



# Estudio de Resiliencia de la Red Eléctrica de Puerto Rico y Transiciones a Energía 100% Renovable (PR100)

Informe resumido



# Informe resumido: Estudio de Resiliencia de la Red Eléctrica de Puerto Rico y Transiciones a Energía 100% Renovable (PR100)

Murali Baggu,<sup>1</sup> Robin Burton,<sup>1,2</sup> Nate Blair,<sup>2</sup> Manajit Sengupta,<sup>2</sup> Tom Harris,<sup>2</sup> Clayton Barrows,<sup>2</sup> Haiku Sky, Vahan Gevorgian, Jeremy Keen, Elena Smith, Mike Campton, Sushmita Jena, Jaemo Yang, Travis Williams, Paritosh Das, James Elsworth, Prateek Joshi, Cameron Weiner, James Morris, Joseph McKinsey, Surya Chandan Dhulipala, Sam Molnar, Weihang Yan, Pranav Sharma, Wenbo Wang, Aadil Latif, Daniel Thom, Sourabh Dalvi y Ian Baring-Gould  
*Laboratorio Nacional de Energía Renovable*

Matthew Lave,<sup>2</sup> Amanda Wachtel, C. Birk Jones, Emily Moog, Andrea Mammoli, Richard Garrett, Thad Haines, Will Vining, Cody Newlun y Olga Hart  
*Laboratorio Nacional de Sandia*

Marcelo Elizondo,<sup>2</sup> Xiaoyuan Fan, Patrick Maloney, Alok Bharati, Bharat Vyakaranam, Vishvas Chalisehar, Patrick Royer, Fernando Bereta dos Reis, Xue (Michelle) Li, Kaveri Mahapatra, Jeff Dagle, Xinda Ke, Meng Zhao, Orestis Vasios, Tycko Franklin, Michael Abdelmalak, Kishan Guddanti, Samrat Acharya, Marcos Cruz, Pavel Etingov, Chuan Qin, Juan Carlos Bedoya, Tony Nguyen, Sraddhanjali Bhadra, Ahmad Tbaileh, Laura Ward, Victoria Sinnott y Pablo Mendez-Curbelo  
*Laboratorio Nacional Pacific Northwest*

Peter Cappers,<sup>2</sup> Jeff Deason y Margaret Pigman  
*Laboratorio Nacional Lawrence Berkeley*

Lawrence Paul Lewis<sup>2</sup> y John T. Murphy  
*Laboratorio Nacional Argonne*

Thomaz Kobayashi-Carvalhoes, Melanie Bennett y Yilu Liu  
*Laboratorio Nacional Oak Ridge*

Harvey Cutler, Martin Shields y Hwayoung Jeon  
*Colorado State University*

Michele Chait  
*Michele Chait, LLC*

<sup>1</sup> Coinvestigador

<sup>2</sup> Líder de Tarea

Este trabajo fue escrito por el Laboratorio Nacional Argonne (ANL), el Laboratorio Nacional Lawrence Berkeley (LBNL), el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL), el Laboratorio Nacional Oak Ridge (ORNL), el Laboratorio Nacional Pacific Northwest (PNNL) y el Laboratorio Nacional de Sandia para el Departamento de Energía de EE. UU. (DOE) bajo el Contrato No. HSFE02-20-IRWA-0011. El financiamiento fue provisto por la Agencia Federal para el Manejo de Emergencias (FEMA, por sus siglas en inglés) y se realizó bajo la dirección técnica de la Oficina de Desarrollo del Sistema Eléctrico (GDO, por sus siglas en inglés) del DOE. Las opiniones expresadas en este documento no representan necesariamente las opiniones del DOE, FEMA o el Gobierno de los EE. UU. El gobierno de los EE. UU. conserva una licencia mundial no exclusiva, pagada e irrevocable para publicar o reproducir la forma publicada de este trabajo o para permitir que otros lo hagan, para fines del Gobierno de los EE. UU.

El Laboratorio Nacional de Sandia es un laboratorio con múltiples misiones administrado y operado por National Technology & Engineering Solutions of Sandia, LLC, una subsidiaria de propiedad total de Honeywell International, Inc., para la Administración Nacional de Seguridad Nuclear del Departamento de Energía de EE. UU. bajo el contrato DE-NA0003525.

Parte del material de este informe final ya se había incluido en publicaciones interinas y parte del material publicado anteriormente en publicaciones interinas era preliminar. Este informe actualiza y reemplaza el material presentado anteriormente.

*Foto de portada por Joe DeINero, NREL 84662.2345678*

## Agradecimientos

Los autores agradecen a la Oficina de Desarrollo del Sistema Eléctrico (GDO, por sus siglas en inglés) del Departamento de Energía de EE. UU. (DOE, por sus siglas en inglés), dirigida por la Directora Maria Robinson, la Directora Adjunta Principal Patricia Hoffman y la Directora Adjunta Ariel Horowitz, con la orientación técnica del Asesor Principal Avi Gopstein; el Equipo de Recuperación Energética de Puerto Rico, dirigido por Aisha Miranda-Rivera, con el apoyo de Chani Vines, Ernesto Rivera-Umpierre y Eric Britton; Agustín Carbó Lugo, Director del Equipo de Recuperación y Modernización de la Red Eléctrica de Puerto Rico dentro de GDO; Marisol Bonnet, Asesora de la Secretaria de Energía en Asuntos de Puerto Rico, y a la Secretaria de Energía de Estados Unidos, Jennifer Granholm, por su apoyo a este análisis, su orientación y su liderazgo.

Gracias a la Oficina de Tecnologías Hidráulicas del DOE, con el liderazgo de Tessa Greco, por financiar las evaluaciones de recursos de tecnologías marinas e hidroeléctricas para Puerto Rico, y a la Oficina de Justicia y Equidad Energéticas dirigida por Shalanda Baker, por sus contribuciones a lo largo del estudio.

Docenas de investigadores talentosos y personal de los seis laboratorios nacionales participantes contribuyeron al Estudio de Resiliencia de la Red Eléctrica de Puerto Rico y Transiciones a Energía 100% Renovable (PR100). Entre los contribuyentes adicionales se incluyen:

- **Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL, por sus siglas en inglés):** Amber Mohammad, Beth Clark, Brooke Van Zandt, Caitie Couch, Connor O’Neil, Daniella Frank, David Greene, Elena Baca, Emily Horvath, Emily Laidlaw, Fred Zietz, Gabriel Zuckerman, Greg Bolla, Heather Lammers, Heidi McKenna, Jeremy Stefek, Jianli Gu, Joe DelNero, Jordan Orsak, Julia Laser, Julia Medeiros Coad, Justin Daugherty, Karen Petersen, Katie Wensuc, Katrina Woodhams, Laura Carter, Lisa Cramer, Marcos Netto, Matt Shields, Michael Sherman, Mike Meshek, Moriah Petty, Nick Gilroy, Patrick Duffy, Paul Edwards, Paul Susmarski, Rachel Barton, Sara Fall, Sarah Hauck, and Sherry Stout.
- **Laboratorio Nacional de Sandia:** Brooke Marshall Garcia, Charles Hanley, Cynthia Bresloff, James Ellison, Kelli Howie, Marisa Montes Rachid Darbali, Ray Byrne, Robert Broderick, Sarah Johnson, Stephanie Blackwell y Summer Ferreira
- **Laboratorio Nacional Pacific Northwest (PNNL, por sus siglas en inglés):** Andrea Copping y Karma Sawyer
- **Laboratorio Nacional Lawrence Berkeley (LBNL, por sus siglas en inglés):** Sydney Forrester
- **Laboratorio Nacional Argonne (ANL, por sus siglas en inglés):** Carlos López-Salgado, Frederic Petit, Leslie-Anne “LA” Levy, Mark Petri, Todd Levin y Zhi Zhou
- **Laboratorio Nacional Oak Ridge (ORNL, por sus siglas en inglés):** Bandana Kar, Ben Ollis, Carly Hansen, Melanie Bennett, Samuel Okhuegbe, Scott DeNeale, Shih-Chieh Kao, Tom King y Yilu Liu.

Gracias también a Adam Warren, Bobby Jeffers, Brian Smith, Dan Bilello, David Glickson, David Keyser, Doug Arent, Galen Maclaurin, Gian Porro, Jaquelin Cochran, Jeff Cook, Jeff Gondor, Kate Anderson, Killian McKenna, Mark Ruth, Martha Symko-Davies, Meyer Seligman,

Ry Horsey, Scott Haase, Sherry Stout y Wesley Cole del NREL por brindar revisiones técnicas del informe y a Juan Torres, Johny Green, Bill Tumas, Peter Green y Martin Keller por su guía y liderazgo.

Las capacidades de co-simulación dinámica de transmisión y distribución se desarrollaron bajo el Modelo de Resiliencia Energética de América del Norte (NAERM). Kapil Duwadi (NREL) y Karthik Balasubramaniam (ANL) son contribuyentes clave del NAERM.

Nos gustaría expresar nuestro profundo agradecimiento a los socios del proyecto de la Federación Hispana de Puerto Rico y el Departamento de Ingeniería Eléctrica y de Computadoras de la Universidad de Puerto Rico Mayagüez (UPRM). La directora Charlotte Gossett-Navarro y el equipo de la Federación Hispana, incluidos Jailene Sotomayor, Keyshla Marrero-Lozada, Paola Segarra y Jessie Guerrero, valiosamente informaron la participación de partes interesadas con enfoque en justicia energética, y aseguraron el éxito de las reuniones y los eventos comunitarios. En la UPRM, los profesores Marcel Castro-Siritiche, Agustín Irizarry, Lionel Orama y Eduardo Lugo realizaron investigaciones y se reunieron periódicamente con nuestro equipo para contribuir al estudio con su experiencia. El estudio PR100 se fortaleció enormemente gracias a nuestra asociación con estas dos maravillosas organizaciones y grupos de personas.

Reconocemos al Gobernador de Puerto Rico, Pedro Pierluisi, y a los representantes de su oficina por su compromiso, alianza y colaboración en este esfuerzo.

También reconocemos la participación continua y las valiosas contribuciones al estudio PR100 realizadas por los miembros del Comité Directivo de Asistencia Técnica de Puerto Rico, convocado por el DOE, compuesto por líderes de entidades gubernamentales federales y de Puerto Rico que apoyan la implementación de inversiones federales para brindar orientación sobre cómo alinear la asistencia técnica del DOE con las prioridades reales; y por el Grupo Asesor de Resiliencia y Recuperación Energética de Puerto Rico, convocado por el NREL, para brindar aportes al portafolio completo del DOE para apoyo a la resiliencia y la planificación energética de Puerto Rico.

Aunque solicitamos insumo de estas partes interesadas a lo largo del estudio, el diseño, las suposiciones, los aportes, los métodos y los resultados fueron determinados en última instancia por los laboratorios nacionales que realizaron el estudio con la orientación del DOE. Debido a que los miembros del Comité Directivo y del Grupo Asesor tienen diversas perspectivas y prioridades, figurar como miembro del grupo o revisor del estudio no implica acuerdo ni respaldo del material presentado en este informe.

Los miembros de estos grupos se enumeran a continuación, junto con sus afiliaciones. No todos los miembros participaron durante toda la duración del estudio. La lista incluye a todos los miembros de estos grupos a lo largo del estudio y sus afiliaciones al final de su participación. Los asteriscos indican quienes revisaron el informe final, por lo que estamos profundamente agradecidos:

#### **Comité Directivo:**

- Aleksí Paaso, LUMA Energy (LUMA)\*
- Andrés García-Martinó, FEMA
- Antonio Busquets López, FEMA
- Brannen McElmurray, Genera PR (Genera)

- Carlos R. Tejera, Programa de Política Energética del Departamento de Desarrollo Económico y Comercio (DDEC) de Puerto Rico
- Damir Novosel, LUMA\*
- Ela Cruz Nazario, FEMA
- Ezequiel Nieves, Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (AEE)
- Ferdinand Ramos, Negociado de Energía de Puerto Rico (NEPR)
- Frances Vallejo, Genera
- Francis P. McNally, HUD
- Gabriel Salgado Hernández, Oficina Central de Recuperación, Reconstrucción y Resiliencia (COR3, por sus siglas en inglés)
- Jaime Umpierre, AEE
- Jesús Cintrón, COR3
- José Baquero, FEMA
- Josué Colón, AEE
- Juan C. Pérez-Bofill, Departamento de la Vivienda de Puerto Rico (PRDOH, por sus siglas en inglés)
- Juan González-Moscoso, FEMA
- Katuska Bolaños, Genera
- Laura Rivera-Carrión, Departamento de Vivienda y Desarrollo Urbano de EE. UU. (HUD, por sus siglas en inglés)
- Lillian Mateo-Santos, NEPR
- Maretzie Díaz Sánchez, PRDOH
- Marlena V. Riccio-Paniagua, COR3
- Michael Mount, LUMA\*
- Rosanna Torres-Pizarro, HUD
- Shay Bahramirad, LUMA\*
- Shirley Birriel-Osorio, PRDOH

**Grupo Asesor:**

- Abimarie Otaño-Cruz, Fondo de Defensa Ambiental (EDF, por sus siglas en inglés)
- Adi Martínez-Román, Centro Legal de Desarrollo de Resiliencia de la Universidad de Puerto Rico
- Adriana González, Sierra Club, Capítulo Puerto Rico
- Agustín Irizarry, Universidad de Puerto Rico, Mayagüez (UPR-Mayagüez), Departamento de Ingeniería Eléctrica y de Computadoras\*
- Alberto Carrero, Oficina Central de Recuperación, Reconstrucción y Resiliencia (COR3)
- Alberto Matta, Kimley-Horn
- Alberto Mercado, The Nature Conservancy
- Alex Echeverría, LND Technical Services
- Alex Nassif, LUMA Energy (LUMA)\*
- Alfredo Martínez-Álvarez, Asociación de Constructores de Puerto Rico
- Amanda Rivera-Flores, Para la Naturaleza
- Amaury Malavé-Sanabria, Puerto Rico Energy Center at Ana G. Méndez University–Gurabo
- Amber Steinman, Consejo Interestatal de Energías Renovables (IREC, por sus siglas en inglés)

- Amy Feliette Orta-Rivera, Centro Legal de Desarrollo de Resiliencia de la Universidad de Puerto Rico
- Andrés García-Martinó, FEMA
- Angel David Rodríguez, Programa de Política Energética del Departamento de Desarrollo Económico y Comercio (DDEC) de Puerto Rico\*
- Anjuli Jain Figueroa, Oficina de Justicia y Equidad Energéticas (OEJE, por sus siglas en inglés) del DOE
- Anna Sommer, Energy Futures Group\*
- Antares Ramos-Álvarez, Antares Conservation Tactics
- Antonio Busquets, FEMA
- Arindam Maitra, Electric Power Research Institute
- Bob Fagan, Synapse, en representación del Negociado de Energía de Puerto Rico (NEPR)
- Braulio Quintero, EDF\*
- C.P. Smith, Cooperativa Hidroeléctrica de la Montaña
- Carlos Alberto Velázquez, IREC\*
- Carlos R. Tejera, Programa de Política Energética del DDEC
- Carlos Reyes-Berrios, EcoEléctrica, LP
- Carlos Vargas-Ramos, Centro de Estudios Puertorriqueños, Hunter College, City University of New York (CUNY)
- Carlos Fernández Lugo, McConnell Valdés, LLC
- Caroline Rivera, Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (AEE)
- Cathy Kunkel, Cambio PR\*
- Cecilio Ortíz-García, University of Texas Rio Grande Valley
- Christopher Fennell, Institute for Building Technology and Safety
- Cristina Algaze, Colegio de Arquitectos y Arquitectos Paisajistas de Puerto Rico (CAAPPR)
- Crystal A. Bergemann, Departamento de Vivienda y Desarrollo Urbano de EE. UU. (HUD)
- Dan Lauf, National Governors Association
- Dan Whittle, EDF
- David R. Sotomayor-Ramírez, UPR-Mayagüez\*
- David Walter, Oficina de Tecnologías de Energía Solar del DOE (SETO, por sus siglas en inglés)
- Dulce Del Río, Mujeres de Islas
- Earnest White, Energy Futures Group
- Edgardo J. Contreras-Aponte, NEPR
- Edgardo Jiménez-Mártir, Junta de Planificación de Puerto Rico
- Edil Sepúlveda-Carlo, Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio
- Eduardo Bhatia, Escuela de Asuntos Públicos e Internacionales de Princeton; exsenador de Puerto Rico
- Edwin Acevedo, Programa de Política Energética del DDEC
- Federico Cintrón-Moscoso, El Puente de Williamsburg
- Fernando Ramos, NEPR
- Fernando Abruña, CAAPPR
- Fernando Lloveras, Para la Naturaleza
- Frances Vallejo, Genera PR
- Francisco Santos, AEE

