

Informe de Política Pública

Análisis del resumen del informe PR100

Sergio M. Marxuach, Director de Política Pública

Centro para una Nueva Economía

San Juan, PR | Washington, DC

Marzo 2024



INTRODUCCIÓN

El 7 de febrero, representantes del Departamento de Energía de Estados Unidos ("DOE", por sus siglas en inglés) incluyendo a la secretaria Granholm, presentaron un resumen de los hallazgos del Estudio de resiliencia de la red eléctrica de Puerto Rico y transiciones a energía 100% renovable (PR100). Se trata de un esfuerzo de dos años dirigido por el DOE, con la colaboración de la Universidad de Puerto Rico Mayagüez y otras partes interesadas locales, para analizar e identificar posibles vías para que Puerto Rico alcance el objetivo de generar el 100% de su electricidad con fuentes de energía renovable para 2050.

Aunque el Informe Final del PR100 no se publicará hasta finales de marzo, en este análisis de política pública destacamos algunas de las conclusiones del resumen del PR100 debido a su importancia y a sus posibles implicaciones de política pública para el sector eléctrico de Puerto Rico.

OBJETIVO

La Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico de 2019 ("Ley 17 de 2019") exige que Puerto Rico satisfaga el 100% de sus necesidades de electricidad con energía renovable para 2050. Para alcanzar ese objetivo, la Ley 17 estableció las metas provisionales de 40% de generación renovable para 2025; 60% de generación renovable para 2040; la eliminación gradual de la generación proveniente de carbón para 2028; y un aumento del 30% en la eficiencia energética para 2040. A mediados de 2023, y a pesar de un aumento significativo en la generación solar fotovoltaica distribuida (a diferencia de la generación solar a escala comercial), sólo entre el 3% y el 5% de la capacidad de generación disponible para la red proviene de fuentes renovables. Además, "lograr el objetivo del 40% en 2025 representaría un aumento de al menos 3 GW de capacidad adicional de energía renovable si se alcanzara con sistemas solares fotovoltaicos a gran escala" (Resumen PR100, p.1).

En pocas palabras, esto significa que Puerto Rico tiene un retraso considerable en el cumplimiento del objetivo provisional del 40% de generación renovable para 2025. Es muy probable que Puerto Rico no lo consiga.

LOS ESCENARIOS Y SUS VARIACIONES

El DOE, junto con varios laboratorios nacionales y partes interesadas locales, definió tres escenarios para alcanzar el objetivo del 100% en 2050. **Los tres escenarios asumen que "las redes de transmisión y distribución fueron reparadas lo suficiente como para respaldar la operación confiable del sistema eléctrico y que estas reparaciones se completaron con fondos federales"** (Resumen PR100, p. 4). Los escenarios se diferencian inicialmente variando el nivel de adopción de recursos energéticos distribuidos ("DER", por sus siglas en inglés).

El **Escenario 1** asume que la adopción de DER está impulsada principalmente por “ahorros económicos y el valor de la energía de respaldo para los propietarios”. También prioriza el despliegue de DER en estructuras de “servicios críticos como hospitales, estaciones de bomberos y tiendas de comestibles” (Resumen PR100, p. 8). Este Escenario se denomina "**Económico**" en todo el Estudio PR100.

El **Escenario 2** extiende la adopción de DER más allá de los niveles del Escenario 1 para incluir “hogares de muy bajos recursos (0%-30% del ingreso medio del área) y aquellos en áreas remotas que no habrían comprado los sistemas únicamente por motivos económicos” (Resumen PR100, p. 8). Este es el Escenario "**Equitativo**".

El **Escenario 3** modela la “máxima implementación de DER en *todos los techos adecuados* [nuestro enfoque] a un nivel que satisfaga sus cargas críticas” (Resumen PR100, p. 8). Este es el Escenario "**Máximo**".

La siguiente gráfica muestra los tres escenarios modelados en el Estudio PR100, “que se distinguen por distintos niveles de adopción de DER. Las diferencias entre escenarios están indicadas con un círculo azul”.



Escenario 1: Adopción económica de los recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés)

basada en ahorros económicos y el valor de la energía de respaldo para los propietarios y prioritario para servicios críticos como hospitales, estaciones de bomberos y tiendas de comestibles.

Escenario 2: Implementación equitativa de los recursos energéticos distribuidos

se amplió más allá del Escenario 1 para incluir hogares remotos y de muy bajos ingresos

Escenario 3: Máxima implementación de recursos energéticos distribuidos

en todos los techos adecuados a un nivel que satisfaga sus cargas críticas.

Fuente: Resumen PR100, p. 8.

Además, los autores también definieron dos variaciones con respecto a **(1) uso de terreno y (2) carga eléctrica** (demanda) en las proyecciones hasta 2050, para aplicar a cada uno de estos escenarios.

La **variación en el uso de terreno** incluye dos variantes: **(1) Menos Tierra y (2) Más Tierra**. El propósito de modelar esta variación es establecer si la meta de 100% para 2050 se puede “cumplir desarrollando proyectos a gran escala solo en terrenos no designados para fines agrícolas” o si se requeriría el uso de tierras agrícolas (Resumen PR100, p. 9).

En ambas variantes de uso de terreno, “el desarrollo de sistemas solares fotovoltaicos y eólicos a gran escala está restringido en áreas como carreteras, cuerpos de agua, hábitats protegidos, áreas con riesgo de inundación, pendientes superiores al 10% y reservas agrícolas. **En la variante Menos Tierra, el desarrollo de proyectos a gran escala también está restringido en áreas identificadas para uso agrícola en el Plan de Uso de Terreno de 2015**” (Resumen PR100, p. 9).

Las conclusiones de este análisis son que “En la variante Más Tierra...638 km² [246.3 millas cuadradas] están disponibles para desarrollo de energía solar, con un potencial técnico de 44.66 GW” mientras que en “Menos Tierra [variante] la superficie para posible desarrollo es de 203 km² [78.4 millas cuadradas] con un potencial técnico de 14.22 GW” (Resumen PR100, p. 9).

La **variación de carga eléctrica** también tiene dos variantes: **(1) escenario de Estimación media y (2) escenario de Estrés**. Cada caso proyecta la carga eléctrica hasta 2050 teniendo en cuenta (1) la variación de la demanda de uso final debida a cambios en la población, el empleo en el sector manufacturero, la actividad económica y otras variables; (2) el aumento de la demanda por la adopción de vehículos eléctricos (“VE”); y (3) la disminución de la demanda debido a medidas de eficiencia energética (“EE”).

La variante de Estrés se modeló expresamente para “ayudar a aquellos responsables de la toma de decisiones a no hacer una planificación insuficiente en caso de que la carga aumente, y a tener en cuenta la incertidumbre en los datos para el cálculo de la carga de uso final” (Resumen PR100, p. 10). **El desarrollo de esta variante nos lleva a pensar que el DOE cree que los responsables de la toma de decisiones en Puerto Rico podrían estar subestimando la demanda de electricidad a largo plazo en la isla.**

La variante de Estimación media muestra “una ligera disminución en las ventas de electricidad a lo largo del tiempo, debido principalmente a las disminuciones previstas a largo plazo en la población y el producto nacional bruto real” (Resumen PR100, p. 10). En el otro lado del panorama, la variante de Estrés “supone que la combinación de cargas de uso final y eficiencia energética dará como resultado ventas y cargas eléctricas anuales sin cambios desde el año fiscal 2023 hasta el año fiscal 2051” (Resumen PR100, p. 10). Con la adopción de los VE, la carga de electricidad aumenta moderadamente con el tiempo hasta el año fiscal 2051.

