderado.

Tabla 12: Costos de generación térmica a precios moderados (millones $ 2020/año)

[33] Internacional de Miyamoto. "Aumento del informe de antecedentes de resiliencia de la infraestructura". Febrero de 2019. Disponible en: http://documents1.worldbank.org/curated/en/474111560527161937/pdf/Final-Report.pdf

[34] Agencia de Información de la Energía de Estados Unidos. "Generar costos anuales de capital y extensión de vida de la unidad". Diciembre de 2019. Disponible en: https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/generationcost/pdf/full_report.pdf

Escenario	Base	25% RED	50% RED	75% RED
Costos de combustible	$1,003	$926	$677	$432
O&M Fijo + Mant. Cap.	$255	$198	$151	$130
O&M Variable	$59	$32	$21	$13
Costos de inicio	$24	$31	$34	$28
Costos totales	**$1,341**	**$1,188**	**$883**	**$603**

Cabe señalar que prácticamente la totalidad de los costos de combustible en cada escenario son exportaciones de dólares puertorriqueños a entidades fuera de la isla. Esto ha sido y es aún un punto importante de riesgo de precio para Puerto Rico y para la estabilidad de las tarifas de la AEE.

5.5. Costos de carbono

Al igual que con los costos de operación térmica en la sección anterior, el costo de emisiones de carbono se expresa en dólares de 2020. Las emisiones de dióxido de carbono se valoran según la trayectoria del punto medio del Costo Social del Carbono determinado por el Grupo de Trabajo Intergubernamental de la EPA.

Tabla 13 CO_2 (millones $ 2020/año)

Métricas	Unidad	Caso base	25% RED	50% RED	75% RED
Costo de emisiones	2020 $/Año	$729	$476	$339	$215

5.6. Costos totales

El costo total para operar el sistema en cada escenario es la suma de los costos anuales de operación y mantenimiento (nivelados) para las cinco categorías de costos: PV, BESS, sistema de distribución, costos de operación térmica y costos de carbono. La suma de estos costos se muestra en las dos tablas siguientes con cada una de las dos tasas de descuento utilizadas en este informe.

Tabla 14: Resultados del costo total a una tasa de descuento de 6.5% (millones $ 2020/año)

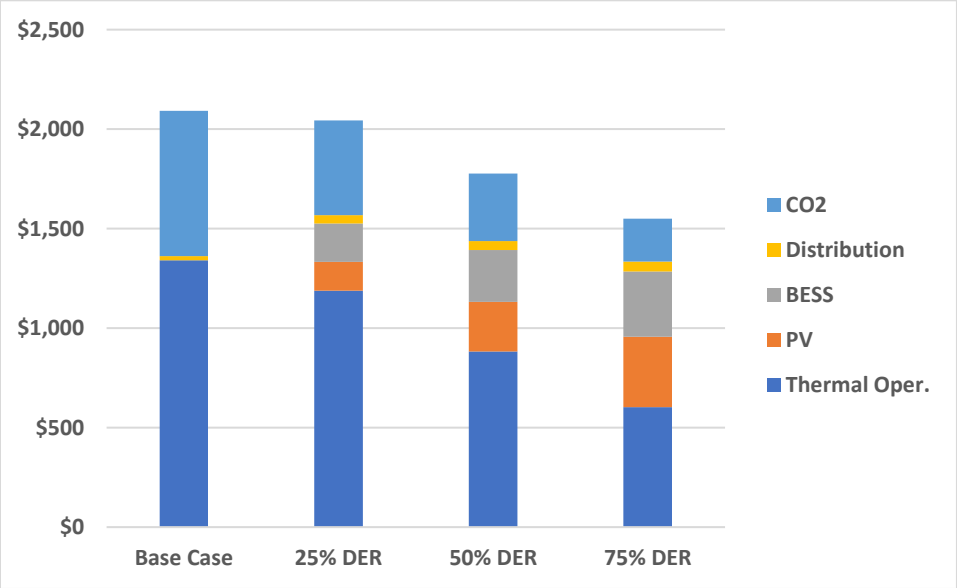
Métricas	Unidad	Caso base	25% RED	50% RED	75% RED
Moderado	$/Año	$2,091	$2,043	$1,776	$1,549
Avanzado	$/Año	$1,724	$1,651	$1,448	$1,284