- Gabriel Pérez, Asociación de Contratistas y Consultores de Energía Renovable de Puerto Rico (ACONER)
- Gerard Gil, Ankura
- Gerardo Cosme, Oficina Independiente de Protección al Consumidor de Puerto Rico (OIPC)
- Héctor Vélez, Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA, por sus siglas en inglés)
- HG Chissell, Advanced Energy Group (AEG)
- Ignacio Díaz, Glenn International, Inc.
- Ingrid Vila-Biaggi, Cambio PR
- Israel Martínez, FEMA
- Iván Báez, Genera PR
- Ivelisse M. Martínez-Sánchez, Departamento de la Vivienda de Puerto Rico (PRDOH)
- Jaime A. Umpierre-Montalvo, AEE
- Javier Bayón, Consultax 787
- Javier Rúa-Jovet, Solar and Energy Storage Association of Puerto Rico (SESA-PR)
- Jennifer Hinojosa, Centro de Estudios Puertorriqueños, Hunter College, CUNY
- Jennifer M. Storipan, Invest Puerto Rico
- Jesús Cintrón, COR3
- Jonathan Castillo-Polanco, Federación Hispana de Puerto Rico
- Jorge Cotto, AEE
- Jorge Fernández-Porto, ViequesLove
- Jorge L. Colón Rivera, UPR Río Piedras\*
- Jorge L. San Miguel, Ankura
- José Julián Ramírez Ruiz, FIDECOOP
- José Maeso, Crowley LNG Puerto Rico
- José Villamil, Estudios Técnicos, Inc.
- Julian Bayne, Centro de Recaudación de Ingresos Municipales (CRIM)
- Julio Puigdorfila, Banco Popular de Puerto Rico
- Kaitlyn Bunker, Rocky Mountain Institute (RMI)
- Karen Ramírez, Infinigen
- Katuska Bolaños, Genera PR
- Laura Kuhl, Northeastern University, Escuela de Política Pública y Asuntos Urbanos
- Leslie Hufstetler, Infinigen
- Lillian Mateo-Santos, NEPR
- Loraima Jaramillo, LUMA
- Lourdes Marcano, ACONER
- Luis Negrón Bonilla, Compañía de Fomento Industrial de Puerto Rico (PRIDCO, por sus siglas en inglés)
- Lymarís Otero, Asociación de Comerciantes al Detal de Puerto Rico (ACDET)
- Manuel Carretero-Cannella, COR3
- Marcel J. Castro-Sitiriche, UPR-Mayagüez, Departamento de Ingeniería Eléctrica y de Computadoras\*
- Marissa E. Morales-Rodríguez, DOE SETO
- Marissa Reyes Díaz, El Puente
- Maritere Padilla, Federación Hispana de Puerto Rico\*

- Mark Martin, ViequesLove
- Marla Pérez-Lugo, University of Texas Rio Grande Valley
- Michael Freedberg, HUD
- Michael Mount, LUMA\*
- Mike Blanford, HUD
- Muhidin (Dino) Lelic, LUMA
- Nathaniel Buscher, RMI
- Neida Pumarejo-Cintrón, Para la Naturaleza
- Ninoshka G. Picart Pérez, Centro Legal de Desarrollo de Resiliencia de la UPR
- Obed Santos, AES Ilumina, LLC
- Paul Lutton, ViequesLove
- Pedro J. Nieves, Vidal, Nieves & Bauzá, LLC
- Pedro Vázquez, OIPC
- PJ Wilson, SESA-PR
- Ramón A. Sánchez, Justicia Energética para Puerto Rico\*
- Ricardo J. Costa Agosto, Para la Naturaleza
- Ricardo Pallens, COR3
- Rodrigo Zavala, StarSolar
- Ruth Santiago, Comité Diálogo Ambiental, El Puente-Enlace Latino de Acción Climática (ELAC)\*
- Sam Talman, Invest Puerto Rico
- Santiago Grijalva, Georgia Institute of Technology
- Sary N. Rosario-Ferreira, El Puente ELAC Puerto Rico
- Saul González, ACONER
- Shirley Birriel, PRDOH
- Socorro de Lourdes Lugo, AEE
- Sonrisa Lucero, DOE OEJE
- Tomás Torres-Placa, Junta de Gobierno de la AEE
- Verónica González, Ayuda Legal Puerto Rico
- Veronika Rabl, LUMA\*
- Víctor L. González, Windmar Group
- Yandía Pérez, Asociación de Industriales de Puerto Rico

# Índice

Trasfondo y motivación.....	1
Descripción general y enfoque del estudio.....	2
Actividades del estudio PR100 .....	3
Preguntas orientadoras.....	
Participación de las partes interesadas y justicia energética.....	5
Escenarios.....	7
Resumen de resultados y hallazgos clave.....	11
Evaluación de recursos .....	11
Carga eléctrica .....	15
Adopción de energía solar fotovoltaica distribuida (PV) y almacenamiento .....	18
Inversión en capacidad integrada.....	21
Programación operativa de la red eléctrica a gran escala.....	25
Análisis de flujo de potencia, dinámica, e impacto en la resiliencia de la red eléctrica a gran escala.....	26
Impactos en la red de distribución .....	28
Análisis del impacto económico .....	30
Acciones de implementación.....	32
Acciones inmediatas para un sistema eléctrico robusto con cada vez más energías renovables .....	34
Corto plazo: Avanzar hacia el desempeño del sistema aceptado por la industria y al mismo tiempo enfocarse en la resiliencia (transición a 40 % de energías renovables).....	35
Mediano plazo: Obtener experiencia operativa y ser adaptativos en el diseño del sistema (en operación con entre 40% y 60% de energías renovables).....	37
Largo plazo: Lograr despliegue y operaciones eficaces de un sistema complejo (acercándose a energías 100% renovables).....	39
Acciones recurrentes: dar mantenimiento al sistema de manera continua y mejorar los procesos de planificación.....	41
Conclusión.....	43
Referencias .....	44
Apéndice A. Escenarios y variaciones modeladas del estudio PR100 .....	46
Apéndice B. Suposiciones y restricciones.....	47
Apéndice C. Cómo acceder a datos de recursos solares y eólicos.....	48
Conjuntos de datos de recursos solares.....	48
Conjuntos de datos de recursos eólicos.....	48

## Lista de Figuras

Figura 1. Las actividades y tareas del estudio PR100 están dirigidas por seis laboratorios nacionales contribuyentes. ....	3
Figura 2. Actividades del estudio PR100.....	4
Figura 3. Cuatro grupos principales de partes interesadas con los que colaboramos .....	6
Figura 4. Cinco pilares de la justicia energética .....	7
Figura 5. Tres escenarios modelados en el estudio PR100, que se distinguen por distintos niveles de adopción de DER .....	8
Figura 6. Escenario 2: Mapa de municipios remotos modelados en Puerto Rico.....	8
Figura 7. Dos variaciones de uso de terreno: Menos Tierra (arriba) y Más Tierra (abajo).....	9
Figura 8. Dos variaciones de la carga eléctrica anual: Estimación media (verde) y Estrés (naranja).....	10
Figura 9. Mapa del GHI promedio a 25 años para Puerto Rico.....	12
Figura 10. Mapas de velocidad media del viento a 20 años, dirección del viento a 160 m y altura del terreno para Puerto Rico .....	12
Figura 11. Costo Nivelado de Electricidad (LCOE) total por capacidad de cada planta en el 2030 según los niveles de innovación tecnológica esperados .....	13
Figura 12. Ejemplo resumido de metodología de análisis de sistemas fotovoltaicos en techos .....	14
Figura 13. Generación anual potencial en TWh de diversas tecnologías renovables comparada con la carga anual en Puerto Rico en el año 2021 .....	15
Figura 14. Proyecciones de la carga eléctrica anual: Variación de Estimación media, año fiscal 2023 – año fiscal 2051 .....	17
Figura 15. Proyecciones de la carga eléctrica anual: Variación de Estrés, año fiscal 2023 – año fiscal 2051.....	17
Figura 16. Generación de energía fotovoltaica en techos en todos los escenarios y pronósticos de carga de Puerto Rico trazados para demostrar la fracción de carga anual cubierta por la generación distribuida.....	19
Figura 17. Capacidad de energía fotovoltaica en techos del año 2050 por cliente para el Escenario 1 con carga de Estimación media (1 LM).....	20
Figura 18. Capacidad de energía fotovoltaica en techos del año 2050 por cliente para el Escenario 2 con carga de Estimación media (2 LM).....	20
Figura 19. Capacidad de energía fotovoltaica en techos del año 2050 por cliente para el Escenario 3 con carga de Estimación media (3 LM).....	20
Figura 20. Costo normalizado de la electricidad por tecnología en 2035 (costos en dólares reales de 2021) .....	22
Figura 21. Capacidad total para alcanzar el 40% de energía renovable.....	23
Figura 22. Generación eléctrica total anual por escenario para cumplir con los requisitos de generación 100% renovable para el año de estudio 2050.....	23
Figura 23. Sobrecargas de la línea de 38 kV con 40% y 100% de energía renovable .....	25
Figura 24. Cambio porcentual en SCMVA del 40% al 100% de energía renovable .....	27
Figura 25. Porcentaje de alimentadores con subestaciones de retroalimentación.....	29
Figura 26. Ingresos requeridos por la empresa eléctrica para cubrir sus costos en dos variaciones de escenario.....	30
Figura 27. Cambios en los ingresos reales de los hogares (millones de dólares) respecto de los escenarios para todos los años .....	31
Figura 28. Organización temporal de las Recomendaciones de Implementación del Estudio PR100.....	33
Figura 29. Áreas de acción de las Recomendaciones de Implementación.....	34

## Informe resumido

El Estudio de Resiliencia de la Red Eléctrica de Puerto Rico y Transiciones a Energía 100% Renovable (PR100) es un análisis integral basado en el amplio insumo de las partes interesadas sobre posibles rutas para que Puerto Rico alcance su objetivo de energía 100% renovable para el año 2050. En este informe resumido del *Informe Final PR100*,<sup>1</sup> describimos el trasfondo y la motivación del estudio, damos una descripción general, resumimos los resultados, destacamos los hallazgos claves y describimos las acciones de implementación que las partes interesadas deben tomar inmediatamente y durante el cercano, mediano y largo plazo para lograr los objetivos del sistema energético de Puerto Rico.

### Trasfondo y motivación

El sistema eléctrico actual de Puerto Rico es complejo, aislado, dependiente de combustibles importados y vulnerable a eventos climáticos extremos y otros peligros naturales. Décadas de desafíos operacionales, de mantenimiento y financieros han dado como resultado un sistema que está muy por debajo de los niveles de confiabilidad aceptados. Puerto Rico experimentó una de las interrupciones eléctricas más largas en la historia de Estados Unidos después del huracán María en 2017, que causó miles de millones de dólares en daños y provocó casi 3,000 muertes, según una estimación, (Santos-Burgoa et al. 2018) o más de 4,500, según otra (Kishore et al. 2018), seguido de interrupciones eléctricas de larga duración después de los terremotos del 2020 y el huracán Fiona, en 2022. Todos los días, los puertorriqueños continúan viéndose afectados por interrupciones eléctricas frecuentes, causadas en parte por el mal estado de la red de transmisión y distribución eléctrica y la insuficiencia de generación que muchas veces no puede satisfacer la carga incluso en condiciones normales y fuera de las horas pico (PREB 2022).

En 2019, la legislatura de Puerto Rico aprobó la Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico (Ley 17) [Asamblea Legislativa de Puerto Rico 2019], estableciendo una meta para Puerto Rico de satisfacer el 100% de sus necesidades eléctricas con energía renovable para 2050 y objetivos interinos de 40% para 2025, 60% para 2040, la eliminación gradual de la generación a carbón para 2028 y un aumento del 30% en la eficiencia energética para 2040. Sin embargo, la recuperación del sistema eléctrico, los esfuerzos para aumentar la resiliencia y el progreso hacia estas metas han sido desiguales. Con entre el 3% y el 5% de energía renovable en la red para mediados de 2023 y una capacidad total de energía renovable a gran escala de 226 MW en octubre de 2023 (~137 MW de los cuales son de sistemas solares fotovoltaicos a gran escala) (LUMA 2023b), lograr el objetivo del 40% para 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. Aunque la adquisición de energía renovable a gran escala ha sido lenta, el ritmo de adopción de sistemas solares fotovoltaicos distribuidos se está acelerando, aumentando de 228 MW de capacidad de generación instalada total en junio de 2021 a 680 MW en octubre de 2023 (LUMA 2023b), un aumento de 3 veces en poco más de dos años.

Desde el huracán María, en 2017, el gobierno de Estados Unidos ha brindado un apoyo sin precedentes a Puerto Rico. La Agencia Federal para el Manejo de Emergencias (FEMA), el Departamento de Vivienda y Desarrollo Urbano de EE. UU. (HUD) y otras agencias han comprometido niveles históricos de financiamiento para restaurar y construir un sistema energético más confiable y resiliente para Puerto Rico.<sup>2</sup> El Departamento de Energía de EE. UU. (DOE) y seis de sus laboratorios nacionales han brindado a las partes interesadas del sistema

---

<sup>1</sup> Acceda al informe final desde el sitio web y visualizador de datos del estudio PR100, <https://www.pr100.gov/>.

<sup>2</sup> Los fondos obligados incluyen 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) del HUD de EE. UU. Recuperación de Desastres: Red Eléctrica (\$1,900 millones), el Programa Instalaciones Comunitarias para la Resiliencia Energética y de Abastecimiento de Agua de la CDBG del HUD (\$800 millones) y el Fondo de Resiliencia Energética de Puerto Rico (\$1,000 millones). Las cifras de financiamiento provienen de las respectivas agencias federales.

energético de Puerto Rico herramientas, capacitación y apoyo en modelaje para permitir la planificación y operación del sistema eléctrico con mayor resiliencia contra futuras interrupciones.<sup>3</sup> Un memorando de entendimiento entre el DOE, el Departamento de Seguridad Nacional de EE. UU., el HUD y el Estado Libre Asociado de Puerto Rico firmado en febrero de 2022 (DOE 2022) mejoró colaboración entre las agencias federales y Puerto Rico.

Como parte de este apoyo continuo para garantizar que las actividades de recuperación estén alineadas con las metas de energía renovable de Puerto Rico, en 2022 el DOE y FEMA pusieron en marcha el estudio PR100, un estudio dirigido por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) con contribuciones del Laboratorio Nacional Argonne, el Laboratorio Nacional Lawrence Berkeley, el Laboratorio Nacional Oak Ridge, el Laboratorio Nacional Pacific Northwest y el Laboratorio Nacional de Sandía. El estudio PR100 exploró posibles rutas para que Puerto Rico alcance su objetivo de energía 100% renovable en el largo plazo (para 2050), aumente la confiabilidad y la resiliencia en el plazo inmediato (dentro de los próximos años) y trabaje hacia la justicia energética. El propósito del estudio es informar y guiar a los encargados de implementar de la transición energética de Puerto Rico.