En resumen, el equipo de PR100 modeló tres escenarios con dos variaciones y cada uno con dos variantes, lo que dio como resultado un total de 12 variaciones de escenarios. Los escenarios se identifican primero por su número y luego por su variación. Por ejemplo, el escenario 1LS significa Escenario 1 (Económico), Menos Tierra, Carga de Estrés. Según el resumen del PR100, parece existir una variación bastante pequeña en los resultados entre los escenarios durante los próximos años.

Las principales conclusiones de esta parte son: (1) el DOE está asumiendo que el financiamiento federal en lo inmediato a corto plazo se utilizará para financiar la reparación de las redes de transmisión y distribución para apoyar la operación confiable del sistema eléctrico antes de que el despliegue de DER comience seriamente; (2) los encargados de la toma de decisiones en Puerto Rico podrían estar subestimando las cargas de electricidad a largo plazo; y (3) “independientemente del escenario o la fuente de energía renovable, se necesita de inmediato una mayor capacidad en el sistema para lograr un sistema eléctrico robusto para Puerto Rico” (Resumen PR100, p. 10-11).

EVALUACIÓN DE RECURSOS

El DOE realizó evaluaciones de las fuentes de energía renovable en Puerto Rico para determinar si el potencial de “solar, eólica, hidroeléctrica y otras fuentes es suficiente para cumplir con la meta de Puerto Rico de energía 100% renovable” (Resumen PR100 p. 11). Las principales conclusiones fueron (1) que el **potencial de energía renovable** de Puerto Rico supera las cargas previstas hasta 2050 por un factor de 10; (2) el objetivo del 100% puede alcanzarse utilizando tecnologías “maduras” como la fotovoltaica a gran escala, la fotovoltaica distribuida y la eólica terrestre; y (3) “el despliegue de energía fotovoltaica a gran escala en terrenos no-agrícolas es suficiente para satisfacer la carga eléctrica anual total hasta 2050” (Resumen PR100, p. 14).

Sin embargo, el DOE también encontró que los costos asociados con el despliegue de DER bajo la variante de Menos Tierra son superiores a los de la variante de Más Tierra, “en todos los años y escenarios tecnológicos modelados” (Resumen PR100, p. 12). Esto se debe a (1) una reducción de las economías de escala; y (2) una mayor necesidad de construir infraestructura (carreteras de acceso, interconexiones, etc.) en la variación Menos Tierra, que daría lugar a la instalación de un mayor número de plantas solares fotovoltaicas y eólicas terrestres más pequeñas -y más dispersas por todo Puerto Rico- en comparación con la variación de Más Tierra.

En resumen, el DOE encontró que el costo nivelado de electricidad (“LCOE”, por sus siglas en inglés) en promedio sería de **\$79/MWh bajo la variante Menos Tierra y \$75/MWh bajo la variante Más Tierra**. Una diferencia de \$4/MWh, o un 5.33%, que a lo largo de unos 25 años es bastante significativo.

Desde el punto de vista de política pública, la principal conclusión es que parece haber una compensación (“tradeoff”) entre el uso del terreno y la asequibilidad de la energía. Esa disyuntiva, a su vez, plantea la pregunta de qué organismo o entidad debe encargarse de tomar la decisión de escoger una variante sobre la otra.

PREVISIONES DE CARGA ELÉCTRICA

La proyección de las tendencias de la demanda energética a largo plazo es uno de los asuntos más complejos de este ejercicio de planificación. El horizonte temporal es demasiado largo, hay demasiadas variables y múltiples incógnitas (por ejemplo, el riesgo de que un huracán azote la isla dentro de diez años). Por lo tanto, nadie sabe a ciencia cierta cuál será la demanda de electricidad en Puerto Rico dentro de veinticinco años. Sin embargo, sigue siendo necesario tener en cuenta los posibles riesgos e incertidumbres e iniciar la transición para alcanzar el objetivo del 100% en 2050. Este asunto también es importante en el proceso judicial para reestructurar la deuda de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico ("AEE") que se está llevando a cabo actualmente en un tribunal federal.

Dada la importancia de estas previsiones, profundizaremos en el análisis y las proyecciones recogidas en el Resumen PR100. Como hemos mencionado anteriormente, el DOE realizó su análisis de carga analizando tres factores: (1) modelando varios parámetros de uso final; (2) modelando la trayectoria para alcanzar el objetivo impuesto por ley de un aumento del 30% en eficiencia energética para 2040; y (3) proyectando la adopción de los VE en Puerto Rico.

En relación a los parámetros de carga de uso final, el DOE tomó en cuenta "el tamaño futuro de la población, cambios en empleos de manufactura, el producto interno bruto y el clima". Específicamente analizaron "las cargas de uso final por hora existentes para determinar si en el futuro estos perfiles aumentarían o disminuirían año por año" (Resumen PR100, p. 15). Como se ha señalado anteriormente, el DOE encontró que se prevé que las cargas de uso final disminuyan en todo Puerto Rico para 2050 en la trayectoria de Estimación media, basándose principalmente en las previsiones demográficas y económicas.

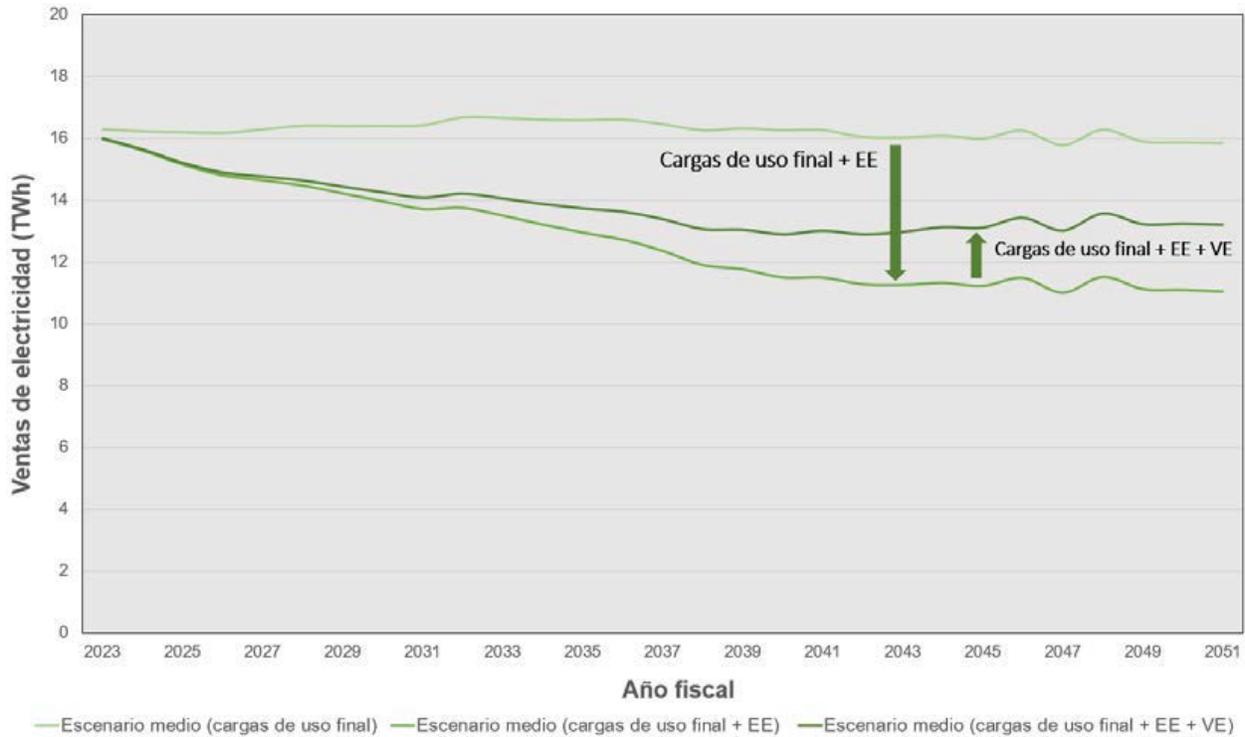
En cuanto a la eficiencia energética, el DOE realizó dos ejercicios de modelaje, utilizando diferentes metodologías, para determinar la viabilidad de lograr un aumento del 30% en la eficiencia energética (que en igualdad de condiciones se traduciría en una reducción de las cargas) de aquí a 2040. Su principal conclusión en este ámbito fue que "lograr el objetivo de 30% es ambicioso en comparación con los resultados del análisis ascendente, que muestran un aumento del 18% [en eficiencia energética] para 2050" (Resumen PR100, p. 16).