Tabla 15: Resultados del costo total a una tasa de descuento de 3.99% (millones $ 2020/año)

Métricas	Unidad	Caso base	25% RED	50% RED	75% RED
Moderado	$/Año	$2,086	$2,002	$1,742	$1,521
Avanzado	$/Año	$1,718	$1,612	$1,414	$1,255

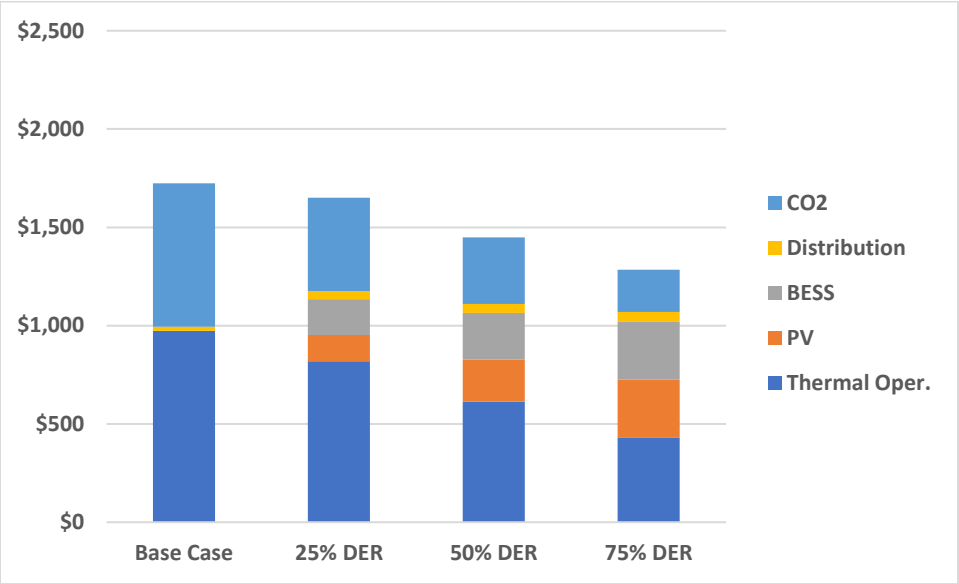
La ilustración siguiente combina todos los costos anuales en un solo gráfico por categoría de costo bajo supuestos de precios moderados. Los costos totales del sistema en el caso base y el escenario de 25% RED son muy similares. Los costos son mucho más bajos en los escenarios 50% y 75% RED debido al aumento en la utilización de energía solar de menor costo en los sectores comercial e industrial, debido a un mayor desplazamiento de la generación por quema de petróleo (el combustible de mayor costo), y debido a la magnitud de las externalidades de dióxido de carbono en relación con los otros escenarios.

Ilustración 6: Costos totales de operación y de interés cargado con precios moderados al 6.5% (millones $ 2020)