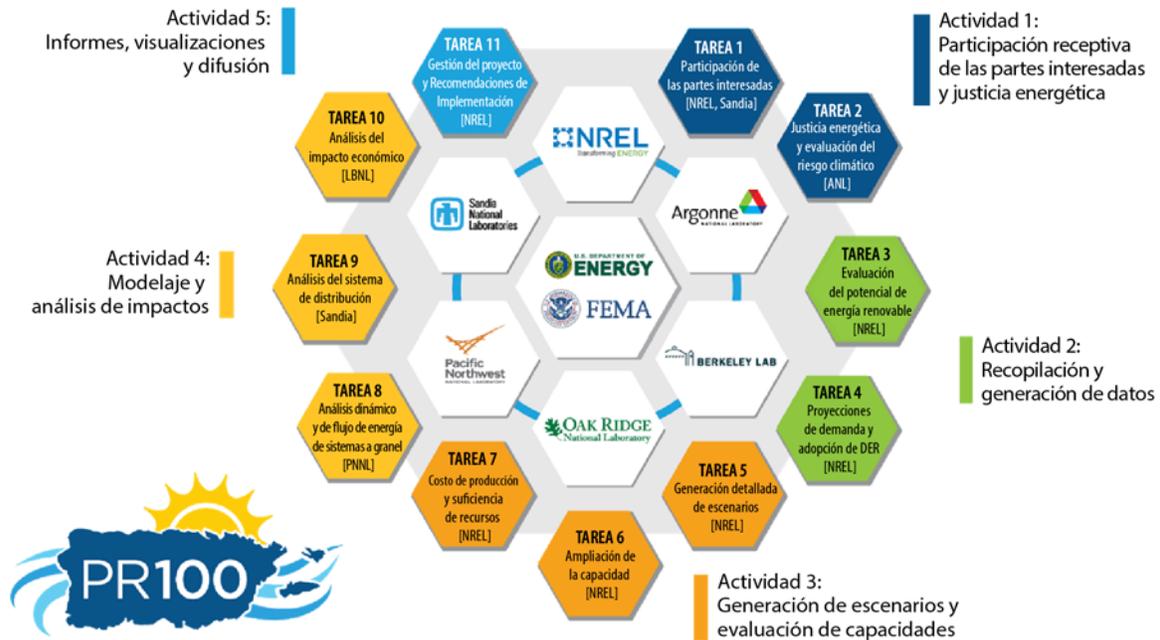
Simultáneamente con el estudio, LUMA, el operador del sistema de transmisión y distribución de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (AEE) está desarrollando un plan integrado de recursos (PIR) para Puerto Rico, con una fecha límite de presentación del 28 de junio de 2024 (PREB 2023b). A diferencia del estudio PR100, que el DOE y los laboratorios nacionales realizaron para responder las preguntas de las partes interesadas y guiar las decisiones de inversión para que Puerto Rico alcance la resiliencia de la red y energía 100% renovable para 2050, el PIR es un plan detallado a 20 años, que la empresa eléctrica debe actualizar cada tres años con amplia participación ciudadana que, “considere todos los recursos razonables para satisfacer la demanda de servicios de energía eléctrica..., incluyendo los relacionados con la producción de energía eléctrica..., y los relacionados con la demanda de energía” (Puerto Rico Legislative Assembly 2014). Aunque el estudio PR100 y el PIR son esfuerzos separados, trabajamos en coordinación con LUMA para garantizar que los resultados del estudio PR100 guiaran al PIR y que los procesos fueran complementarios para evitar contradicciones o inconsistencias entre los dos esfuerzos.

## Descripción general y enfoque del estudio

En el estudio PR100, definimos y modelamos múltiples rutas para que los responsables de la toma de decisiones las consideren, a fin de que Puerto Rico logre sus objetivos energéticos, impulsado por las prioridades y perspectivas de la comunidad, de manera similar al enfoque adoptado en el Estudio de Energía 100% Renovable de Los Ángeles (LA100) (Cochran and Denholm, eds. 2021). Determinamos el alcance del estudio PR100 para lograr los objetivos del estudio de manera que aprovechara e integrara las capacidades de los seis laboratorios nacionales contribuyentes. El estudio está organizado en 11 tareas que a su vez se agrupan en cinco actividades (Figura 1).

---

<sup>3</sup> Acceda a publicaciones e información sobre la asistencia técnica del DOE a Puerto Rico en las páginas web de Puerto Rico Grid Recovery and Modernization del DOE (<https://www.energy.gov/gdo/puerto-rico-grid-recovery-and-modernization>) y Multilab Energy Planning Support for Puerto Rico del NREL (<https://www.nrel.gov/state-local-tribal/multi-lab-planning-support-puerto-rico.html>).



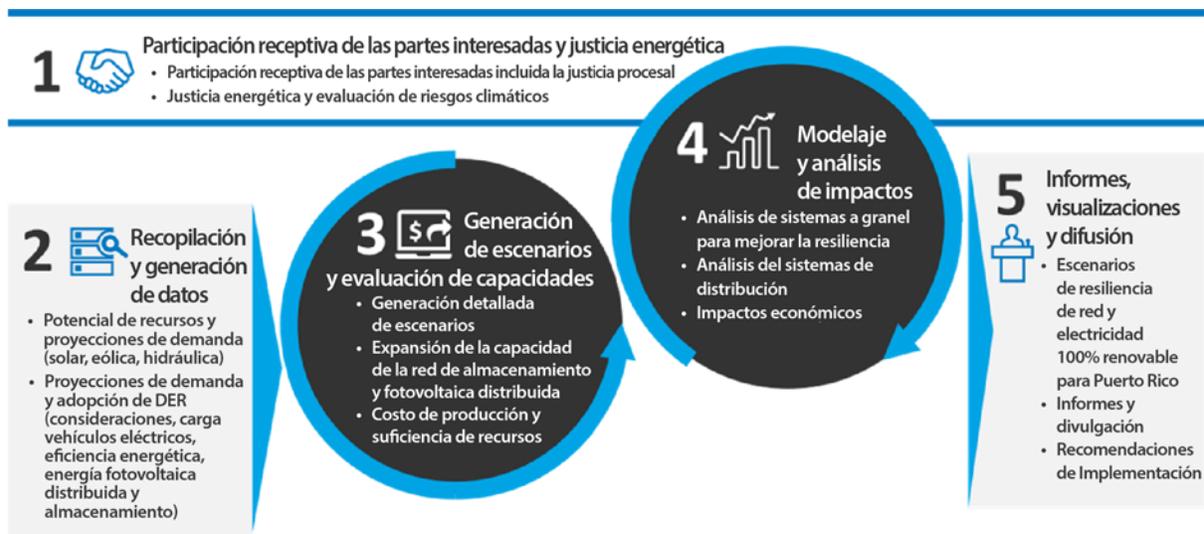
**Figura 1. Las actividades y tareas del estudio PR100 están dirigidas por seis laboratorios nacionales contribuyentes.**

Entre paréntesis se indica el laboratorio principal para cada tarea.

### **Actividades del estudio PR100**

Las cinco actividades del estudio PR100 se muestran con más detalle en la Figura 2.

En la Actividad 1 interactuamos ampliamente con las partes interesadas a lo largo del estudio para comprender sus perspectivas y prioridades para la transición energética de Puerto Rico y fundamentar el estudio PR100 en los principios y prácticas de justicia energética. Como parte de nuestro análisis de justicia energética, la Actividad 1 también incluyó evaluaciones de la interdependencia de la infraestructura, la resiliencia medida por la métrica de carga social y el riesgo climático, para considerar los impactos del aumento del nivel del mar y otros efectos del cambio climático en el futuro del sistema energético de Puerto Rico. Todos los resultados del análisis se evaluaron desde el punto de vista de justicia energética para comprender los beneficios y las cargas del sistema energético, tal como los experimentan varios grupos de partes interesadas.



**Figura 2. Actividades del estudio PR100**

En la Actividad 2 recopilamos y generamos datos para utilizarlos como información para los modelos. Buscamos comentarios de las partes interesadas sobre los tipos y las fuentes de los datos de entrada, evaluamos el valor específico de la ubicación de los recursos de energía renovable en Puerto Rico e hicimos una estimación de las áreas de tierra y mar disponibles para el desarrollo de energía renovable guiado por las prioridades locales de uso de terreno. Proyectamos la demanda de electricidad en Puerto Rico hasta 2050, incorporando cargas de uso final, adopción de vehículos eléctricos (VE) y la eficiencia energética; asimismo, modelamos la adopción de sistemas de energía solar fotovoltaica (PV, por sus siglas en inglés) distribuida y almacenamiento.

En la Actividad 3 definimos cuatro escenarios posibles (luego reducidos a tres) y dos variaciones de escenarios, con base en las amplias contribuciones de las partes interesadas, que se analizan con más detalle en la sección Escenarios. Modelamos los escenarios para comprender, en función de las limitaciones establecidas, la combinación de capacidad óptima en términos de costo de tecnologías energéticas capaces de brindar energía confiable por año hasta 2050, así como el costo de producción y la suficiencia de recursos. En esta actividad consideramos 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. Las inversiones modeladas en esta actividad fueron impulsadas por la necesidad de (1) lograr una flota generatriz adecuada para cumplir con la demanda energética de sus clientes y (2) lograr las metas establecidas en la Ley 17.

En la Actividad 4 analizamos el impacto de los escenarios modelados en el sistema de transmisión, incluida su resiliencia ante futuras interrupciones. Estudiamos los impactos en el sistema de distribución y las consideraciones relacionadas, como las microrredes. Asimismo, realizamos un análisis de impacto económico para explorar los efectos potenciales en las tarifas, incluyendo métricas relacionadas con cambios en los ingresos de los hogares por escala de ingresos en cada escenario y la creación de empleos.

En la Actividad 5 publicamos actualizaciones del progreso a los 6 meses y al año del estudio, además de estos resultados finales en español e inglés. Las publicaciones incluyen este *Informe Final PR100*, una página web y un visualizador de datos, diferentes webinars realizados en el transcurso del estudio, así como un evento público para presentar nuestros resultados y

recomendaciones para la implementación.<sup>4</sup> Realizamos esfuerzos amplios de divulgación para garantizar que los resultados llegaran a todos los que tienen un rol en la implementación del futuro energético de Puerto Rico.

A través de las tareas y actividades del estudio PR100, las preguntas que buscamos responder fueron:

### **Preguntas orientadoras**

- ¿Qué inversiones y acciones se necesitan de inmediato para garantizar un sistema energético confiable para Puerto Rico en este momento y al mismo tiempo permitir alcanzar los objetivos a largo plazo?
- ¿Cómo puede Puerto Rico garantizar que el nuevo sistema sea resiliente a eventos climáticos extremos?
- ¿Cuáles son las posibles rutas para lograr el objetivo de Puerto Rico de energía 100% renovable para 2050?
- ¿Qué tipos de grandes cambios podría significar alcanzar energía 100% renovable para la infraestructura local, como construir nuevas líneas de transmisión o mejorar los alimentadores de distribución para aumentar la capacidad de alojamiento para la generación distribuida?
- Si los puertorriqueños adoptan tecnologías energéticas como los vehículos eléctricos, ¿cómo podría eso cambiar la demanda total de electricidad?
- ¿Cuáles son los impactos de la transición energética en el empleo y la economía local?
- ¿Qué se necesita hacer para apoyar una transición energética equitativa para todos los puertorriqueños?

### **Participación de las partes interesadas y justicia energética**

Mientras los laboratorios nacionales determinaron el alcance del estudio PR100 para realizar modelaje y análisis sobre cómo Puerto Rico podría alcanzar energía 100% renovable, una vez el estudio comenzó trabajamos estrechamente con miembros de un Grupo Asesor para definir los escenarios a modelar, de manera que los resultados respondieran a sus preguntas sobre ventajas, desventajas, y resultados de las diferentes trayectorias para lograr las metas energéticas de Puerto Rico. También solicitamos su insumo sobre los métodos, datos, suposiciones y resultados del estudio. En octubre de 2023, el Grupo Asesor contaba con 116 miembros confirmados que representaban a 73 organizaciones, incluidas universidades y otras instituciones de investigación; entidades gubernamentales federales y de Puerto Rico; miembros de las industrias de energía solar y de almacenamiento; organizaciones financieras, jurídicas, comunitarias y medioambientales; comerciantes, fabricantes y consultores, así como otros sectores. Un Comité Directivo de líderes de agencias gubernamentales federales y de Puerto Rico<sup>5</sup> proporcionó orientación adicional (consulte Agradecimientos, pág. iv, para ver la lista de miembros y afiliaciones).

En el segundo año del estudio (Año 2), ampliamos nuestra participación llevando a cabo una gira de participación comunitaria y mesas redondas con el sector industrial, realizadas en coordinación con el Equipo de Recuperación y Modernización de la Red Eléctrica de Puerto Rico, dirigido por la

<sup>4</sup> Acceda a publicaciones e información sobre la asistencia técnica del DOE a Puerto Rico en las páginas web de Puerto Rico Grid Recovery and Modernization del DOE (<https://www.energy.gov/gdo/puerto-rico-grid-recovery-and-modernization>) y Multilab Energy Planning Support for Puerto Rico del NREL (<https://www.nrel.gov/state-local-tribal/multi-lab-planning-support-puerto-rico.html>).

<sup>5</sup> FEMA, HUD, PREPA, LUMA, Genera PR, Negociado de Energía de Puerto Rico (NEPR), Departamento de la Vivienda de Puerto Rico (PRDOH o Vivienda), Programa de Política Energética del Departamento de Desarrollo Económico y Comercio (DDEC) de Puerto Rico y Oficina Central de Recuperación, Reconstrucción y Resiliencia (COR3).

Secretaria de Energía de los Estados Unidos, Jennifer Granholm. A través de estos eventos profundizamos nuestra comprensión de cómo las comunidades y organizaciones se ven afectadas por el sistema energético actual y lo que quieren y no quieren ver en el sistema energético del futuro. Los cuatro grupos principales de partes interesadas con los que colaboramos se muestran en la Figura 3.



**Figura 3. Cuatro grupos principales de partes interesadas con los que colaboramos**

Nos asociamos con la Federación Hispana de Puerto Rico para asesorarnos sobre la participación de las partes interesadas y contribuir a la planificación y la facilitación de reuniones de partes interesadas y eventos comunitarios. Descubrimos que asociarnos con una organización local para facilitar eventos y asesorarnos sobre nuestra estrategia de participación fue inmensamente valioso y, en última instancia, amplió y profundizó nuestra conexión con las partes interesadas y fortaleció el estudio en general. También nos asociamos con un grupo de profesores y estudiantes de posgrado de la Universidad de Puerto Rico Mayagüez para recibir sus comentarios sobre el estudio PR100 y apoyar la colaboración con esfuerzos de investigación relacionados con el tema de energía llevadas a cabo por la universidad. La Universidad de Puerto Rico Mayagüez generó una serie de memorandos que resumen sus contribuciones sobre el modelaje del estudio PR100 y métricas de justicia energética que guiaron las decisiones de modelaje y el desarrollo de escenarios (Castro-Sitiriche et al. 2023; Irizarry-Rivera et al. 2023; Lugo-Hernández et al. 2023).

A través de nuestro trabajo con las partes interesadas profundizamos nuestra comprensión de que las personas y las organizaciones de todo Puerto Rico tienen experiencias, prioridades y visiones divergentes con respecto al futuro sistema energético. Algunos proponen enfáticamente un sistema altamente distribuido, mientras que otros están a favor de un mayor papel para las energías renovables a gran escala. Escuchamos de las partes interesadas que la energía solar y el almacenamiento en techos y la conservación de los terrenos para uso agrícola son prioridades principales para las comunidades a lo largo de todo Puerto Rico; los desafíos más comunes incluyen la carencia de título de propiedad, problemas estructurales por los cuales los edificios no son adecuados para los sistemas solares en techos, las inundaciones frecuentes y los sistemas

de agua dependientes de la energía que no funcionan durante las interrupciones eléctricas. Los hallazgos de la investigación realizada por los socios del proyecto de la Universidad de Puerto Rico Mayagüez destacan la necesidad enfocarse en el tiempo requerido para restaurar la energía al 100% de los clientes después de las interrupciones eléctricas y priorizar el acceso a energía resiliente y renovable para al menos el 5% de los clientes más vulnerables a las interrupciones eléctricas de larga duración.