El DOE también proyectó la adopción de vehículos eléctricos (tanto de uso ligero como pesado) y su contribución a la carga eléctrica. Su principal conclusión es que el DOE estima que el 25% de los vehículos de uso ligero y el 48% de los vehículos de uso medio y pesado serán eléctricos para 2050 (Resumen PR100, p. 16).

Finalmente, el DOE modeló la carga de Estrés "que considera que la combinación de las cargas de uso final y la eficiencia energética darán como resultado ventas anuales de electricidad sin cambios y, debido a la adición de vehículos eléctricos, la trayectoria de la carga aumenta" (Resumen PR100 p. 16).

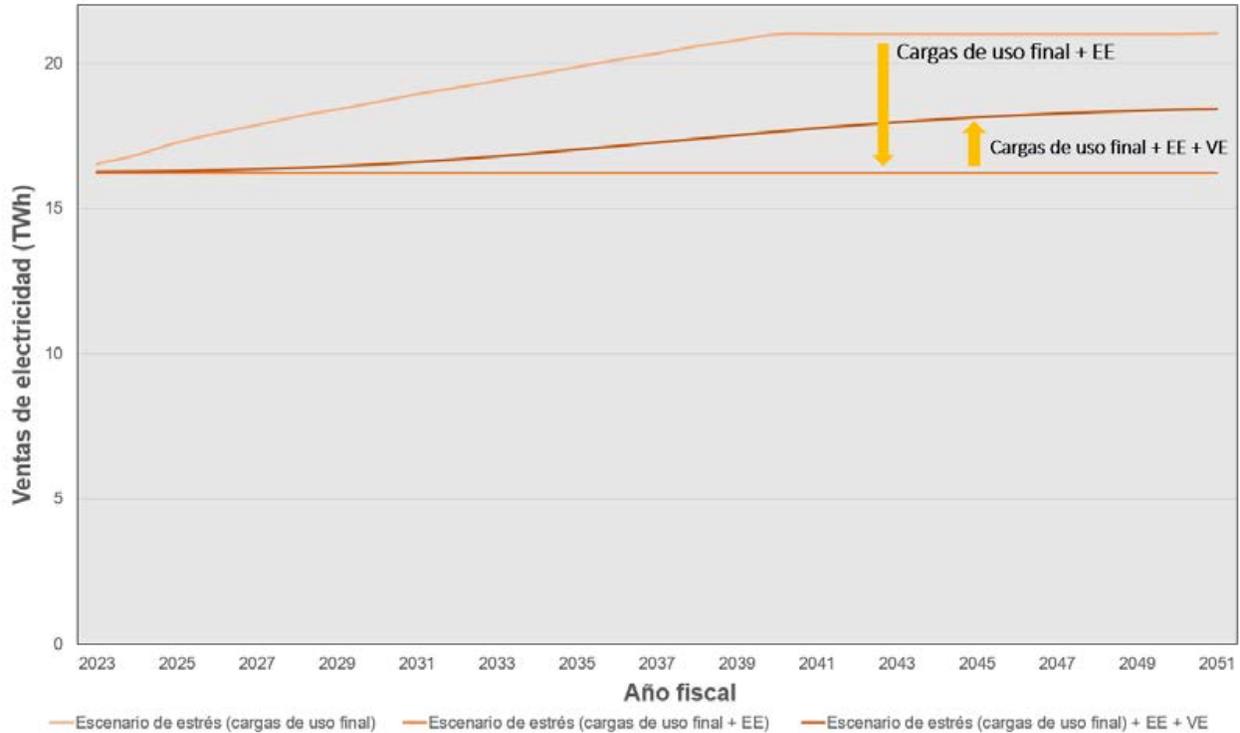
Según LUMA, las ventas totales de electricidad en Puerto Rico fueron 16,282 GWh en el AF22. Las dos variantes modeladas por el DOE prevén lo siguiente para el año fiscal (AF) 2051:

En la variante de Estimación media, las ventas disminuyen a 14,240 GWh en AF30 y a 13,192 GWh en el AF51, una disminución de 1,048 GWh, es decir, un 7.4% con respecto al AF30 y los VE representan el 2% de las ventas de electricidad en el AF30 y el 16% en el AF51. La gráfica a continuación muestra la disminución de la carga proyectada en el caso de Estimación media.



Fuente: Resumen PR100, p. 17.

En la variante de Estrés, se prevé que las ventas de electricidad aumentan a 16,537 GWh en el AF30 y a 18,422 GWh en el AF51, un aumento de 1,885 GWh, es decir, un 11.4% con respecto al AF30 y los VE representan el 2% de las ventas de electricidad en el AF30 y el 12% en el AF51. La gráfica a continuación muestra el aumento de la carga proyectada en el caso de Estrés (Resumen PR100, p. 16).



Fuente: Resumen PR100, p. 17.

Hay que señalar que la diferencia entre ambas trayectorias es de 5,230 GWh para el AF2051, lo que equivale al 32% de las ventas totales reales de electricidad en el AF22. Se trata de un margen de error enorme, que desgraciadamente es inevitable dada la naturaleza del ejercicio.

El DOE, al modelar un caso de estrés con aumento de la carga, parece sugerir que los responsables de la toma de decisiones en Puerto Rico podrían estar subestimando las cargas futuras y deberían tener en cuenta el escenario de Estrés en su planificación. Esta es una sugerencia interesante, dada la publicación de una [columna recientemente](#) en El Nuevo Día por el Dr. Ramón Cao, profesor retirado de econometría en la Universidad de Puerto Rico, sugiriendo que la Junta de Supervisión y Administración Financiera de Puerto Rico ("JSAF") podría estar sobreestimando la demanda de electricidad en los próximos 25 años en las previsiones que ha presentado ante el tribunal federal en relación con el Plan de Ajuste de la AEE. Para que quede claro y evitar dudas, no estamos sugiriendo que un estimado sea mejor o más preciso que el otro. Simplemente estamos señalando la incertidumbre radical que rodea estas previsiones a largo plazo.

Dada esta incertidumbre significativa, recomendamos que los representantes del DOE, la JSAF, Genera, LUMA, la AEE y el NEPR se reúnan y busquen un acuerdo sobre un solo grupo de proyecciones hasta el 2050 y que se utilicen las mismas proyecciones tanto para el desarrollo del nuevo PIR de la AEE como en el Plan de Ajuste financiero de la AEE que eventualmente será certificado por el tribunal federal. Utilizar un conjunto de pronósticos de carga para propósitos de planificación operacional (el PIR) y otro para propósitos de planificación financiera (el Plan de Ajuste) no tiene sentido.