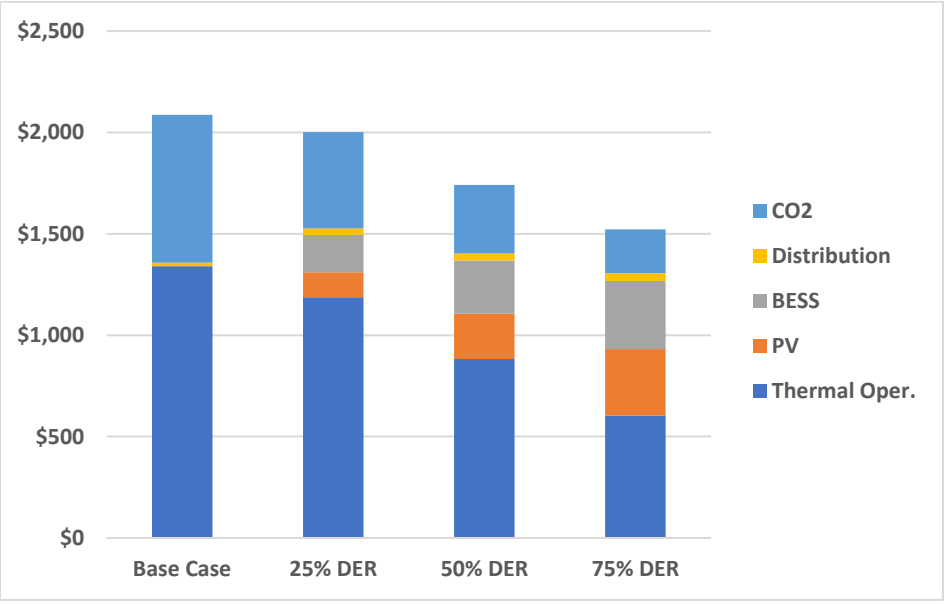
La dinámica de costos relativos de los escenarios cambia poco en la fijación de precios de casos avanzados. Los costos de capital de fotovoltaicos y BESS disminuyen, pero los costos de combustible lo hacen también y, debido a que predominan en el escenario base, su costo total se reduce así mismo considerablemente.

Ilustración 7: Costos totales de operación y de interés cargado con precios avanzados al 6.5% (millones $ 2020)



Estos resultados se ven similares bajo el supuesto de la tasa de descuento alternativa del 3.99%, como se muestra en la Ilustración Ilustración *8*El escenario de 75% RED es claramente preferible al caso base. Y lo mismo ocurre con los escenarios de 25% y 50% RED.

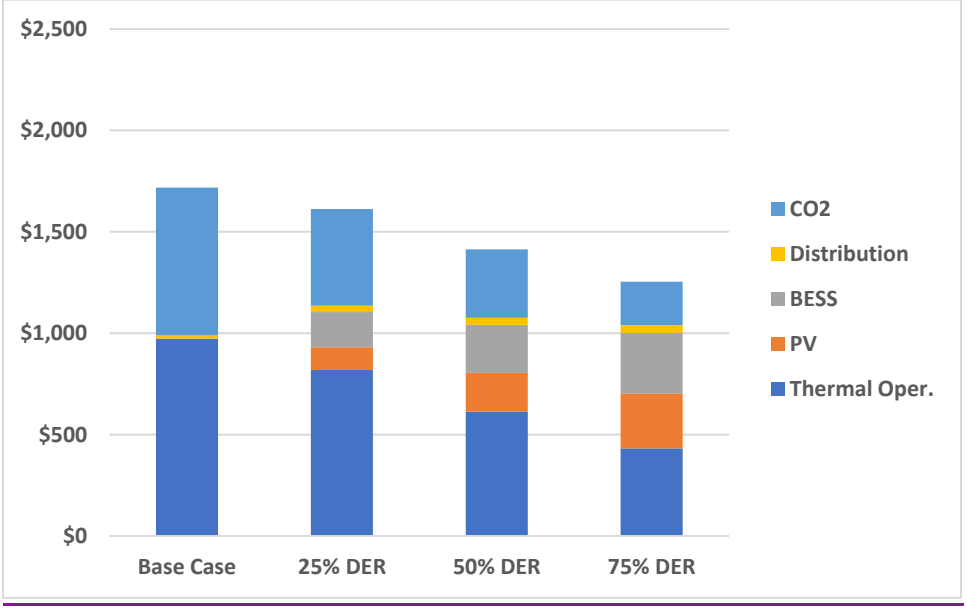
Ilustración 8: Costos totales de operación y de interés cargado con precios moderados al 3.99% (millones $ 2020)



Este resultado es simplemente el producto de un cambio de supuesto sobre el valor temporal del dinero del 6.5% al 3.99%.

Del mismo modo, en los supuestos de precios avanzados, los escenarios RED lucen mucho más preferibles en relación con el caso base.