Una actividad de gran alcance del estudio PR100 fue fundamentar el estudio en principios y prácticas de justicia energética, que se define en la literatura como "... el objetivo de lograr la equidad, tanto en la participación social como económica, en el sistema energético y al mismo tiempo corregir las cargas sociales, económicas y de salud de aquellos perjudicados históricamente por el sistema energético" (Baker, DeVar, and Prakash 2019). Los cinco pilares de la justicia energética que buscamos integrar a lo largo del estudio son justicia procesal, de reconocimiento, distributiva, restaurativa y transformadora (vea las definiciones en la Figura 4). Involucramos a un grupo inclusivo de partes interesadas, nos adherimos a prácticas justas para la planificación energética y realizamos una revisión de la literatura sobre justicia energética con enfoque en Puerto Rico que incluyó el conocimiento local. Cuando preguntamos a los miembros del Grupo Asesor sobre su visión para una transición energética justa para Puerto Rico, los temas que surgieron fueron:

- Acceso a la energía, asequibilidad, confiabilidad y resiliencia
- Participación comunitaria
- Desarrollo económico y de la fuerza laboral
- Ubicación y uso de terreno
- Efectos sobre la salud y el medio ambiente
- Aplicación en el sector público.



**Figura 4. Cinco pilares de la justicia energética**

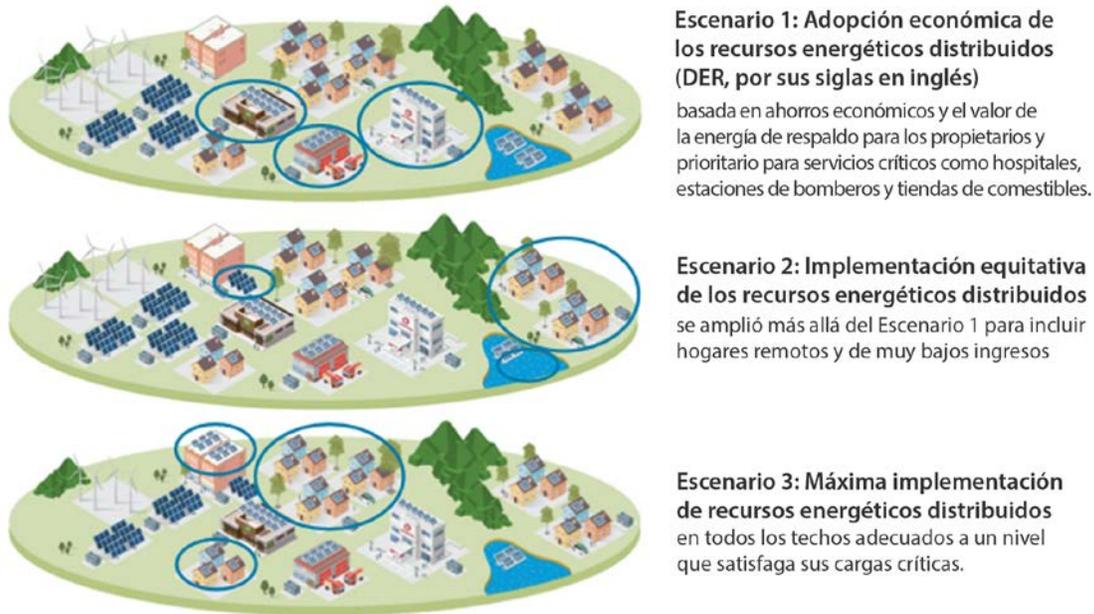
Fuentes: Jenkins et al. (2016), Heffron y McCauley (2017), Baker et al. (2019) y Lee y Byrne (2019)

## Escenarios

A base del amplio insumo de las partes interesadas, quedó claro que el alcance de la dependencia de Puerto Rico en la generación distribuida es una incertidumbre clave con respecto a la política y la estrategia de inversión de Puerto Rico en los próximos años. Para explorar las implicaciones de los diferentes niveles de generación distribuida, trabajamos estrechamente con las partes interesadas para definir tres escenarios para responder preguntas sobre ventajas, desventajas y posibles resultados para el estudio PR100.<sup>6</sup> Definimos el Escenario 1 como la adopción económica de recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) basado

<sup>6</sup>Inicialmente, definimos cuatro escenarios y, según los resultados preliminares del modelaje, redujimos el número a tres escenarios. Vea el análisis detallado en (Blair et al. 2023) (pág. 3).

principalmente en el ahorro en las facturas y el valor de la energía de respaldo para los propietarios (Económico), y el Escenario 3 como el despliegue máximo de DER en todos los techos adecuados (Máximo). Debido a que la resiliencia tenía una alta prioridad, definimos el Escenario 2 para extender la adopción de DER más allá de los niveles del Escenario 1 a hogares de muy bajos ingresos (0%-30% del ingreso promedio del área) y aquellos en áreas remotas que no habrían comprado los sistemas únicamente por motivos económicos (Equitativo). Los tres escenarios modelados en el estudio PR100 se muestran en la Figura 5.



**Figura 5. 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.

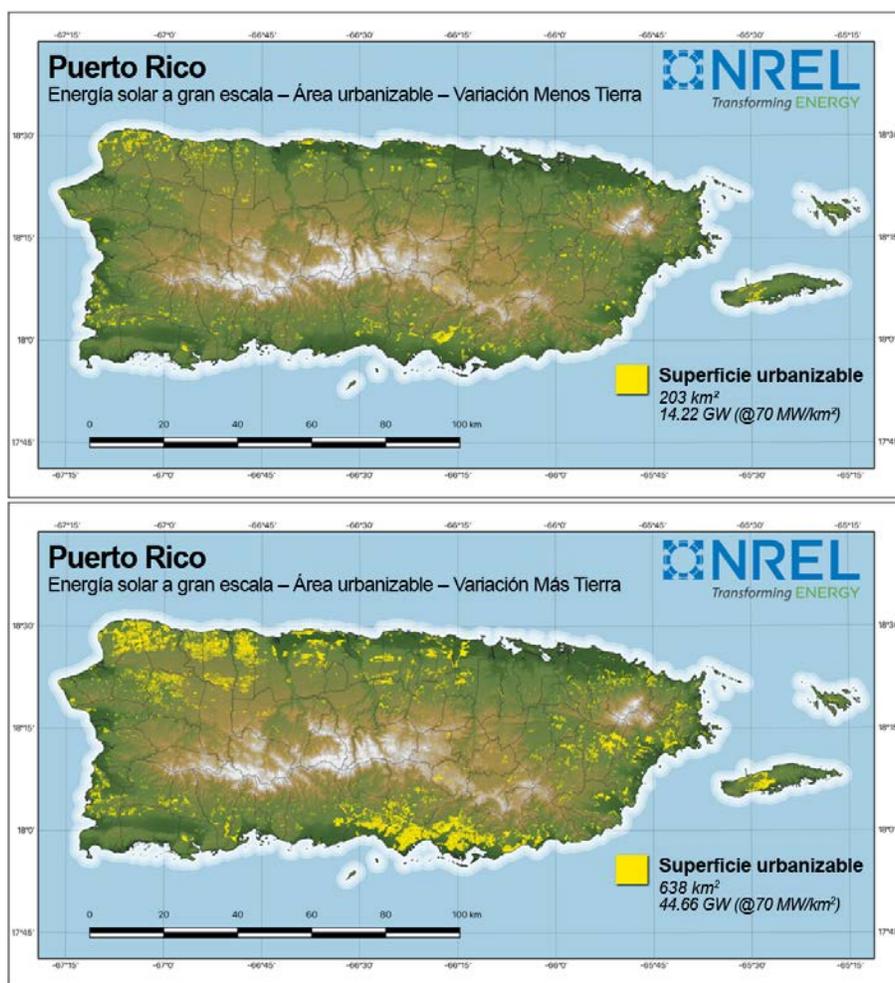
Definimos a las comunidades remotas a base de la duración de las interrupciones eléctricas después de una gran perturbación como luego del huracán María, la duración típica de las interrupciones eléctricas en ausencia de una tormenta u otro evento climatológico, y las aportaciones de expertos locales, incluidos los socios del proyecto de la Universidad de Puerto Rico Mayagüez. Para modelar el Escenario 2 (Equitativo), definimos las comunidades remotas como los 18 municipios de Puerto Rico representados en la Figura 6.



**Figura 6. Escenario 2: Mapa de municipios remotos modelados en Puerto Rico**

También definimos dos variaciones, o sensibilidades, para aplicar a los tres escenarios. La variación en el uso de terreno incluye dos variantes, Menos Tierra y Más Tierra, basándose en los comentarios de las partes interesadas de que la preservación de las tierras agrícolas es de alta prioridad para muchas personas. La Figura 7 muestra la superficie urbanizable (sombreada en amarillo) para sistemas solares fotovoltaicos a gran escala en cada variante de uso de terreno. Modelar esta variación permite evaluar si las metas de energía renovable de Puerto Rico se pueden cumplir desarrollando proyectos a gran escala solo en terrenos no designados para fines agrícolas, o si es necesario el desarrollo en terrenos agrícolas para satisfacer la demanda con energía 100% renovable.

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 Plano de Uso de Terreno de 2015 (Puerto Rico Planning Board 2015). En la variante Más Tierra (Figura 7, abajo), 638 km<sup>2</sup> están disponibles para desarrollo de energía solar, con un potencial técnico de 44.66 GW; en Menos Tierra (arriba) la superficie para posible desarrollo es de 203 km<sup>2</sup> con un potencial técnico de 14.22 GW.

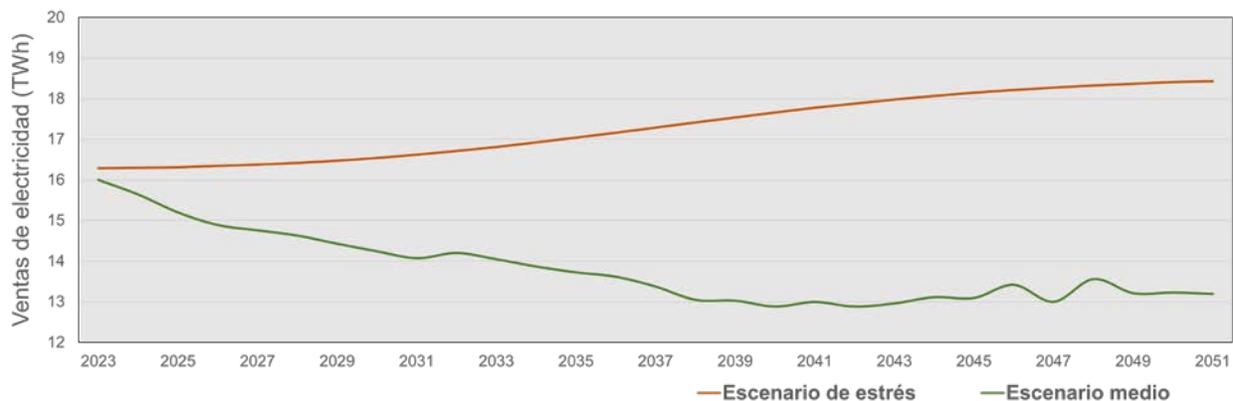


**Figura 7. Dos variaciones de uso de terreno: Menos Tierra (arriba) y Más Tierra (abajo)**

El área urbanizable para sistemas solares fotovoltaicos a gran escala está sombreada en amarillo.

Debido a la incertidumbre en torno a las proyecciones de carga eléctrica hasta 2050, también definimos una variación de carga eléctrica con dos variantes, Estimación media y Estrés (Figura 8, pág. 10). El propósito de definir una variante de carga de Estrés además de la Estimación media fue 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. Como se discutió en el Resumen de resultados y hallazgos claves, los modelos de expansión de capacidad y adecuación de recursos muestran que las capacidades totales son mayores en las variaciones del escenario de Estrés, y que se requiere capacidad adicional en las variaciones de los escenarios, tanto de Estimación media como de Estrés, para satisfacer los parámetros de medición de demanda y confiabilidad sin la necesidad de implementar tecnologías emergentes.

La proyección de la carga eléctrica implicó modelar cambios en los parámetros de carga de uso final, como el tamaño de la población, el empleo en la manufactura, el producto interno bruto y el clima; y considerar los impactos en la carga derivados de la adopción de vehículos eléctricos (VE) y la eficiencia energética. La proyección de carga de uso final de la Estimación media mostró 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. Para tener en cuenta un posible futuro en el que las cargas no disminuyan según lo proyectado, desarrollamos una carga de Estrés que 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. La adición del crecimiento proyectado en la adopción de vehículos eléctricos y las consecuentes cargas eléctricas da como resultado una mayor carga, como se ilustra en la proyección de carga de Estrés de la Figura 8.



**Figura 8. Dos variaciones de la carga eléctrica anual: Estimación media (verde) y Estrés (naranja)**

La combinación de los tres escenarios con dos variaciones, cada una con dos variantes, dio como resultado un total de 12 variaciones de escenarios modeladas en el estudio PR100. Los identificadores de escenario a los que se hace referencia en los resultados del estudio combinan el número del escenario con letras para representar las variaciones del escenario, de modo que 1LS, por ejemplo, representa el Escenario 1 (Económico), Menos Tierra (*Less Land*), Carga de Estrés (*Stress*). Vea en el Apéndice A la tabla de las 12 variaciones de escenarios y sus identificadores de escenarios.

En última instancia, el rango de los resultados de los modelos de variación de escenarios será bastante pequeño en los próximos años. Una de las principales conclusiones del análisis general, que se analiza más detalladamente en Acciones de implementación, es que, independientemente

del escenario o la fuente de energía renovable, se necesita de inmediato una mayor capacidad en el sistema para lograr un<sup>7</sup> sistema eléctrico robusto para Puerto Rico.

## Resumen de resultados y hallazgos clave

Esta sección brinda un resumen de los resultados y los hallazgos clave del estudio PR100. Comenzamos en un nivel alto con los resultados de una evaluación del potencial de recursos de energía renovable en Puerto Rico, seguidos de una evaluación de la demanda de electricidad y cómo se proyecta que cambie con el tiempo considerando las cargas de uso final y la adopción de medidas de eficiencia energética y vehículos eléctricos. Luego presentamos los resultados de una serie de ejercicios de modelaje y análisis interdependientes que evalúan los escenarios definidos y las variaciones hasta el año 2050, dados los objetivos definidos en la Ley 17 y las suposiciones y restricciones adicionales enumeradas en el Apéndice B. Para cada variación de escenario relevante, modelamos la adopción de energía solar distribuida y almacenamiento por grupo de ingresos, el aumento de la capacidad de generación, la suficiencia de recursos y el costo de producción para satisfacer la demanda y los requisitos del sistema, los impactos en los sistemas de transmisión y distribución, y los impactos económicos. También realizamos evaluaciones de la interdependencia de la infraestructura, la carga social y el riesgo climático para Puerto Rico, que no se analizan en este informe resumido.

Los resultados detallados de estos análisis, incluyendo metodologías, suposiciones, aportes e interpretaciones para cada tema, se pueden encontrar en el *Informe Final PR100*.