En este momento, sin embargo, necesitamos más información sobre la metodología utilizada por el DOE para prever la demanda de electricidad a largo plazo para llegar a cualquier conclusión sobre la razonabilidad de sus estimados. En términos concretos, necesitamos saber si el DOE estimó funciones de demanda para consumidores comerciales, industriales y residenciales; las elasticidades de precios utilizadas y cómo se calcularon; e información adicional sobre sus estimados de eficiencia energética. Esperamos que esta información adicional esté disponible en el Informe Final del Estudio PR100 que se publicará a finales de marzo.

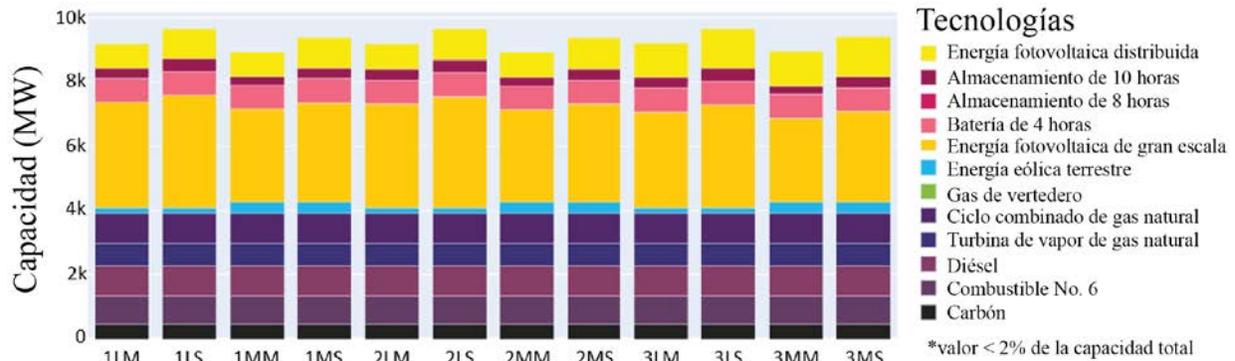
En resumen, la conclusión clave aquí es que existe una incertidumbre significativa con respecto a la carga eléctrica futura en Puerto Rico. Según el modelo del DOE, la demanda final para el año fiscal 2051 podría ser tan baja como 13,192 GWh o tan alta como 18,422 GWh. Se necesita más información para analizar si estos resultados son razonables.

EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD RENOVABLE

Después de pronosticar las cargas hasta el 2050, el DOE procedió a modelar la expansión de capacidad para encontrar el sistema de menor costo para cada escenario mientras se satisfacen los requisitos de carga. El primer hallazgo clave aquí es que incluso si los seis tramos del plan de generación y almacenamiento de energía renovable de la AEE se ejecutan según lo previsto (algo que NO sucederá ya que la AEE lleva al menos dos años de atraso en la ejecución de este plan), se necesitarán **nuevas inversiones significativas en capacidad de generación adicional, “en la escala de cientos de megavatios”**, inmediatamente para alcanzar “la suficiencia del sistema y reducir al mínimo las interrupciones eléctricas” (Resumen PR100, p. 22). **El Resumen PR100 no aclara exactamente cuánta capacidad nueva se necesita ni cómo se financiaría esa inversión a corto plazo.**

Para alcanzar el objetivo del 40% de energía renovable en 2025, “los resultados de la planificación de expansión óptima incluyen entre 2,600 y 3,500 MW de capacidad de energía fotovoltaica a gran escala, según el escenario, junto con aproximadamente 700 MW de baterías a gran escala de 4 horas de duración, 260 a 400 MW de almacenamiento de larga duración y entre 170 y 340 MW de energía eólica terrestre” (Resumen PR100, p. 22). Durante esta fase, gran parte de la generación existente a partir de combustibles fósiles se mantiene igual.

En la gráfica a continuación se muestran los resultados de los modelos por escenarios para alcanzar el 40% de generación de energía renovable en 2025:

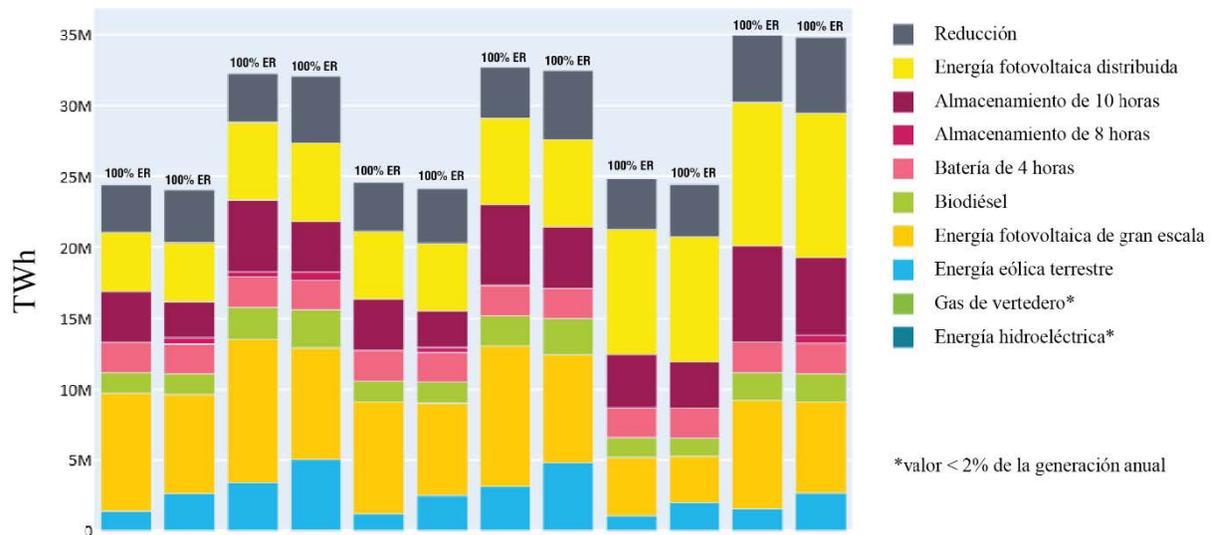


Fuente: Resumen PR100, p. 23.

El DOE advierte que “el ritmo actual de implementación a gran escala **probablemente sea demasiado lento para dar como resultado el 40% de energía renovable para la fecha límite legal de 2025** y una red confiable en el corto plazo” (Resumen PR100, p. 23). Por tanto, **parece haber una compensación (“tradeoff”), en este caso entre alcanzar el objetivo del 40% en 2025 y lograr un grado de confiabilidad aceptable de la red a corto plazo.**

Para alcanzar el 100% de generación a partir de renovables en 2050, la “combinación óptima de recursos incluye la adición de almacenamiento de energía y plantas de biodiésel para satisfacer las demandas de energía del sistema durante períodos de baja producción eólica y solar” (Resumen PR100, p. 23). Según el DOE, **“una vez que se retiren todas las plantas que funcionan con combustibles fósiles, el sistema requerirá cierta capacidad de plantas de biodiésel (o un recurso alternativo similar) que pueda funcionar durante períodos prolongados”.** Por lo que sabemos, el requisito de utilizar generadores de biodiésel en 2050 para satisfacer la demanda durante los periodos de baja producción eólica y solar es nuevo. No estamos familiarizados con esta tecnología y necesitamos más información antes de llegar a conclusiones sobre la viabilidad de su uso futuro en Puerto Rico.