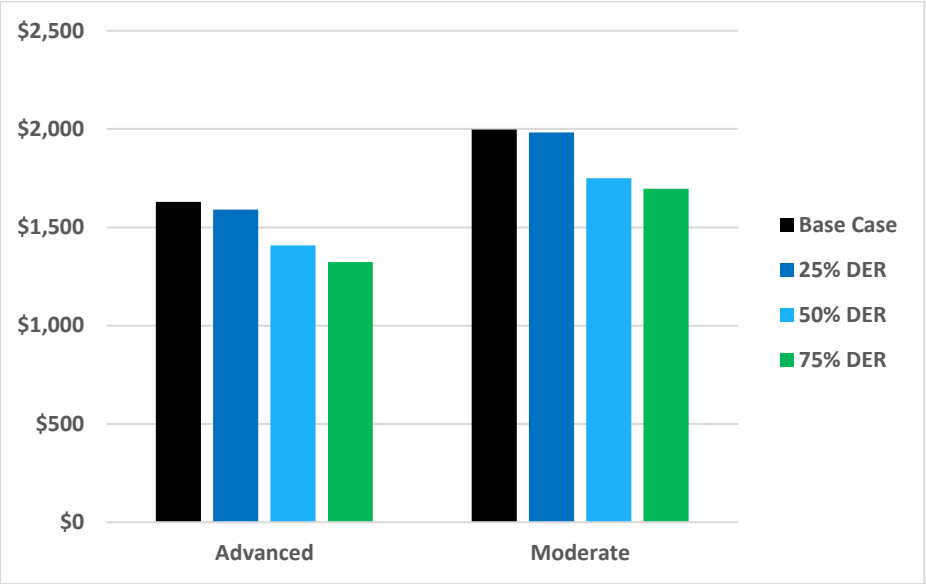
Ilustración 9: Costos totales de operación y de interés cargado con precios avanzados al 3.99% (millones $ 2020)



6. Resultados de sensibilidad

Telos ejecutó también dos sensibilidades examinando los impactos de imponer una restricción de inercia mínima y una relación síncrona para garantizar la confiabilidad del sistema en las condiciones operacionales actuales. Estas restricciones sirvieron para mantener en línea generación térmica adicional (aunque no cambiaron los retiros). El efecto neto es aumentar el costo del sistema, particularmente en el escenario 75% RED que, de no ser por la restricción de inercia, habría tenido significativamente más horas de generación basada 100% en inversores.

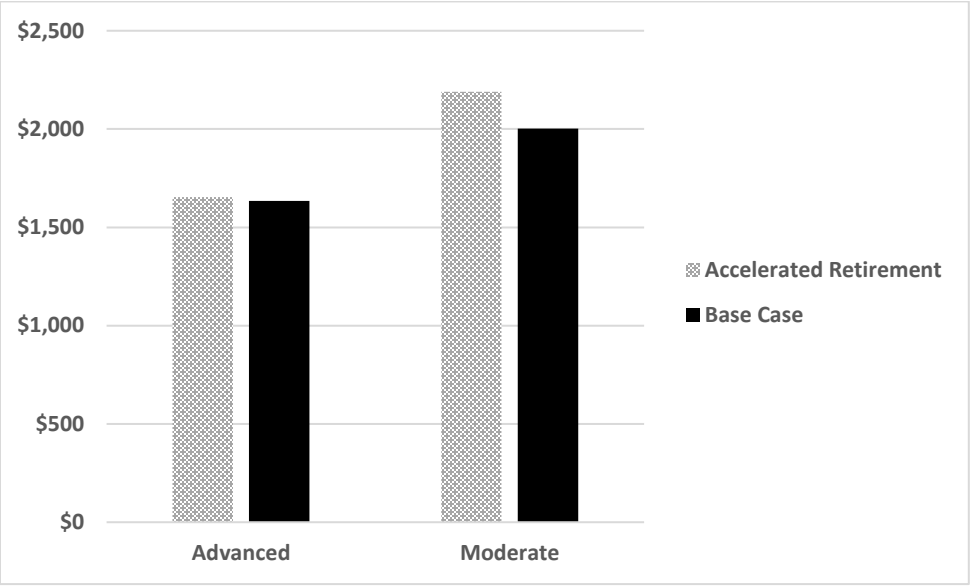
Ilustración 10: Costos totales de operación y de interés cargado bajo sensibilidad de estabilidad de la red (millones $ 2020)



Esta sensibilidad elimina una parte significativa del beneficio del escenario de 75% RED, es decir, la reducción del gasto en petróleo. Los escenarios de RED más altos contienen todavía el mismo nivel de inversión fotovoltaica y BESS, pero requieren más combustible para satisfacer las limitaciones de inercia mínima y relación síncrona. Aun así, el escenario del 75% RED era todavía significativamente más barato que el caso base.