## Evaluación de recursos

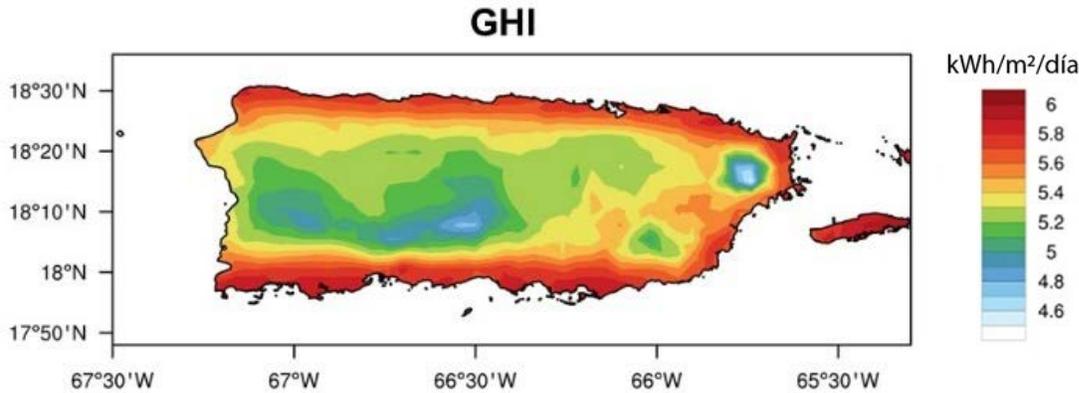
Realizamos evaluaciones de diversos recursos de energía renovable en Puerto Rico para evaluar si el potencial de recursos de energía solar, eólica, hidroeléctrica y otras fuentes es suficiente para cumplir con la meta de Puerto Rico de energía 100% renovable.<sup>8</sup> Para responder a esta pregunta, generamos conjuntos de datos de recursos multianuales de alta resolución para energía eólica terrestre, eólica marina, así como datos de pronóstico eólico y solar, y evaluamos el potencial de recursos de la energía hidroeléctrica y los recursos térmicos oceánicos. Evaluamos el área urbanizable y el potencial técnico de la energía solar, la energía eólica terrestre y la energía eólica marina a gran escala, entre otras tecnologías. Los resultados de la energía solar a gran escala se representan en la variación del escenario de uso de terreno (Figura 7, pág. 9).

Los datos de recursos se utilizan para determinar el potencial técnico de energía renovable de una tecnología determinada para definir su generación de energía alcanzable dadas las limitaciones de rendimiento del sistema, topográficas, ambientales y de uso de terreno. El potencial técnico es la cantidad total de un recurso que podría desplegarse; solo está limitado por restricciones físicas (por ejemplo, área de techos, área de terreno disponible y eficiencia técnica) y no indica una implementación probable. La Figura 9 muestra la irradiancia solar promedio de 25 años por irradiancia horizontal global (GHI, por sus siglas en inglés) para Puerto Rico, y la Figura 10 muestra las velocidades medias del viento a 20 años, la dirección del viento a 160 metros y la altura del terreno para Puerto Rico. El Apéndice C contiene instrucciones sobre cómo acceder a los datos.

---

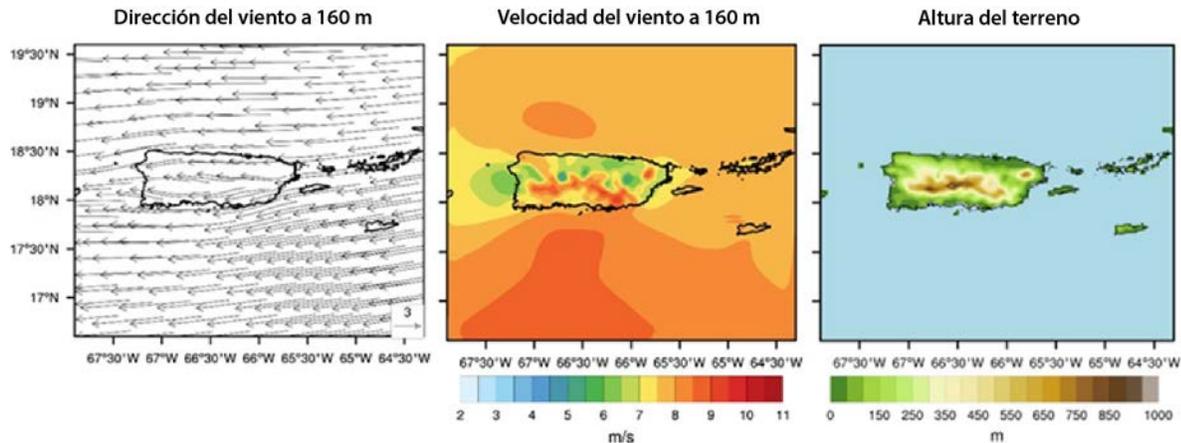
<sup>7</sup> A lo largo de este informe el término “robusto” se refiere al estado de conservación del sistema eléctrico.

<sup>8</sup>En nuestro modelaje, incluimos solo tecnologías de generación que cumplen con la definición de energía renovable en la Ley de Política Pública de Diversificación Energética por Medio de la Energía Renovable Sostenible y Alternativa en Puerto Rico (Ley 82 de 2010, en vigor). De conformidad con esta política, las tecnologías consideradas en el estudio PR100 incluyen energía solar, energía eólica, energía hidroeléctrica, energía renovable marina e hidrocinética, energía térmica oceánica y combustión de biocombustibles derivados únicamente de biomasa renovable.



**Figura 9. Mapa del GHI promedio a 25 años para Puerto Rico**

Este mapa muestra el GHI promedio diario durante 25 años de datos utilizando conjuntos de datos con resolución de 4 km y 30 minutos de la Base de Datos Nacional de Radiación Solar (NSRDB, por sus siglas en inglés).<sup>9</sup>



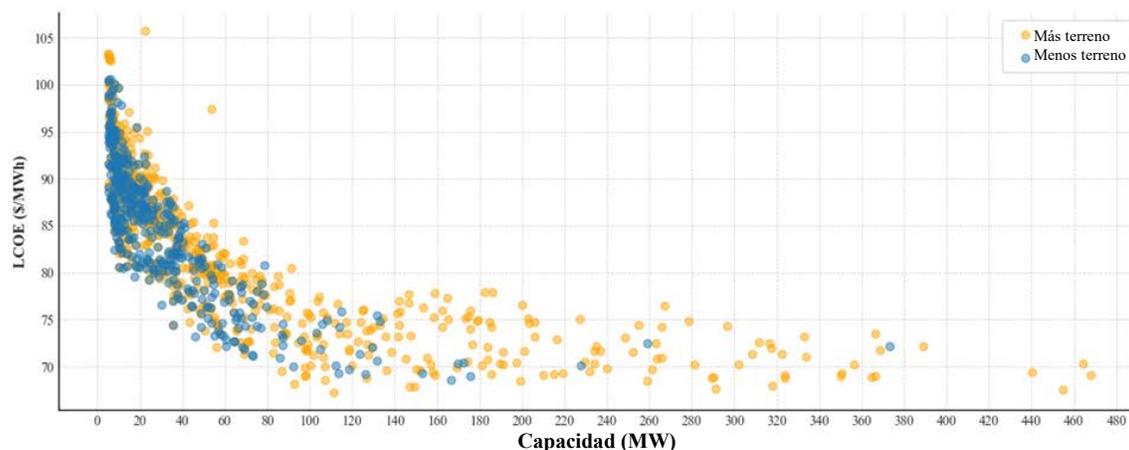
**Figura 10. Mapas de velocidad media del viento a 20 años, dirección del viento a 160 m y altura del terreno para Puerto Rico**

Hemos encontrado que, aunque la variante Menos Tierra proporciona suficiente área desarrollable para satisfacer la carga anual, se espera que la reducción en la superficie de terreno resulte en el desarrollo de un mayor número de plantas de energía solar fotovoltaica (PV) y eólicas terrestres más pequeñas que estarán más dispersas en todo Puerto Rico, mientras que el escenario Más Tierra es más probable que resulte en plantas más grandes pero en menor cantidad. Debido a la reducción en economías de escala y al aumento en la infraestructura requerida (por ejemplo, carreteras de acceso, interconexiones, etc.), los costos asociados con la implementación bajo el escenario Menos Tierra son más altos en promedio que en el escenario Más Tierra en todos los años y escenarios tecnológicos modelados. En resumen, hay más capacidad de energía solar fotovoltaica a gran escala disponible para cada sitio a un costo nivelado de electricidad (LCOE) promedio más bajo en escenarios donde hay más terreno disponible para el desarrollo que en escenarios con menos terreno (LCOE de \$75.09/MWh<sup>10</sup> y

<sup>9</sup> <https://nsrdb.nrel.gov/data-sets/how-to-access-data>

<sup>10</sup> Utilizando suposiciones de costos y financiamiento derivadas de acuerdos públicos de compra de energía y acuerdos operativos (PPOAs) en Puerto Rico, el equipo a cargo del modelaje de expansión de capacidad desarrolló

44.67 GW para Más Tierra, y \$79.02/MWh y 14.22 GW para Menos Tierra en el 2030 según los niveles de innovación tecnológica esperados) (Figura 11).<sup>11</sup>



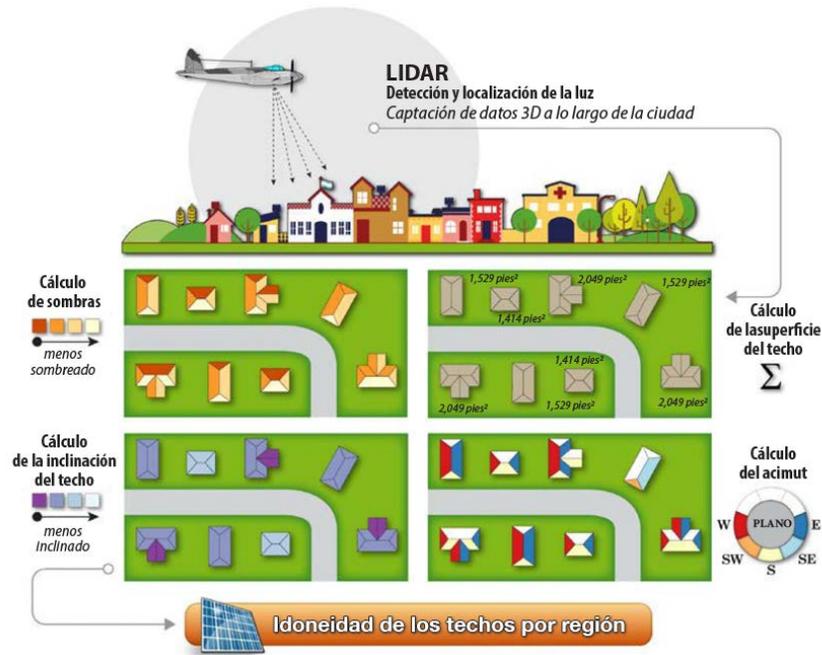
**Figura 11. Costo Nivelado de Electricidad (LCOE) total por capacidad de cada planta en el 2030 según los niveles de innovación tecnológica esperados**

Utilizamos los resultados de un análisis de NREL realizado por Mooney y Waechter (2020) para evaluar (1) cómo se distribuye geográficamente el potencial de energía solar en techos en Puerto Rico, por escala de ingresos, tipo de edificio y tenencia de los ocupantes del edificio y (2) cuánto consumo eléctrico se puede compensar con energía solar en techos. El análisis procesó escaneos de detección de luz y alcance (LIDAR) de 2015 a 2017 que cubren el 96% del volumen edificado de Puerto Rico. Los datos de LIDAR se cruzaron con las tablas demográficas del censo de recuentos de hogares por ingresos, tenencia y tipo de edificio. La generación solar se simuló para cada plano de techo utilizando PVWatts de NREL y se agregó a nivel de tramo y condado. La Figura 12 ilustra la metodología. Los resultados muestran que la generación anual potencial para todos los edificios residenciales es de 24.6 TWh/año con una capacidad potencial de 20.4 GW-cc. Para los hogares de ingresos bajos y moderados, la generación anual potencial es de 11.9 TWh/año con una capacidad potencial de 9.8 GW-cc.

---

un proceso para calcular LCOE bajo escenarios futuros de tecnología del Annual Technology Baseline (<https://www.nrel.gov/analysis/data-tech-baseline.html>).

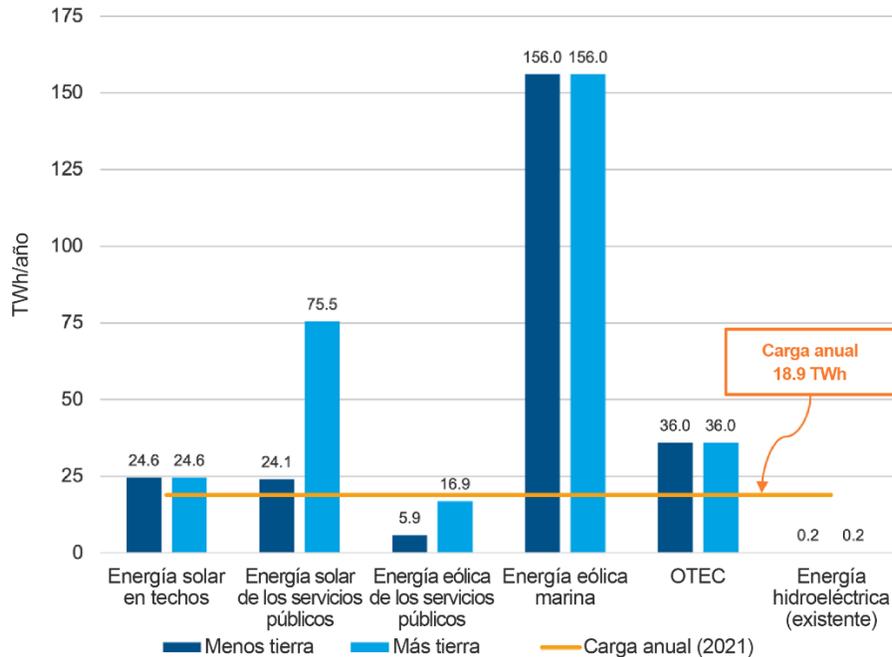
<sup>11</sup> Para obtener una discusión detallada de estos hallazgos, incluyendo el modelo LCOE de PPOA y los escenarios tecnológicos, consulte el Informe Final PR100.



**Figura 12. Ejemplo resumido de metodología de análisis de sistemas fotovoltaicos en techos**

Fuente: Mooney y Waechter (2020)

Descubrimos que el potencial de recursos de energía renovable evaluado para Puerto Rico excede en más de diez veces lo que se requiere para satisfacer las cargas anuales totales actuales y proyectadas hasta 2050 (Figura 13, pág. 15). Además, la carga eléctrica se puede satisfacer con tecnologías maduras, como la energía fotovoltaica distribuida, la energía fotovoltaica a gran escala, la energía eólica a gran escala, el almacenamiento y las plantas alternativas que funcionan con biocombustibles. Un hallazgo clave de este análisis es que el despliegue de energía fotovoltaica a gran escala en terrenos no agrícolas es suficiente para satisfacer la carga eléctrica anual total hasta 2050 en nuestros escenarios. Lograr el objetivo del 100% no requeriría ningún avance tecnológico. Las tecnologías emergentes podrían diversificar aún más la combinación de tecnologías en el futuro.



**Figura 13. Generación anual potencial en TWh de diversas tecnologías renovables comparada con la carga anual en Puerto Rico en el año 2021**

### Hallazgos clave:

- El potencial de energía renovable evaluado para Puerto Rico excede en más de diez veces las cargas anuales totales actuales y proyectadas hasta 2050.
- El potencial técnico de las tecnologías *maduras* (fotovoltaica a gran escala, fotovoltaica distribuida y energía eólica terrestre) es suficiente para lograr los objetivos de energía renovable de Puerto Rico.
- Las tecnologías emergentes podrían diversificar aún más la combinación de tecnologías en el futuro.
- Capacidad potencial de energía solar fotovoltaica a gran escala en terrenos no agrícolas es suficiente para satisfacer la carga eléctrica anual total hasta 2050 en nuestros escenarios.
- Se dispone de una mayor capacidad desarrollable de energía solar fotovoltaica a gran escala por sitio, a un LCOE promedio más bajo en escenarios donde hay más terreno disponible.