La siguiente gráfica muestra la generación total anual de electricidad por escenario para alcanzar el 100% de generación renovable en 2050:



Fuente: Resumen PR100, p. 23.

Finalmente, el DOE encontró que la reducción de la capacidad de generación con energía solar en 2050 es “notable.” Según el Resumen PR100, “la expectativa es que las fuentes variables de energía renovable se reduzcan con cierta regularidad para equilibrar el sistema; este es un hallazgo común en estudios de energía renovable y sigue siendo la solución costo mínimo de sistema” (Resumen PR100, p. 24).

Las principales conclusiones con respecto al despliegue de la generación renovable en Puerto Rico son: (1) se necesitan cientos de MW de nueva capacidad de generación a inmediato plazo para garantizar la confiabilidad de la red; (2) el ritmo actual de despliegue de la energía solar a gran escala es demasiado lento para cumplir el objetivo del 40% en 2025; (3) la combinación óptima de recursos sugerida por el DOE para cumplir el objetivo del 100% incluye la generación con motores de biodiésel; y (4) una reducción de la capacidad solar significativa parece ser necesaria para equilibrar el sistema a largo plazo.

ASUNTOS DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Es de conocimiento general que el sistema de transmisión y distribución de Puerto Rico ("Sistema de T&D") tiene graves problemas. En esta sección destacamos dos problemas identificados por el DOE.

En cuanto a la transmisión, el DOE encontró que los componentes de la red de transmisión de bajo voltaje (38-kV) son insuficientes para manejar las transiciones proyectadas del sistema porque “el número de interconexiones de nueva generación y la cantidad de capacidad de generación distribuida alteran significativamente los patrones de flujo en la infraestructura de transmisión local

que es atendida predominantemente por activos de 38-kV” (Resumen PR100 p. 25). Además, se requieren medidas de mitigación para **“evitar sobrecargas frecuentes y debilitantes de la red 38-kV, incluso con entre 40% y 50% de energía renovable”**, independientemente del escenario (Resumen PR100, p. 25). Por lo tanto, se trata de un asunto que habrá que abordar relativamente pronto si Puerto Rico quiere seriamente alcanzar el objetivo de 100% energía renovable en 2050.

Del lado de la distribución, el DOE encontró que (1) algunos alimentadores en Puerto Rico operan fuera de los voltajes estándar Rango A del Instituto Nacional Estadounidense de Estándares, aún sin generación solar fotovoltaica; y (2) “la capacidad fotovoltaica distribuida no controlada en los escenarios 1,2 y 3 del estudio PR100 superaba entre el 65% y el 95% las capacidades de alojamiento de los alimentadores de distribución estudiados, debido a problemas como la retroalimentación y las violaciones de voltaje causadas por la energía fotovoltaica” (Resumen PR100, p. 29).

En relación al primer asunto, el DOE simplemente asumió que esos alimentadores serán reparados para funcionar dentro de los voltajes del Rango A del Instituto Nacional Estadounidense de Estándares. El Resumen PR100 no incluye un estimado del costo de llevar a cabo estas reparaciones ni de las fuentes de financiamiento disponibles para costearlas. Para abordar el segundo asunto, el DOE identificó varias estrategias de mitigación que se consideró que eliminaban “casi todos” los impactos negativos de la alta generación fotovoltaica distribuida.

La principal conclusión en esta sección no debería sorprender a nadie que conozca la red eléctrica de Puerto Rico. Es necesario llevar a cabo un trabajo significativo para adaptar el sistema de transmisión y distribución de la isla a los estándares del siglo XXI, incluso cuando Puerto Rico comienza la transición para lograr una generación 100% renovable en 2050.

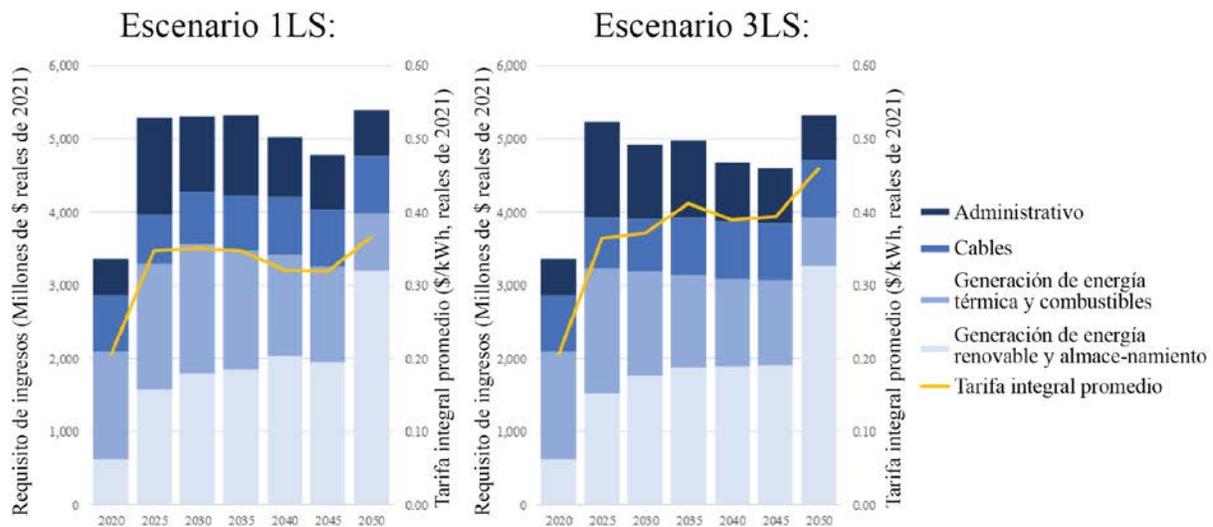
ANÁLISIS DEL IMPACTO ECONÓMICO

La transición a una energía 100% renovable es costosa. Se necesitan nuevas inversiones para mejorar el sistema de transmisión y distribución, poner en línea nueva capacidad de generación, adquirir e instalar sistemas de almacenamiento de baterías a gran escala y construir las infraestructuras necesarias (carreteras de acceso, nuevas interconexiones con el sistema de transmisión y distribución, etc.) para alcanzar el objetivo reglamentario en 2050. Todas estas nuevas inversiones necesitan algún tipo de financiamiento.

En esta sección analizaremos las principales conclusiones expuestas en el Resumen PR100 en relación con el impacto económico de realizar las inversiones necesarias para alcanzar la plena generación renovable. Por definición, las conclusiones del Resumen PR100 son incompletas, ya que sólo es un resumen del estudio completo. No incluye un análisis de la reducción de la carga social y de los costos medioambientales asociados a la transición al 100% de renovables ni presenta los resultados completos de su análisis económico ni la metodología para ejecutar dicho análisis. El Resumen PR100 también guarda un silencio notable en cuanto a las alternativas de financiamiento, tema que abordaremos en la siguiente sección.

A pesar de estas limitaciones en el contenido del resumen, el DOE es bastante claro sobre la magnitud de los costos implicados. El DOE dice que **“los costos incurridos por la empresa eléctrica para transformar la red eléctrica de Puerto Rico a una que sea confiable serán significativos, independientemente de la combinación de tecnología de generación”** (Resumen PR100, p. 30). El Resumen PR100 presenta estimados de costos para dos escenarios: (1) Escenario 1, Menos Tierra, carga de Estrés (“1LS”) y (2) Escenario 3, Menos Tierra, carga de Estrés (“3LS”).