También analizamos una segunda sensibilidad que explora el retiro acelerado de AES Ilustración 11 Esta sensibilidad examinó la red eléctrica de la AEE en 2024 suponiendo que las unidades de AES habían sido retiradas. Bajo los supuestos de caso moderado, el retiro acelerado es ligeramente más caro que el escenario base, que incluye las unidades de AES. Este resultado era esperado en gran medida porque el escenario base no supone costos adicionales para mitigar la disposición de cenizas de carbón y otras cargas ambientales impuestas por las unidades de AES (más allá de fijar los precios de sus externalidades relacionadas con el dióxido de carbono). Bajo los supuestos de caso avanzado, el retiro tiene un costo uniforme con una cartera de recursos más limpia.

Ilustración 11: Costos totales de operación y de interés cargado bajo la sensibilidad de retiro acelerado de AES (millones $ 2020)



7. Comparación con el PIR de la AEE 2019

En el momento en que comenzamos este análisis, el resultado del PIR 2019 de la AEE era incierto. El caso estaba a la espera de una orden del Negociado de Energía de Puerto Rico y, por lo tanto, no había claridad sobre si el Negociado iba a aprobar el plan preferido de la AEE en ese PIR - el llamado plan de Modernización del Sistema de Energía (ESM) - o decidiría sobre un plan completamente diferente. En lugar de comparar los escenarios de RED con un plan que pudiera estar desactualizado para cuando se completó el análisis, optamos por comparar los escenarios de RED con el sistema tal como existía a principios de 2020.

Si bien nuestros resultados pueden no ser totalmente comparables con el PIR 2019 de la AEE debido a los diferentes supuestos sobre la demanda eléctrica y al hecho de que estamos simulando solo el 2035 en lugar del período completo de planificación del PIR de 2019 - 2038, todavía hay una comparación útil que se puede hacer - entre la inversión total en generación y transmisión bajo el plan ESM en comparación con los escenarios de RED.