### Carga eléctrica

Como se mencionó en la sección Escenarios anterior, modelamos los cambios proyectados en la carga eléctrica de Puerto Rico modelando parámetros de carga de uso final, como el tamaño futuro de la población, cambios en empleos de manufactura, el producto interno bruto y el clima, así como los impactos de la carga de adopción de vehículos eléctricos (VE) y la eficiencia energética. Las cargas de uso final son los elementos de edificios que utilizan electricidad, como aire acondicionado, refrigeración, equipos de cocina, iluminación, enchufes y cargas industriales. En este análisis, tomamos las cargas de uso final por hora existentes para determinar si en el futuro estos perfiles aumentarían o disminuirían año por año. Como se señaló anteriormente, encontramos que se anticipa que las cargas de uso final disminuyan en todo

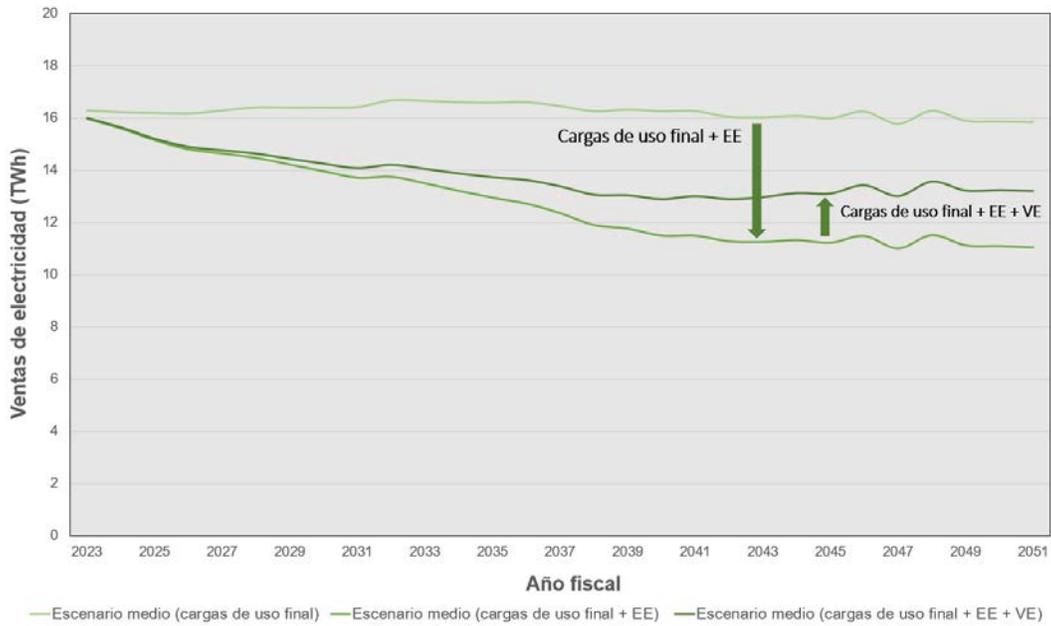
Puerto Rico para 2050 en la trayectoria de Estimación media, principalmente con base en pronósticos económicos y de población, de modo que desarrollamos una segunda trayectoria llamada carga de Estrés, que considera que la combinación de las cargas de uso final y la eficiencia energética darán como resultado ventas anuales de electricidad sin cambios y, debido a la adición de las cargas de vehículos eléctricos, la trayectoria de la carga aumenta.

En nuestro análisis de eficiencia energética, modelamos la trayectoria necesaria para lograr la meta de Puerto Rico de 30% de eficiencia energética para 2040 (Puerto Rico Legislative Assembly 2014, 57), así como una segunda trayectoria en la cual la eficiencia energética aumenta a base del consumo anual de cada uso final, el aumento proyectado en la eficiencia de la tecnología correspondiente y el porcentaje anual estimado de rotación de reserva de la tecnología. En el análisis ascendente modelamos el impacto por hora de la futura adopción de la eficiencia energética en el pronóstico de carga eléctrica. Los ahorros provienen de la rotación natural y de códigos y estándares, así como de programas. Un hallazgo clave de estos dos enfoques es que lograr el objetivo del 30% es ambicioso en comparación con los resultados del análisis ascendente, que muestran un aumento del 18% para 2050.

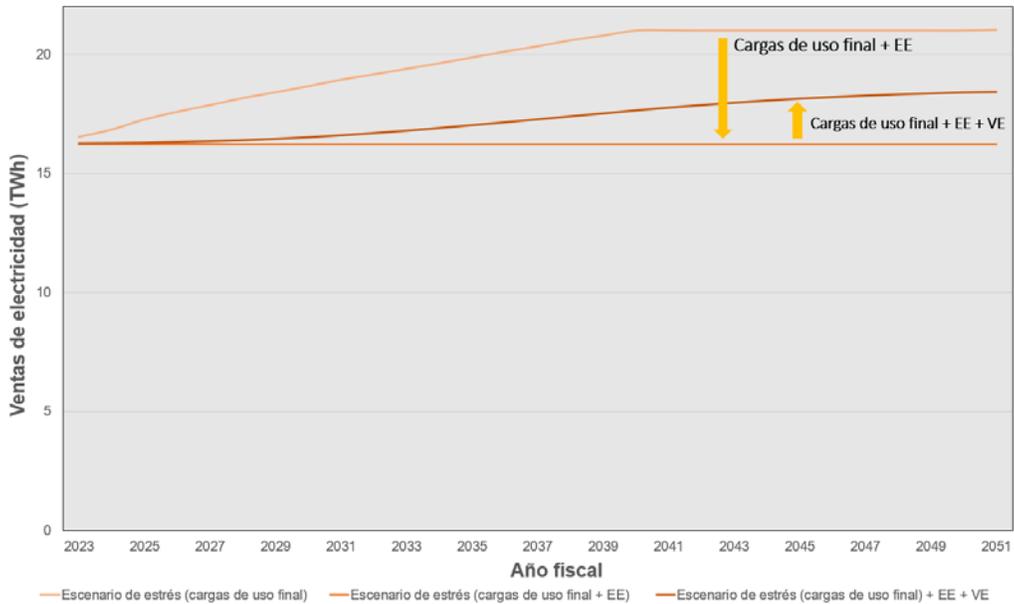
También proyectamos la adopción de vehículos eléctricos, tanto de uso ligero como de uso medio y pesado (VEUMP) y su contribución a la carga eléctrica. Basamos nuestra estimación del número de vehículos eléctricos ligeros en Puerto Rico desde ahora hasta 2050 en el censo de EE. UU. y en datos GIS de la red de carreteras de código abierto para estimar el consumo de energía por el uso y los lugares de carga. Para los VEUMP, estimamos los patrones de desplazamiento de los vehículos de uso medio y pesado existentes en Puerto Rico y luego determinamos la cantidad y la distribución geográfica de energía requeridas para cargar la población de VEUMP, considerando que la tendencia de adopción sigue una curva en S, basada en un tasa de reemplazo de los vehículos existentes en la flota del 5% anual, con un crecimiento de la fracción de vehículos eléctricos del 4% cada año entre 2025 y 2050. Luego aplicamos programas de carga para los diferentes usos finales de los VEUMP a patrones de uso para construir formas de carga eléctrica. Un hallazgo clave es que se estima que el 25% de los vehículos de uso ligero y el 47% de los vehículos de uso medio y pesado serán eléctricos para 2050.

Los resultados de carga de Estimación media y Estrés de la variación del escenario de carga eléctrica (Figura 8, pág. 10) representan las contribuciones combinadas de los tres componentes. Figura 14 y Figura 15 muestran las contribuciones de estos tres componentes en las variaciones de carga de Estimación media y Estrés. Según datos de LUMA, las ventas totales de electricidad para Puerto Rico fueron de 16,282 GWh en el año fiscal 2022. En la variante de Estimación media se proyectó que las ventas disminuirían a 14,240 GWh en el año fiscal 2030 y a 13,192 GWh en el año fiscal 2051, y los vehículos eléctricos representarían el 2% de las ventas de electricidad en el año fiscal 2030 y el 16% en el año fiscal 2051.

En la variante de Estrés, se prevé que las ventas de electricidad aumenten a 16,537 GWh en el año fiscal 2030 y a 18,422 GWh en el año fiscal 2051, y los vehículos eléctricos representarán el 2% de las ventas en el año fiscal 2030 y el 12% en el año fiscal 2051. Las ventas totales de electricidad para vehículos eléctricos son ligeramente mayores en el año fiscal 2051 en la variación de Estrés; sin embargo, las ventas para vehículos eléctricos representan un porcentaje menor de las ventas totales en el año fiscal 2051 en comparación con la variación de la Estimación media, ya que las cargas de uso final son significativamente mayores en la variación de Estrés.



**Figura 14. Proyecciones de la carga eléctrica anual:  
Variación de Estimación media, año fiscal 2023 – año fiscal 2051**



**Figura 15. Proyecciones de la carga eléctrica anual:  
Variación de Estrés, año fiscal 2023 – año fiscal 2051**

### Hallazgos clave:

- Se anticipa que las cargas de uso final disminuirán en todo Puerto Rico para 2050 en la trayectoria de Estimación media, basándose principalmente en pronósticos económicos y de población. Esta trayectoria de demanda de electricidad a la baja es diferente a la mayoría de los sistemas eléctricos, que anticipan cargas crecientes incluso con una mayor eficiencia energética.
- Las cargas de uso final en el futuro son inciertas y podrían no disminuir, suponiendo otros cambios de escenario (una inversión significativa en el sistema eléctrico que resulte en una red confiable); por lo tanto, examinamos una variedad de trayectorias de carga (Estimación media y Estrés) anticipando que las cargas reales se capturarían dentro de este rango.
- El objetivo actual de eficiencia energética del 30% para 2040 se muestra agresivo en comparación con los resultados de nuestro análisis ascendente, que muestra una eficiencia energética del 18% para el 2050. Actualmente hay recursos muy limitados disponibles para mejoras de eficiencia energética en Puerto Rico.
- Se estima que en 2050 un total del 47% de los vehículos de uso medio y pesado (VUMP) serán eléctricos.
- Se espera que los vehículos eléctricos de uso ligero (VEUL) alcancen el 25% de la flota total en 2050. Esto tendrá implicaciones para la carga general y un impacto en las tarifas y otros factores.

### Adopción de energía solar fotovoltaica distribuida (PV) y almacenamiento

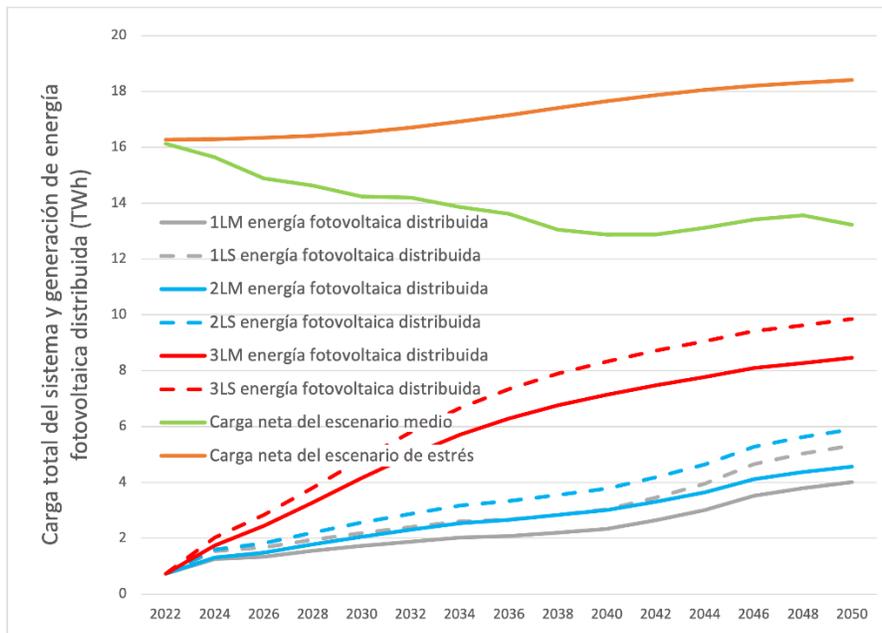
Modelamos la adopción de energía solar fotovoltaica distribuida y almacenamiento para cada escenario utilizando el modelo de demanda del mercado de generación distribuida (Distributed Generation Market Demand [dGen™]) del NREL.<sup>12</sup> Modelamos seis variaciones de escenarios (cada uno de los tres escenarios principales combinados con las variaciones de carga) porque consideramos que la variación en las políticas de uso de terreno no afecta el despliegue de la generación distribuida (sino que más bien la trayectoria de adopción de la generación distribuida afecta la cantidad de capacidad renovable adicional necesaria a gran escala). Como tal, el rango de adopción de energía solar fotovoltaica distribuida para cada escenario refleja las trayectorias de carga en las variaciones de carga de Estimación media y Estrés (Figura 8, pág. 10). Los resultados se pueden resumir de la siguiente manera:

- Los resultados del Escenario 1 representan el despliegue económico de energía solar fotovoltaica distribuida basado en ahorros en las facturas para los propietarios, combinados con un valor monetizado de energía de respaldo y con tasas de adopción regidas por los comportamientos históricos de adopción de los consumidores (para edificios residenciales, comerciales e industriales) y para servicios críticos como hospitales, estaciones de bomberos y tiendas de comestibles. Para 2050, la adopción económica de la energía solar fotovoltaica distribuida dará como resultado entre 2,500 y 3,300 MW de capacidad (de 4,000 a 5,300 TWh de generación). Estos niveles de energía solar fotovoltaica distribuida son entre 370% y 490% superiores a los 680 MW de 2023.
- Para el Escenario 2, en el que el despliegue de energía solar fotovoltaica distribuida se amplía para satisfacer las cargas críticas de las comunidades remotas y de bajos ingresos, los resultados muestran que se implementa entre el 11% y el 14% adicional de la capacidad

<sup>12</sup> <https://www.nrel.gov/analysis/dgen/>

de energía fotovoltaica distribuida más allá del Escenario 1 (para un total de 2,800 a 3,600 MW de capacidad o de 4,600 a 5,900 TWh de generación).

- Finalmente, el Escenario 3, que modela una mayor expansión de sistemas de energía fotovoltaica y almacenamiento a todos los techos adecuados para satisfacer las cargas críticas en todo Puerto Rico, da como resultado un total de capacidad de energía fotovoltaica en techos de 5,200 a 6,100 MW para 2050 (o de 8,500 a 9,900 TWh de generación), por encima de 100% más que en el Escenario 1. De manera similar, un estudio realizado en apoyo de la propuesta de Queremos Sol, con la que se diseñó el Escenario 3 para fines de comparación, encontró anteriormente que el despliegue de sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento en todos los techos residenciales y comerciales, aunque es un conjunto de edificios algo diferente de los modelajes en el estudio PR100, daría como resultado 5,000 MW de capacidad de energía fotovoltaica distribuida (Vila Biaggi, Kunkel, and Irizarry Rivera 2021).