En general, el hallazgo principal es que **“la empresa eléctrica debe cobrar tarifas eléctricas integrales promedio sustancialmente más altas en el Escenario 3LS que en el Escenario 1LS ya que el 3LS tiene 20% menos ventas de electricidad [generada por facilidades fotovoltaicas de gran escala] que el 1LS”**. Las siguientes gráficas muestran los ingresos que necesita la empresa eléctrica para cubrir sus costos en las dos variantes de escenario, así como un estimado de la tarifa minorista promedio [“all-in average retail rate”] a lo largo del tiempo en dólares de 2021.



Fuente: Resumen PR100, p. 30.

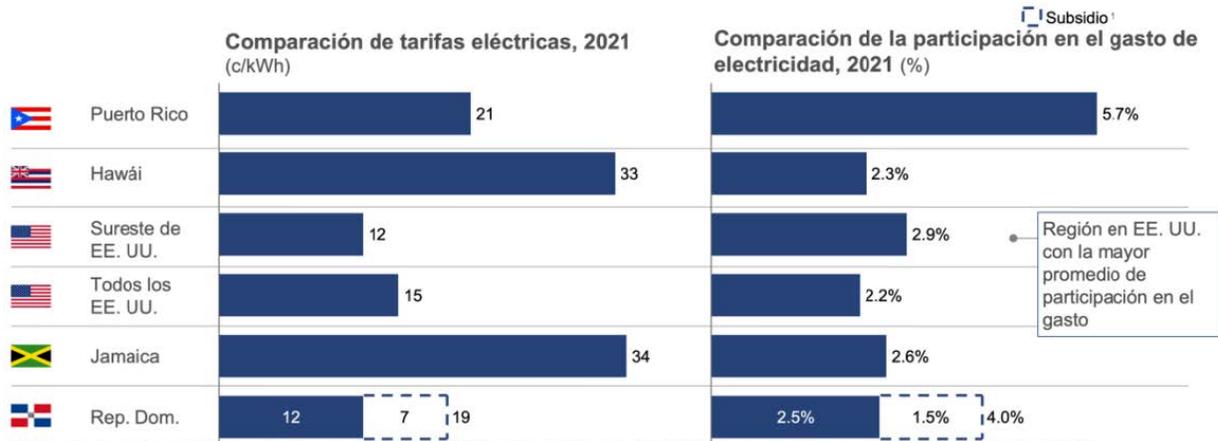
La línea amarilla muestra cómo evoluciona **la tarifa minorista promedio** [“all-in average retail rate”] a lo largo del tiempo a medida que se realizan nuevas inversiones para alcanzar el objetivo del 100% de renovables. Bajo ambos escenarios, **hay un aumento grande en las tarifas minoristas promedio entre 2020 y 2025, estimado entre 66% y 83%**, impulsado por varios factores: (1) inversiones a corto plazo para lograr la suficiencia de recursos y la estabilidad de la red; (2) la adquisición de nueva generación renovable y sistemas de almacenamiento; (3) la necesidad de seguir utilizando generación de combustibles fósiles mientras se aumenta la generación renovable al mismo tiempo; (4) los costos de los nuevos programas de eficiencia energética; y (5) los costos de pagar la deuda heredada de la AEE y las obligaciones de pensiones. Bajo el escenario 1LS, la tarifa minorista promedio por kWh aumenta de aproximadamente 21 centavos en 2020 a alrededor de 34 centavos para 2025; mientras que bajo el escenario 3LS la tarifa minorista promedio por kWh aumenta a aproximadamente 38 centavos para 2025 en dólares de 2021.

Después de este periodo inicial, los costos se estabilizan y los requisitos de ingresos de la empresa eléctrica **disminuyen entre un 9% y un 24%** durante el periodo comprendido entre 2025 y 2045, ya que la generación a partir de combustibles fósiles se retira y se sustituye por capacidad renovable, lo que reduce con el tiempo costos de combustible y otros costos asociados.

Finalmente, entre 2045 y 2050 “el sistema experimentará aumentos de costos notables en los que incurriría cualquier sistema que pase de niveles ya altos de energía renovable a energía 100% renovable” (Resumen PR100, p. 31). Según el DOE, el aumento en el costo se debe a que se tienen que retirar las restantes unidades de generación con combustibles fósiles y reemplazarse “la función de estabilización y equilibrio que realizan con altos niveles de energía renovable (es decir, suministrar energía solo según sea necesario cuando la generación renovable sea baja y las reservas de almacenamiento estén agotadas, por ejemplo, durante periodos con varios días nublados consecutivos)” (Resumen PR100 p. 31). El impacto estimado de este aumento de costo en la tarifa minorista promedio [“all-in average retail rate”] se estima **entre el 11% y el 17%** (Resumen PR100, p. 32).

Por lo tanto, bajo ambos escenarios se produce un aumento grande de la tarifa minorista promedio a corto plazo, seguido de un periodo de relativa estabilidad de la tarifa a mediano y largo plazo, y luego otro aumento significativo cuando se produce el impulso final hacia la generación 100% renovable durante el periodo de 2045-2050.

Aunque todavía no tenemos acceso al análisis económico completo llevado a cabo por el DOE, podemos afirmar con un alto grado de confianza que un aumento del 66% al 83% en la tarifa promedio minorista [“all-in average retail rate”] a corto **plazo tendría efectos graves y materialmente adversos en la economía puertorriqueña**, en términos del nivel del PNB, crecimiento del PNB, empleo, consumo e ingresos por varias razones. En primer lugar, la economía puertorriqueña apenas se recupera tras un prolongado periodo de estancamiento secular. En segundo lugar, la reconstrucción de la infraestructura de la isla posdesastre se ha retrasado y continúa siendo un proceso en curso. Por último, si nos enfocamos específicamente en los clientes residenciales, el gasto de electricidad como porcentaje de los ingresos medios del hogar (“share of wallet”) en Puerto Rico ya es el más alto de los Estados Unidos y se encuentra entre los más altos de la región del Caribe, como se muestra en la gráfica a continuación:



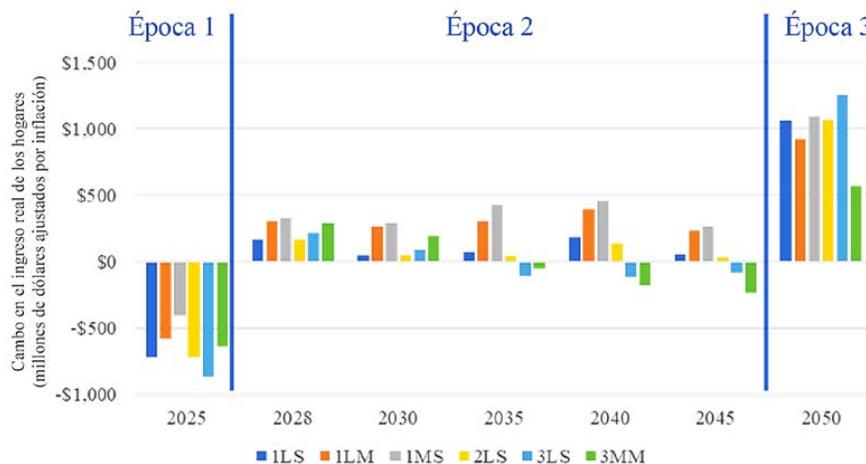
NOTA: Los estados y regiones de los EE.UU. continentales utilizan los datos de la EIA de 2021 para las ventas al por menor de electricidad a clientes residenciales, al número de clientes y las tarifas eléctricas residenciales y los datos de ACS de 2021 (Oficina del Censo de EE.UU.) para los ingresos familiares promedio. Puerto Rico utiliza los informes de generación de 2021 de la AEE/LUMA para el consumo doméstico y las tarifas eléctricas y los datos de 2021 de la Oficina del Censo de EE.UU. (ACS/PRCS) para los ingresos domésticos y la población. Jamaica utiliza los estimados del Banco Mundial de 2021 para la población, el JPSC de 2021 para las tarifas y el consumo de electricidad, y los estimados del Banco Mundial de 2021 para los ingresos promedio utilizando el INB per cápita y el tamaño promedio del hogar como aproximación, ya que no se publican datos sobre los ingresos familiares promedio. República Dominicana utiliza datos de 2021 de la Superintendencia de Electricidad (SIE) para el consumo residencial y el número de hogares y datos de 2021 del Ministerio de Energía y Minas para las tarifas eléctricas residenciales promedio, y datos de 2018 de la ENGIH para los ingresos familiares promedio, con valores de 2021 estimados utilizando la inflación de los precios al consumo de 2018-21, según datos del Banco Mundial.