Ilustración 12

Ilustración 12: Inversión total de capital, 2020 - 2035

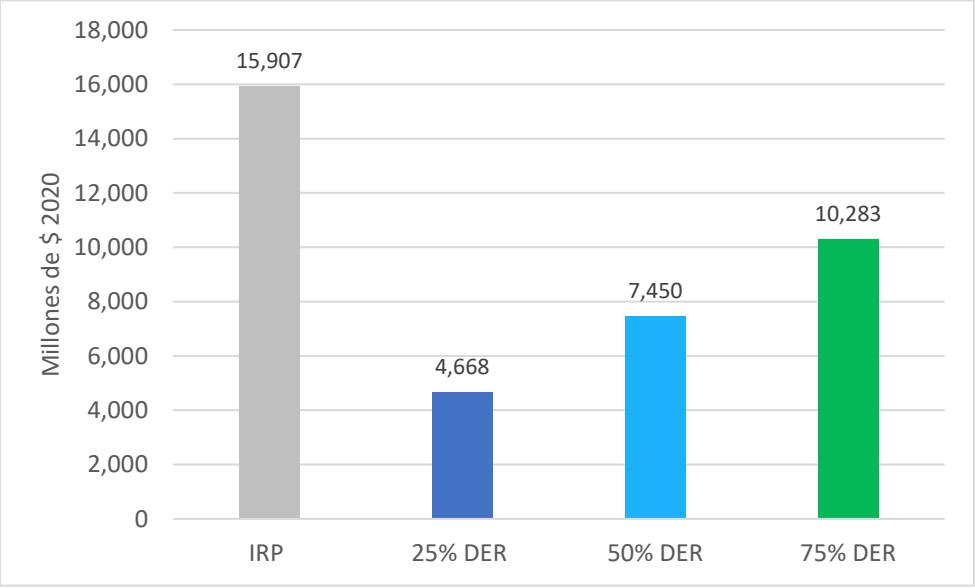
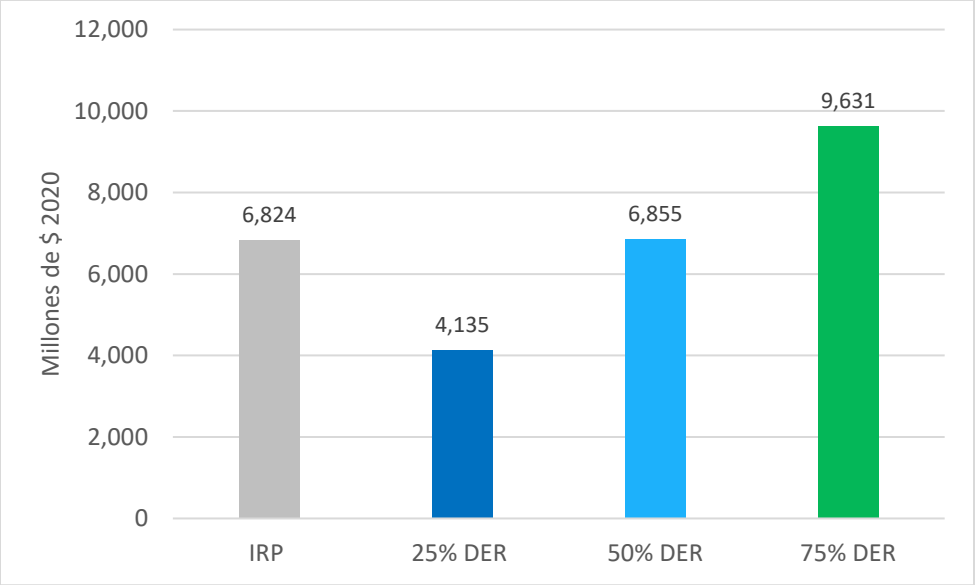


Ilustración 13: Inversión total en generación, 2020 – 203513**Ilustración *14*Ilustración *12***