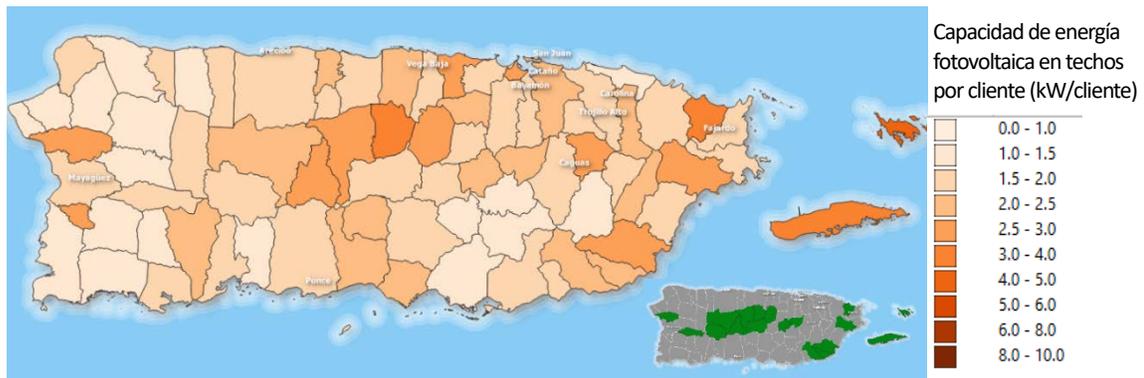


**Figura 16. Generación de energía fotovoltaica en techos en todos los escenarios y pronósticos de carga de Puerto Rico trazados para demostrar la fracción de carga anual cubierta por la generación distribuida**

La Figura 17, la Figura 18 y la Figura 19 (pág. 20) muestran la capacidad de energía fotovoltaica en techos por cliente por municipio para cada escenario para 2050. Una comparación de los tres mapas muestra una capacidad creciente de energía fotovoltaica en techos por cliente del Escenario 1 al Escenario 3. Para el Escenario 2, como se ilustra en comparación con el mapa pequeño (abajo a la derecha) de municipios que definimos como remotos (consulte la sección Escenarios para obtener información), el Escenario 2 da como resultado más capacidad por cliente en municipios remotos que el Escenario 1.



**Figura 17. Capacidad de energía fotovoltaica en techos del año 2050 por cliente para el Escenario 1 con carga de Estimación media (1 LM)**



**Figura 18. Capacidad de energía fotovoltaica en techos del año 2050 por cliente para el Escenario 2 con carga de Estimación media (2 LM)**



**Figura 19. Capacidad de energía fotovoltaica en techos del año 2050 por cliente para el Escenario 3 con carga de Estimación media (3 LM)**

Nuestro modelo supone la continuación del programa actual de compensación de medición neta hasta 2050.<sup>13</sup> Dentro de este marco, se supone que los consumidores adoptarán almacenamiento distribuido detrás del medidor que se utiliza como energía de respaldo durante las interrupciones eléctricas, que en 2021 ocurrieron en promedio con una frecuencia siete veces mayor en Puerto

<sup>13</sup>“La tasa de la compensación proporcionada es de diez (10) centavos por kilovatio-hora o el monto que resulte de restar la tarifa de combustible ajustada con base en los costos variables incurridos por la AEE exclusivamente para la compra de combustible y energía, del precio total que la AEE cobra a sus clientes, convertido en kilovatios hora, lo que resulte mayor” (Puerto Rico Legislative Assembly 2007).

Rico que en los 50 estados de EE. UU. (FOMB 2023a). En este estudio no modelamos la participación en programas de respuesta a la demanda.

Existe incertidumbre en torno a los costos de los sistemas fotovoltaicos en techos y las baterías en Puerto Rico y existe cierta evidencia que apunta a costos más bajos que los que utilizamos en el modelo. Los costos más bajos del sistema aumentarían y acelerarían la adopción de la energía fotovoltaica y la capacidad de almacenamiento en techos en el Escenario 1, ya que los sistemas de energía fotovoltaica y almacenamiento en techos serían más económicos en comparación con las tarifas de la empresa eléctrica; la adopción aumentaría en el Escenario 2 por la misma razón. Los resultados del Escenario 3 no se verían afectados porque la adopción de sistemas de energía fotovoltaica y almacenamiento en techos se impone en todos los techos adecuados en ese escenario, en lugar de depender de ciencias económicas.

#### **Hallazgo clave:**

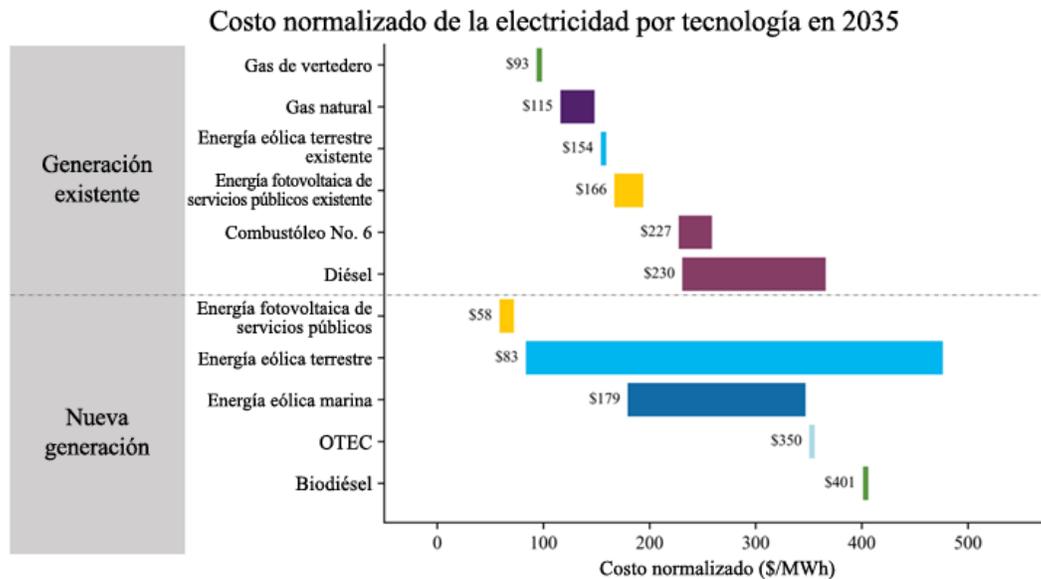
- En todos los escenarios (Escenarios 1, 2 y 3) y variaciones, la cantidad de la capacidad de sistemas de energía fotovoltaica y almacenamiento en techos desplegada en Puerto Rico para 2050 será significativa, tanto en su conjunto (de 2,500 a 6,100 MW) como en la energía instantánea suministrada de regreso a la red durante el día.
- Los resultados del modelo indican que el despliegue de sistemas de energía fotovoltaica y almacenamiento en techos continuará incluso cuando la red se vuelva más resiliente debido a factores económicos y al deseo continuo de generación local y energía de respaldo. A medida que los costos de las baterías y los sistemas de energía fotovoltaica continúen disminuyendo, su despliegue en techos podría generar capacidad adicional hacia 2050 si se construyen importantes sistemas de energía renovable a gran escala en el corto plazo.

#### ***Inversión en capacidad integrada***

Realizamos modelos de expansión de capacidad para encontrar el sistema de menor costo<sup>14</sup> para cada escenario que al mismo tiempo cumpla con la carga, la Ley 17 y los planes programados para la adquisición y el retiro de recursos. Comenzamos estableciendo el costo normalizado de la electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés) para las tecnologías nuevas y existentes. El LCOE de las tecnologías incluidas en los resultados del modelo para 2035 se muestra en la Figura 20.

---

<sup>14</sup> Por “menor costo” o “costo mínimo” nos referimos a la combinación de recursos de menor costo (generadores, cables, etc.) que en conjunto tienen la capacidad de producción de energía para satisfacer la demanda de electricidad del sistema en todo momento. Algunas partes interesadas se opusieron a este enfoque porque no toma en cuenta complejidades como los costos sociales o ambientales.



**Figura 20. Costo normalizado de la electricidad por tecnología en 2035 (costos en dólares reales de 2021)**

Luego evaluamos la suficiencia del sistema de estas optimizaciones y refinamos los resultados de la expansión para lograr niveles aceptables de suficiencia de recursos en el sistema. Con esto queremos decir que este análisis se centró en la suficiencia<sup>15</sup> y la confiabilidad operativa<sup>16</sup> de futuros sistemas para minimizar las interrupciones eléctricas que han tenido tanto impacto en Puerto Rico. Hay otros parámetros de medición de confiabilidad que no hemos incluido en este proyecto.<sup>17</sup>

Descubrimos que se necesita inmediatamente capacidad adicional de generación (en escala de cientos de megavatios) para lograr la suficiencia del sistema y reducir al mínimo las interrupciones eléctricas. De hecho, incluso si los seis tramos del Plan de Adquisición de Recursos de Generación y Almacenamiento de Energía Renovable de la AEE (PREB 2020) exitosamente dan como resultado capacidad adicional según lo planeado, aún sería necesaria una inversión significativa en aumentar la capacidad de generación para lograr un desempeño de confiabilidad aceptable.

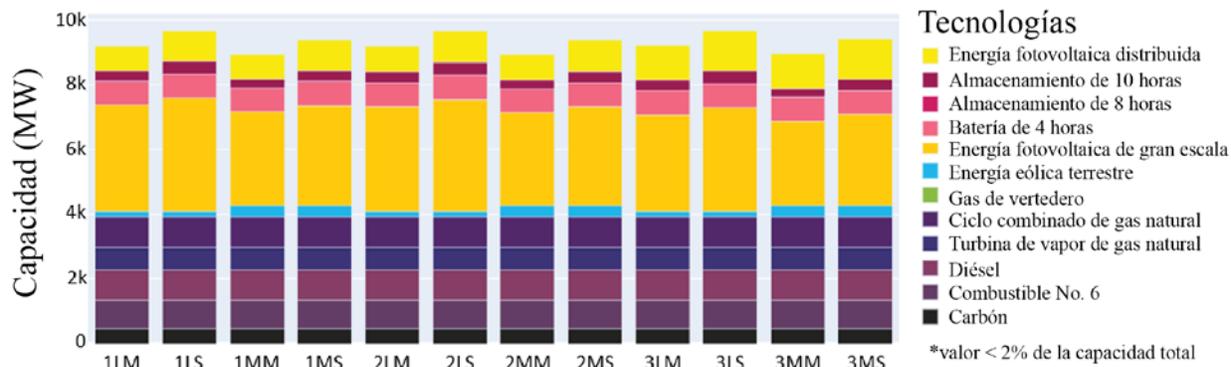
Como se muestra en la Figura 21, para lograr el 40% de energía renovable, los resultados de la planificación de expansión óptima incluyen entre 2,600 y 3,500 MW de capacidad de energía fotovoltaica a gran escala, según el escenario, junto con aproximadamente 700 MW de baterías a gran escala de 4 horas de duración, 260 a 400 MW de almacenamiento de larga duración y entre 170 y 340 MW de energía eólica terrestre. Estas adiciones de capacidad a gran escala aumentan la capacidad agregada a partir de los resultados de la adopción de sistemas de energía fotovoltaica y almacenamiento distribuida descritos en la sección anterior, que se utilizaron

<sup>15</sup>La adecuación es la capacidad del sistema eléctrico para abastecer la demanda eléctrica total y los requisitos de energía de los clientes finales en todo momento, tomando en cuenta las interrupciones programadas y no programadas razonablemente esperadas de los elementos del sistema.  
<https://www.nerc.com/AboutNERC/Documents/Terms%20AUG13.pdf>

<sup>16</sup> La confiabilidad operativa es la capacidad del sistema eléctrico a gran escala para resistir perturbaciones repentinas, como cortocircuitos eléctricos o la pérdida imprevista de elementos del sistema debido a contingencias creíbles, evitando al mismo tiempo apagones en cascada incontrolados o daños al equipo.  
<https://www.nerc.com/AboutNERC/Documents/Terms%20AUG13.pdf>

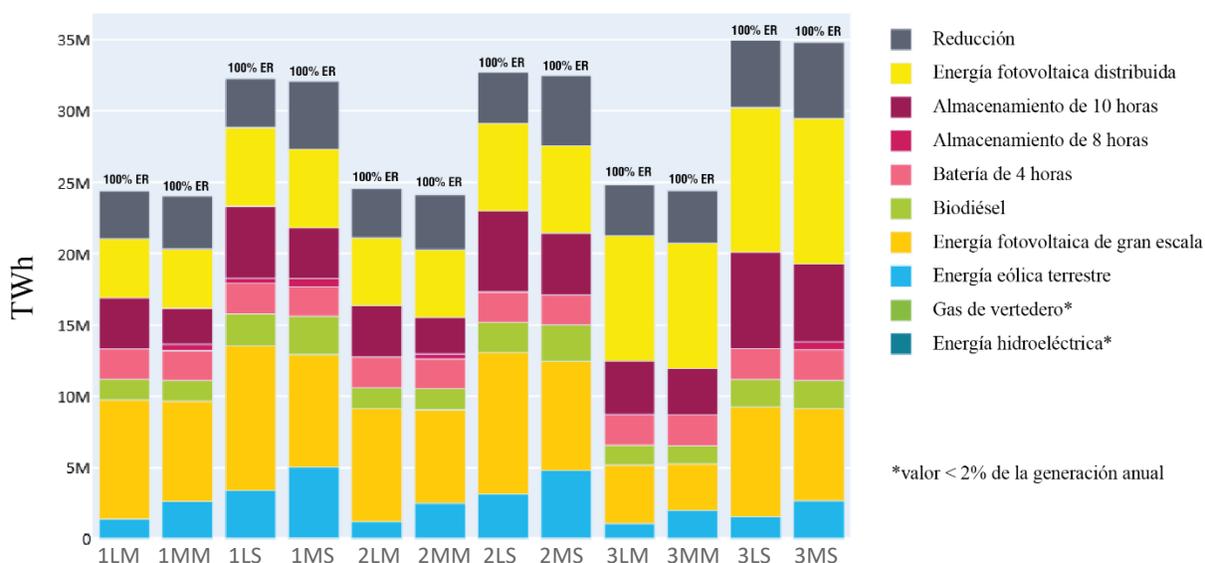
<sup>17</sup>Los parámetros de medición de confiabilidad incluyen, entre otros, reemplazo de postes; monitoreo y reemplazo de transformadores; instalación de reconectores; inspección y reemplazo de conductores; protecciones contra animales; localización de fallas, aislamiento y restauración del servicio, etc. Estos no se abordan en este estudio.

como datos fijos en el modelo de expansión de capacidad. Gran parte de los aproximadamente 4 GW de generación existente a partir de combustibles fósiles permanecieron en el sistema en esta fase. Observamos 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.



**Figura 21. Capacidad total para alcanzar el 40% de energía renovable**

Los resultados del modelaje de escenarios para 2050 (Figura 22) muestran la combinación de generación en el sistema cuando se alcance el 100% de generación mediante recursos renovables (y el sistema mantenga los requisitos de confiabilidad alcanzados en el 40%). Todas las plantas que funcionan con combustibles fósiles se retirarán para 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. 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. Para el modelo se eligió el biodiésel entre varias opciones de generación flexible, incluido el hidrógeno, ya que era la opción de menor costo para cubrir estos períodos y proporcionar capacidad confiable más allá del almacenamiento de energía.



**Figura 22. Generación eléctrica total anual por escenario para cumplir con los requisitos de generación 100% renovable para el año de estudio 2050**

A pesar de modelar varias tecnologías adicionales,<sup>18</sup> los resultados de todos los escenarios muestran una ruta hacia la energía 100% renovable impulsada por la energía solar fotovoltaica, tanto a escala distribuida como a gran escala. La energía eólica terrestre también se construye en todos los escenarios, en menor grado en las variaciones del escenario de Menos Tierra que en las variaciones del escenario de Más Tierra. Otros recursos no demostraron ser competitivos en términos de costos y desempeño. Este predominio de la energía solar, tanto distribuida como a gran escala, requiere almacenamiento o generación flexible para garantizar que la carga de los clientes residenciales, así como comerciales e industriales, se pueda satisfacer de manera confiable. Debido a que la generación solar ocurre durante el día, el sistema también necesita energía y capacidad durante la noche. De los recursos renovables disponibles para construir, esta necesidad se satisface de manera más eficaz mediante el almacenamiento y la generación flexible. Se podrían implementar otros recursos, como el almacenamiento de hidrógeno, para satisfacer esta necesidad si se presentan como las opciones menos costosas.