1. Estimado mediante la distribución de los subsidios del Gobierno a la carga existente
 2. El sureste incluye MS, AL, WV, LA, AR, SC, KY, FL, TN, GA, NC, DE, VA, MD, DC
 Fuente: 2021 Administración de Información Energética de los EE. UU. (EIA); 2021 Oficina del Censo de los EE. UU. (ACS/PRCS); 2021 Jamaica Public Service Co (JPS); 2021 Banco Mundial; 2018 Encuesta Nacional de Gastos e Ingresos de los Hogares (ENGIH); 2021 Superintendencia de Electricidad (SIE); 2021 Gobierno de la República Dominicana, Ministerio de Energía y Minas

Fuente: JSAF, Plan Fiscal Certificado para la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, p. 48.

Un aumento de la tarifa minorista de la magnitud estimada por el DOE sencillamente no es económicamente factible dado el estado actual de la economía puertorriqueña. Esto significa que será necesario mitigar este impacto, ya sea a través de subsidios, la ampliación del plazo para lograr la transición al 100% de renovables, una combinación de tecnologías diferente o a través de otras políticas públicas.

El DOE también llevó a cabo un análisis del impacto neto de la transición a la generación 100% renovable sobre los ingresos reales de los hogares ("HHI", por sus siglas en inglés) en Puerto Rico. Presuntamente, ese análisis tiene en cuenta tanto los costos asociados a la transición a renovables como cualquier efecto positivo sobre los ingresos y el empleo asociado a la nueva inversión necesaria para llevarla a cabo. La siguiente gráfica muestra los efectos reales en el HHI (en millones de dólares) de seis escenarios para todos los años hasta 2050:



Nota: los efectos de 2025 son relativos al nivel de 2022 y los de 2028-50 son relativos a los niveles de 2025.

Fuente: Resumen PR100, p. 31.

Como era de esperar, el impacto a corto plazo de la transición sobre el HHI es negativo, seguido de un modesto impacto positivo entre 2025 y 2045, y luego un efecto significativamente positivo después de 2050. Si el HHI disminuye a corto plazo, es muy probable que los gastos de consumo, el empleo y el PNB real también disminuyan durante el mismo periodo. Sin embargo, en este momento no disponemos de información sobre la magnitud de esos efectos económicos adicionales a corto plazo.

Por último, observamos que el escenario 3LS, que maximiza las instalaciones de paneles solares en techos, utiliza menos suelo y asume condiciones de carga de estrés, produce el mayor impacto negativo sobre el HHI a corto plazo, tiene un modesto efecto positivo sobre el HHI entre 2025 y 2030, seguido de un modesto impacto negativo entre 2035 y 2050. En 2050, sin embargo, tiene el mayor efecto positivo sobre el HHI. **Por lo tanto, en este escenario existe una clara compensación entre los costos económicos que se producirán a corto plazo y los beneficios económicos que se obtendrán a largo plazo. Los responsables de la toma de decisiones deberán tener en cuenta esta compensación explícita a la hora de decidir qué escenario aplicar.**

FINANCIAMIENTO DE LA TRANSICIÓN

El Resumen PR100 ofrece poca información sobre las posibles fuentes de financiamiento para la transición a 100% energía renovable. La nota al calce 2 de la página 1 del Resumen PR100 establece las siguientes fuentes de financiamiento federal ("fondos obligados") para restaurar y construir un sistema energético más confiable y resiliente para Puerto Rico:

- Asistencia de mitigación de riesgos de FEMA: \$7,800 millones
- Asistencia pública de FEMA: \$9,500 millones
- Subvención en Bloque para el Desarrollo Comunitario ("CDBG") de HUD (red eléctrica): \$1,900 millones
- Programa de instalaciones comunitarias para la resiliencia energética y el abastecimiento de agua de la CDBG de HUD: \$800 millones
- Fondo de resiliencia energética de Puerto Rico: \$1,000 millones

Así, se ha "obligado" un total de \$21, 000 millones en fondos federales para mejorar el sistema eléctrico de Puerto Rico. La mayor parte de ese dinero, aproximadamente \$19,200 millones, o el 91%, se ha destinado a mejorar el sistema de transmisión y distribución. El resto se ha utilizado hasta ahora para financiar la instalación de sistemas solares en techos. El Resumen PR100, sin embargo, no indica si estas cantidades de dinero son suficientes para cubrir todas las reparaciones necesarias para mejorar el Sistema de T&D. Con respecto a la nueva capacidad de generación, ya se sabe que se necesitan recursos adicionales para financiar los sistemas solares en techos y baterías, así como los sistemas de generación solar fotovoltaica y eólica a gran escala.

Observamos que existe un riesgo de política pública derivado de depender única o principalmente del financiamiento federal para modernizar la red y financiar los DER para los hogares de bajos ingresos. Es posible, en determinadas circunstancias, rescindir la obligación de fondos federales (lo que a veces se denomina "des-obligación" de fondos). El riesgo político surgiría en caso de que Donald Trump ganara las próximas elecciones presidenciales en noviembre de 2024.

La primera Administración Trump impuso requisitos indebidamente onerosos a Puerto Rico y retrasó significativamente la obligación de los fondos CDBG, como lo demuestra [un informe](#) emitido por la Oficina del Inspector General del Departamento de Vivienda y Desarrollo Urbano y [otras fuentes](#). Una victoria de Trump en noviembre podría poner en riesgo el financiamiento no sólo para la modernización de la red sino para todo el proceso de reconstrucción. Puerto Rico haría bien en planificar para tal eventualidad identificando y diseñando estrategias de litigio, abogacía pública y cabildeo político antes de las próximas elecciones.

Por último, sería útil que el Estudio PR100 final incluyera un desglose, por escenario y segmento del sistema (transmisión, distribución, generación, almacenamiento de energía, infraestructura de acceso, etc.), de (1) todos los gastos de capital necesarios para alcanzar el objetivo del 100% en 2050 y (2) de las posibles fuentes de financiamiento para cada uno de estos gastos. También proponemos que COR3/LUMA o quizás el DOE divulguen públicamente toda la información relevante relativa a la asignación de fondos federales ya aprobados.

CONCLUSIÓN

El Resumen PR100 parece presentar un buen avance de las conclusiones del Estudio PR100. Del Resumen se desprende que el Estudio PR100 es un análisis exhaustivo y reflexivo llevado a cabo por un respetado grupo de partes interesadas. Es una contribución bienvenida al debate público y un recurso valioso para aquellos que analizan y estudian el sistema eléctrico de Puerto Rico.