Ilustración 13: Inversión total en generación, 2020 – 203513

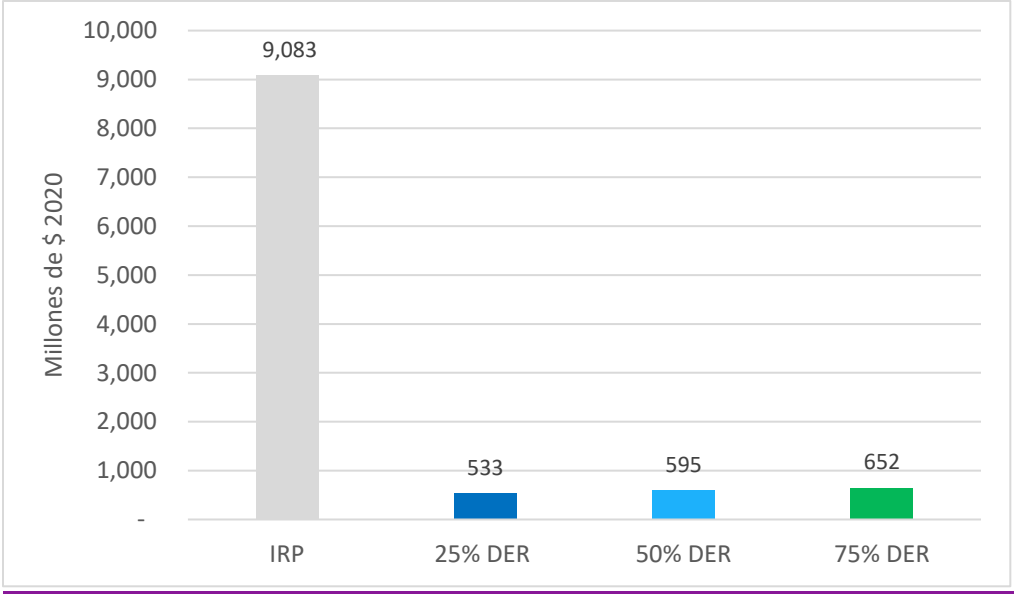


La inversión total en generación del PIR no incluye los 848 MW de energía solar distribuida para 2035 incluidos en el ESM. Es únicamente el producto de activos de gas, almacenamiento de baterías y energía solar a escala de servicios públicos propuestos como parte del ESM. Solo por esa razón, la inversión de $6,824 millones para generación en el PIR se subestima en comparación con los escenarios de RED. De cualquier manera, tiene sentido que los escenarios

de RED tengan más inversión en generación porque son servidos predominantemente por centrales eléctricas sin quema de combustible y, por lo tanto, se invierte más costo en capital que en combustible y gastos operacionales.

Ocurre lo contrario al comparar la inversión total en transmisión y distribución en el PIR con la inversión identificada en los escenarios RED (Ilustración 14). La inversión total en transmisión y distribución eclipsa a la identificada en el modelaje de EE+. Hay varias razones para esto.

Ilustración 14: Inversión total en transmisión y distribución



Primero, el componente minirredes/microrredes del ESM era muy costoso: al menos $5,000 millones se dedicaron solo a ese propósito. En segundo lugar, al menos $3,000 millones de la inversión en transmisión y distribución (T&D) propuesta en el PIR era para abordar el robustecimiento y el envejecimiento de la infraestructura existente. Nuestro estudio no puede ofrecer información adicional sobre esos gastos porque, como se describe en su informe, EE+ tuvo que extrapolar los siete circuitos representativos provistos por la AEE en toda la isla. Por lo tanto, EE+ carecía de los datos para evaluar la condición existente de los activos del sistema de distribución. Por eso, no podemos concluir que la totalidad o una parte de los más de $3,000 millones en gastos de envejecimiento y fortalecimiento sería necesaria (o no) en cualquier escenario futuro. Incluso si fuera necesario añadir $3,000 millones en gastos de envejecimiento y fortalecimiento a todos los escenarios que evaluamos, los costos del sistema de distribución serían aún más de $5,000 millones menos que los propuestos como parte del ESM. Creemos que esto genera preguntas sustanciales sobre los méritos del concepto minirredes/microrredes de la AEE como la forma menos costosa de proveer resiliencia a la red eléctrica de Puerto Rico.

8. Oportunidades para reducir los costos totales del sistema

Lograr el escenario del 75% de RED en particular requerirá medidas de política pública y regulatorias concertadas y sólidas. La forma en que se despliegan los fotovoltaicos y el BESS puede influir también en la capacidad de lograr esta meta y el costo total del sistema. La meta de implementación de instalar sistemas en los techos por comunidades, por ejemplo, podría reducir los costos. Un enfoque similar se utilizó en el programa de modernización de viviendas Energiesprong de los Países Bajos. A los cuatro años de comenzar el programa, el costo unitario se había reducido en un 60%[35]. No sabemos qué magnitud de reducciones de costos se podría lograr con un programa similar centrado en la construcción de energía solar en los techos, pero creemos que es muy razonable pensar que se obtendrían reducciones de costos.

Ilustración 15: Desglose de los componentes del costo solar residencial[36]