En nuestra opinión, estas son algunas de las conclusiones más importantes:

- Es factible alcanzar el objetivo del 100% de generación de energía renovable en Puerto Rico para 2050 sin utilizar terrenos agrícolas para desarrollar generación a gran escala.
- El objetivo del 100% puede alcanzarse utilizando tecnologías "maduras" como la fotovoltaica a gran escala, la fotovoltaica distribuida y la eólica terrestre (pero véase la advertencia relativa al combustible biodiésel más adelante).
- Independientemente del escenario, Puerto Rico necesita realizar inversiones significativas en el sistema de transmisión y distribución y en nueva capacidad de generación para mejorar la estabilidad y confiabilidad del sistema a corto plazo.
- Existen compensaciones ("tradeoffs") significativas entre la resiliencia (Escenario 2 y 3) y la asequibilidad de la energía (Escenario 1); entre el uso del suelo y la asequibilidad de la energía (los "escenarios con Menos Tierra" tienden a ser más costosos); entre alcanzar el objetivo del

40% para 2025 y lograr una confiabilidad aceptable de la red a corto plazo; y entre incurrir en costos a corto plazo para obtener beneficios a largo plazo, dependiendo del escenario que se implemente.

- En general, los escenarios con un mayor despliegue de DER utilizando menos terreno tienden a ser, en promedio, más caros que otros escenarios, dan lugar a tarifas más elevadas para el consumidor y ocasionan mayores efectos adversos a corto plazo en la economía puertorriqueña.
- La existencia de estas compensaciones plantea la pregunta de qué agencia o entidad debe encargarse de tomar estas decisiones. Recomendamos enfáticamente que sea el Negociado de Energía de Puerto Rico.
- El costo promedio nivelado de la electricidad sería de \$79 /MWh en la variante con menos tierras y de \$75/MWh en la variante con más tierras. Una diferencia de \$4/MWh, o un 5.33%, que a lo largo de unos 25 años es bastante significativa.
- Los responsables de la toma de decisiones podrían estar subestimando las cargas de electricidad a largo plazo y deberían tener en cuenta este riesgo a la hora de planificar a largo plazo.
- La diferencia entre las variantes de Estimación media y Estrés es bastante significativa, unos 5,230 GWh para el año fiscal 2051. Este es un margen de error grande y la incertidumbre con respecto a esta previsión debe tomarse en cuenta al redactar el próximo PIR y el Plan de Ajuste de la AEE.
- Dado este nivel de incertidumbre, recomendamos que los representantes del DOE, la JSAF, Genera, LUMA, la AEE y el NEPR se reúnan y busquen un acuerdo sobre un solo conjunto de proyecciones hasta el 2050 y que se utilicen las mismas proyecciones tanto para el desarrollo del nuevo PIR de la AEE como en el Plan de Ajuste financiero de la AEE que eventualmente será certificado por el tribunal federal. Sería irracional utilizar un conjunto de pronósticos de carga para propósitos de planificación operacional (el PIR) y otro para propósitos de planificación financiera (el Plan de Ajuste).
- El DOE estima que el ritmo actual de despliegue de la energía solar a escala comercial es demasiado lento para alcanzar el objetivo del 40% de energía renovable en 2025.
- Según el DOE, la combinación óptima de recursos para alcanzar el objetivo del 100% incluye la generación con motores de biodiésel. Esto parece contradecir la conclusión anterior del DOE de que es factible alcanzar el objetivo de generación 100% renovable utilizando únicamente tecnologías "maduras". Sin embargo, necesitamos información adicional sobre la viabilidad comercial de esta fuente de combustible para la generación de electricidad, una lista de proveedores potenciales y un análisis del mercado, entre otras cosas, para determinar si el biodiesel es una buena opción a largo plazo para Puerto Rico.
- El costo económico de la transición a una energía 100% renovable para 2050 es bastante significativo, independientemente del escenario.

- Según el DOE, la tarifa minorista promedio [“all-in average retail rate”] aumentaría entre un 66% y un 83% entre 2020 y 2025 en dólares de 2021, dependiendo del escenario.
- Un aumento de tarifas de esta magnitud tendría efectos materiales adversos y graves en la economía de Puerto Rico a corto plazo y es sencillamente no es económicamente factible. Será necesario mitigar estos efectos negativos, ya sea mediante subvenciones, una ampliación del plazo para lograr la transición, una combinación de tecnologías diferente o mediante otras políticas públicas.
- El DOE estima que el impacto a corto plazo de la transición en el ingreso de los hogares es negativo, seguido de un modesto impacto positivo entre 2025 y 2045, y luego un efecto significativamente positivo en 2050. Observamos que si el ingreso de los hogares disminuye a corto plazo es también muy probable que los gastos de consumo, el empleo y el PNB real disminuyan durante el mismo periodo. Sin embargo, por el momento no disponemos de información sobre la magnitud de estos efectos económicos adicionales a corto plazo.
- El resumen del PR100 brinda muy poca información sobre las fuentes de financiamiento de la transición al 100% de energía renovable para 2050.
- Por último, una victoria de Trump en noviembre podría poner en riesgo el financiamiento no sólo para la modernización de la red sino para todo el proceso de reconstrucción. Puerto Rico haría bien en planificar para tal eventualidad identificando y diseñando estrategias de litigio, abogacía pública y cabildeo político antes de las elecciones de 2024.

Además, hace falta más información en las siguientes áreas:

- **Proyecciones de carga:** Necesitamos más información sobre la metodología utilizada por el DOE para pronosticar la demanda de electricidad a largo plazo para llegar a cualquier conclusión sobre sus estimados. En términos concretos, necesitamos saber si el DOE estimó funciones de demanda para usuarios comerciales, industriales y residenciales; las elasticidades de precios utilizadas y cómo se calcularon; e información adicional sobre sus estimados de eficiencia energética.
- **Combustibles biodiesel:** No estamos familiarizados con esta tecnología y necesitamos más información antes de llegar a conclusiones sobre la viabilidad de su uso futuro en Puerto Rico como combustible para generar electricidad.
- **Análisis del impacto económico:** Necesitamos más información sobre el impacto económico de los aumentos de tarifas a corto plazo sobre el nivel del PNB, el crecimiento del PNB, el empleo, los ingresos y los gastos de consumo para evaluar la viabilidad económica de los diferentes escenarios.
- **Gastos totales de capital y fuentes de financiamiento:** Sería útil que el Estudio PR100 final incluya un desglose, por escenario y segmento del sistema (transmisión, distribución, generación, almacenamiento de energía, infraestructura de acceso, etc.), de (1) todos los gastos de capital necesarios para alcanzar el objetivo del 100% en 2050 y (2) las posibles fuentes de financiamiento para cada uno de estos gastos.



El Centro para una Nueva Economía (CNE) es el primer y más importante think tank de Puerto Rico, un grupo independiente y no partidista que aboga por el desarrollo de una nueva economía para Puerto Rico. Por 25 años, CNE ha trabajado para que Puerto Rico sea más productivo y estable a través de sus oficinas en San Juan, Washington, D.C. y Madrid, España. Informamos los debates de política pública vigentes y buscamos soluciones para los problemas más importantes y complejos de desarrollo económico analizando datos rigurosamente y produciendo investigaciones empíricas robustas. CNE es una organización sin fines de lucro 501(c)(3) que no solicita ni acepta financiamiento del gobierno. CNE recibe donaciones de individuos, instituciones privadas y organizaciones filantrópicas.