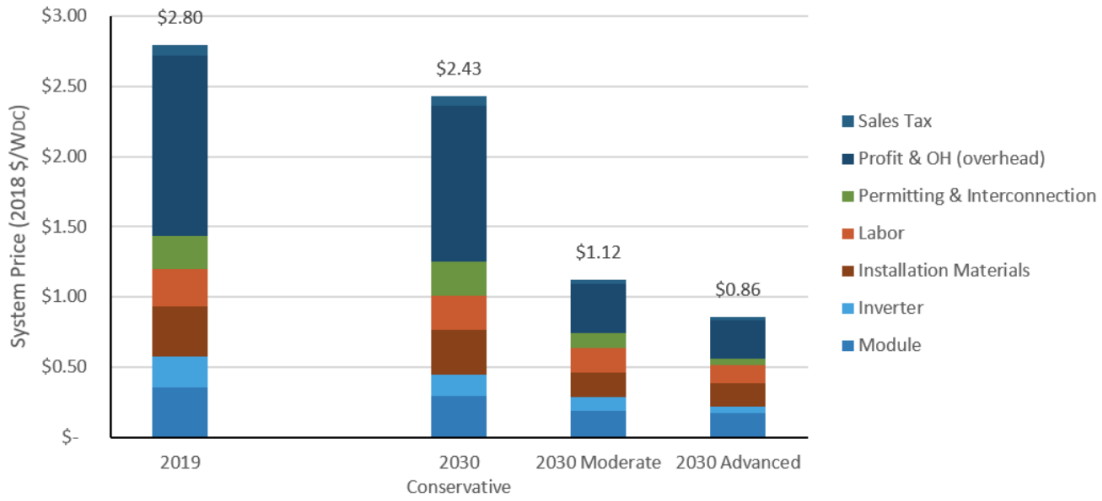


Ilustración 15 reducirse aún más.

Por último, hay una oportunidad significativa para que Puerto Rico compense el costo de implementar las construcciones de sistemas de energía solar y almacenamiento de baterías en este estudio aprovechando los fondos federales. Se han asignado a Puerto Rico más de $1,500 millones a través del Programa de Subvención en Bloque para el Desarrollo Comunitario – Recuperación de Desastres (CDBG-DR, por sus siglas en inglés). Al menos una parte de esos fondos se destinarán al Programa de Instalaciones Comunitarias para la Resiliencia Energética y de Abastecimiento de Agua, que permitirá a familias dueñas de viviendas, empresas y/o instalaciones públicas mejorar la eficiencia hídrica y energética para promover la resiliencia con la instalación de sistemas fotovoltaicos con resguardo de batería para cargas críticas y sistemas de almacenamiento de agua. Además, FEMA ha asignado más de $10,000 millones para la

[35] https://sbcanada.org/wp-content/uploads/2017/09/Energiesprong-Summary-Report.pdf
[36] Tomado de la ATB NREL 2020: https://atb.nrel.gov/electricity/2020/index.php?t=sr

reconstrucción y mejora del sistema eléctrico de Puerto Rico. Esos fondos están esencialmente libres de restricciones y pueden y deben usarse para invertir en generación que mejorará la confiabilidad y resiliencia del sistema en lugar de consolidar aún más el modelo de generación centralizada de Puerto Rico.

9. Conclusiones

Los miembros del equipo del proyecto en este estudio participaron en un conjunto de análisis detallado y complejo para simular la red eléctrica de Puerto Rico con alta penetración de RED. Después de muchos meses de esfuerzo, llegamos a la conclusión de que un sistema servido predominantemente por energía solar distribuida es factible, alcanzable y, con mucha probabilidad, reducirá los costos generales del sistema. Entre nuestros hallazgos principales se encuentran los siguientes:

1. Todos los escenarios de RED fueron comparables o mucho menos costosos que mantener el sistema actual.
2. Añadir RED permite que Puerto Rico se beneficie más de la reducción del consumo de combustible porque se compensan mayores cantidades de generación por quema de petróleo.
3. Bajo el escenario actual (caso base), Puerto Rico gastaría $1,000 millones al año principalmente para pagar a entidades extranjeras solo por combustible. Con la demanda eléctrica atendida por el 75% de RED, esos gastos se reducen a más de la mitad.
4. Es importante que Puerto Rico trace una ruta (y pronto) para obtener los beneficios de la eficiencia energética como una forma de proveer más estabilidad de tarifas y reducciones en la factura de electricidad para todos los puertorriqueños.
5. Las tecnologías en desarrollo, como los inversores inteligentes, serán clave para aprovechar todos los beneficios económicos de los altos escenarios de RED analizados aquí.
6. Este estudio no hizo intento alguno de monetizar el valor considerable de una mayor confiabilidad o la capacidad de millones de puertorriqueños para abastecerse por sí mismos, al menos sus demandas de electricidad críticas, en caso de otro huracán.