Se pueden hacer varias observaciones adicionales sobre los resultados del modelo del sistema eléctrico para 2050. Primero, los niveles de generación varían mucho con la carga: Las variaciones del escenario de carga de Estimación media generalmente necesitan menos generación que las cargas de Estrés. Existe una variación adicional entre los resultados del escenario de carga de Estrés, ya que parte de la generación pasa por los sistemas de almacenamiento antes de ser utilizada. Además, observamos que restringir la cantidad de terreno disponible para el desarrollo de energía renovable sí limita la cantidad de capacidad eólica terrestre desplegada en los resultados de la variación del escenario Menos Tierra. Por último, es notable la reducción de la energía solar en 2050. 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 100% renovable y sigue siendo la solución de costo mínimo de sistema.

#### **Hallazgos clave:**

- Para cumplir con el objetivo a corto plazo de 40% de RPS para 2025, así como con las necesidades de adecuación de recursos, la solución óptima del modelo de expansión de capacidad incluye múltiples GW de energía solar y almacenamiento, y algo de energía eólica terrestre, para 2025.
- En todos los escenarios, no vemos el despliegue adicional de energía eólica marina, conversión de energía térmica oceánica (OTEC) o hidrógeno en el modelo, debido principalmente a la falta de competitividad en cuanto a costos actual y proyectada.
- Los costos relativos de los generadores eólicos, solares, de baterías y de biodiésel son factores críticos de los resultados de la inversión en capacidad integrada.
- El despliegue de sistemas de energía fotovoltaica distribuida en el futuro conducirá a cierta reducción a gran escala en el modelo debido a un aumento más temprano de la energía fotovoltaica a gran escala, especialmente en el Escenario 3, y se necesitan mecanismos para evaluar eso después de 2024.

---

<sup>18</sup>Las tecnologías de generación incluidas en escenarios futuros incluyen energía fotovoltaica distribuida, energía fotovoltaica a gran escala, energía eólica terrestre a gran escala, energía eólica marina, energía hidroeléctrica, gas de vertedero, plantas de biodiésel, conversión de energía térmica oceánica (OTEC, por sus siglas en inglés) y producción y almacenamiento de hidrógeno.

## Programación operativa de la red eléctrica a gran escala

Esta sección se centra en la operación hora a hora de los futuros sistemas de la red eléctrica a gran escala proyectados como resultado de la adopción de recursos distribuidos y la expansión óptima de la capacidad. Simulamos la programación óptima de los componentes proyectados del sistema, incluida la generación a gran escala y la transmisión de alto voltaje (38 kV y superior) para satisfacer una representación consolidada de las demandas de energía y la generación distribuida para evaluar la capacidad de los futuros sistemas de energía proyectados para Puerto Rico de producir y transportar suficiente energía eléctrica para satisfacer la demanda eléctrica en todo momento. En total, analizamos 84 años de resultados del modelo de costos de producción por hora (1 año de cronogramas operativos óptimos por hora para cada escenario-variación de expansión de capacidad y año de estudio [2025, 2028, 2030, 2035, 2040, 2045 y 2050]).

Los resultados del modelo de costos de producción indican que con cambios sustanciales en las prácticas de programación operativa, todos los sistemas de variación de escenarios proyectados pueden gestionar los errores de pronóstico esperados para satisfacer la demanda de energía en todo momento durante todo el horizonte del estudio. Incluso con las prácticas de programación actualizadas, se considera que la red de transmisión de menor voltaje (38 kV) es insuficiente para respaldar las ampliaciones proyectadas del sistema. Dado que los recursos solares dominan las expansiones de generación distribuida y a gran escala, nuestros resultados muestran que hay relativamente poca necesidad de capacidad de transmisión adicional entre islas. Sin embargo, 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. La Figura 23 (pág. 25) muestra la magnitud total de las violaciones simuladas en cada escenario y año sin restringir los límites de flujo de la línea de transmisión de 38 kV. Nuestros resultados muestran que se requiere una ubicación cuidadosa de la interconexión de generación, la expansión de la transmisión y otras posibles acciones de mitigación para evitar sobrecargas frecuentes y debilitantes de la red de 38 kV, incluso con entre 40% y 50% de energía renovable, independientemente del escenario, que limitarían las capacidades de producción de energía renovable de algunas regiones.

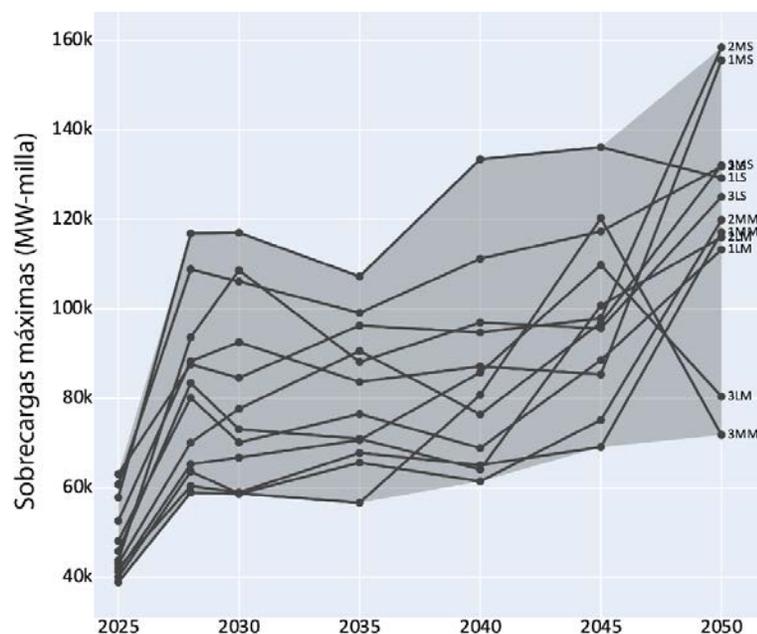


Figura 23. Sobrecargas de la línea de 38 kV con 40% y 100% de energía renovable

### Hallazgos clave:

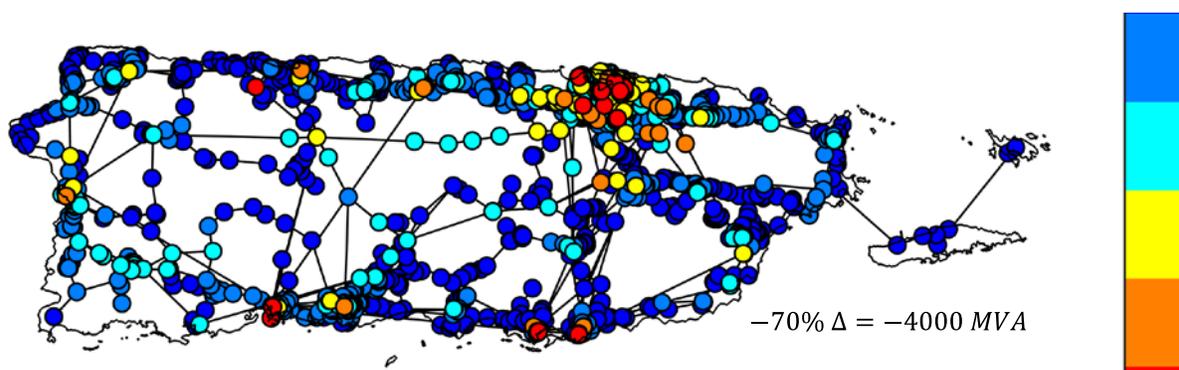
- Los componentes de la red de transmisión de menor voltaje (38 kV) son insuficientes para manejar las transiciones de sistema proyectadas.
- Las ampliaciones expansiones del sistema proyectadas tienen suficientes recursos de generación, almacenamiento y transmisión para atender errores de pronóstico y mantener un servicio confiable en condiciones normales de operación.
- Si bien será posible gestionar los errores de pronóstico, la falta de diversidad de recursos en los sistemas proyectados requerirá cambios significativos en la programación operativa para lograrlo.

### **Análisis de flujo de potencia, dinámica, e impacto en la resiliencia de la red eléctrica a gran escala**

Esta sección se centra en el modelaje y el análisis de los aspectos físico de la red eléctrica de Puerto Rico para evaluar la confiabilidad y la resiliencia del sistema. El análisis de impacto de la red eléctrica a gran escala del estudio PR100 comprende ocho aspectos principales:

1. Análisis del flujo de potencia de corriente alterna (CA) para evaluar las necesidades de equipos de control de voltaje adicionales para mantener los voltajes dentro de los límites y gestionar las fluctuaciones en el voltaje de recursos renovables distribuidos y a gran escala;
2. Análisis de la fortaleza de la red para identificar posibles necesidades de actualizaciones del sistema de protección, problemas de estabilidad y la necesidad de condensadores síncronos o equipos similares para resolver estos problemas;
3. Ajuste de modelos para mejorar los modelos dinámicos de la red para obtener una mejor línea base de análisis;
4. Análisis de estabilidad electromagnética transitoria (EMT, por sus siglas en inglés) a muy corto plazo para modelar con mayor resolución la generación renovable y sistemas de almacenamiento de energía en baterías con funciones de apoyo a la red en modo de seguimiento de la red (GFL, por sus siglas en inglés);
5. Análisis de estabilidad para penetración de energía renovable 100% instantáneos y de controles para la formación de la red (GFM, por sus siglas en inglés) de baterías y energía solar fotovoltaica para poder operar el sistema;
6. Dinámica de carga y modelaje de DER para capturar las interacciones entre los DER y las cargas que pueden causar desconexiones no deseadas de DER que potencialmente comprometan la confiabilidad;
7. Sistema de arranque en negro que utiliza un sistema de batería de almacenamiento de energía GFM para comenzar a considerar el reemplazo de los recursos de combustibles fósiles que actualmente brindan el servicio de arranque en negro; y
8. Análisis de resiliencia para estimar posibles daños a la infraestructura de generación, transmisión y distribución por eventos de huracanes, así como estudiar la capacidad del sistema futuro para recuperarse de daños severos causados por huracanes. Las ocho subsecciones correspondientes del informe completo describen las metodologías, los resultados y las consideraciones.

En este resumen destacamos dos aspectos de este análisis: la fortaleza de la red y el almacenamiento de energía.<sup>19</sup> En primer lugar, una baja resistencia de la red indica la posible necesidad de actualizaciones del sistema de protección y posibles problemas de estabilidad. Como indicador de la fortaleza de la red, la Figura 24 (pág. 27) muestra las barras colectoras (buses) en rojo que tienen más probabilidades de experimentar problemas de estabilidad y necesitarán actualización del sistema de protección (como lo indica el mayor cambio porcentual en megavoltamperios de cortocircuito [SCMVA, por sus siglas en inglés]). A medida que la generación de energía renovable aumenta del 40% al 100%, las barras colectoras (buses) de alto voltaje y las ubicaciones de generadores de combustibles fósiles existentes muestran la mayor disminución en SCMVA y, por lo tanto, tienen la menor resistencia de la red (y, en consecuencia, posibles problemas de estabilidad y necesidades de mejoras de protección) a medida que el sistema cambia a energía renovable. Las ubicaciones remotas y rurales muestran pocos cambios a pesar de tener energía fotovoltaica y eólica a gran escala más dispersa en esas áreas. En el futuro será necesario mejorar la fortaleza de la red en zonas donde se hayan retirado las plantas. Una mayor fortaleza de la red puede ayudar con la coordinación de la protección y evitar posibles problemas de estabilidad.



**Figura 24. Cambio porcentual en SCMVA del 40% al 100% de energía renovable**

En segundo lugar, los resultados muestran que la instalación de almacenamiento de energía equipado con controles avanzados de apoyo a la red será clave para mejorar la confiabilidad y la resiliencia de la red a medida que Puerto Rico haga la transición a altos niveles de energías renovables. Los controles de apoyo a la red pueden incluir control de frecuencia primario, regulación automática de voltaje, control de generación automático secundario, control de GFM y arranque en negro. Los inversores GFM pueden establecer el voltaje y la frecuencia de la red, incluso en condiciones momentáneas en las que todos los recursos sean renovables (penetración instantánea de 100% energía renovable a base de inversores); por otro lado, los inversores de seguimiento la red (ampliamente utilizados en la actualidad) necesitan otros recursos para establecer el voltaje y la frecuencia de la red antes de contribuir al soporte de la red. La funcionalidad GFM será clave para la operación confiable de la red de Puerto Rico con altos niveles de energías renovables.

El modelaje del estudio PR100 mostró una estabilidad mejorada, manteniendo la frecuencia y los voltajes dentro de un desempeño aceptable después de interrupciones repentinas de generación, fallas de transmisión y desconexiones no deseadas de DER. Se ha demostrado que los inversores GFM son necesarios para una penetración instantánea del inversor del 100% y el modelo funcionó bien para GFM en todas las baterías con controles de frecuencia rápidos con una caída del 1%; las simulaciones también mostraron que los controles GFM adicionales en la energía

<sup>19</sup> Los ocho aspectos de este análisis se describen con detalle en la Sección 10 del *Informe Final PR100*.

fotovoltaica mejoran aún más el desempeño. Además, para lograr la resiliencia del sistema, los inversores GFM pueden contribuir al arranque en negro de la red después de los huracanes (los inversores de seguimiento de la red no pueden proporcionar servicios de arranque en negro); el modelaje mostró cómo un solo sistema de baterías puede energizar el sistema de transmisión de 230 kV, proporcionando un paso importante para el arranque en negro y la restauración del sistema. La ubicación de los sistemas de almacenamiento de energía también es muy importante para la recuperación eficiente de la red después de los huracanes; las simulaciones de recuperación de la red muestran que los recursos más rápidos que pueden respaldar la recuperación, como sistemas de baterías, están disponibles en más ubicaciones.

#### **Hallazgos clave:**

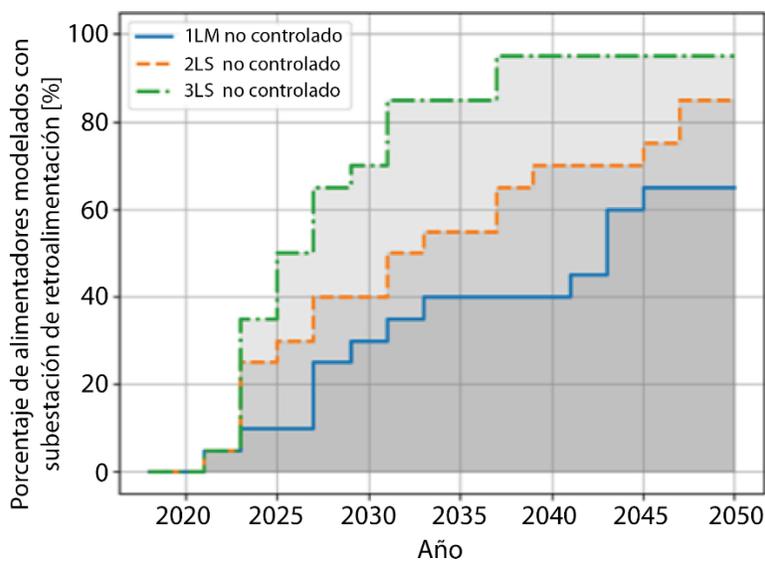
- Los resultados del modelaje muestran que para operar el sistema en momentos en que haya 100% penetración de sistemas de energía renovable a base de inversores, las funciones avanzadas del apoyo a la red, como los inversores GFM, son clave; además, se necesitan condensadores síncronos (se necesitan 1,600 megavoltamperios [MVA] en total para llevar la resistencia de la red a los niveles actuales) o equipos equivalentes para aumentar la resistencia de la red para una protección adecuada y evitar posibles problemas de estabilidad.
- Los resultados indican que para mitigar las grandes desviaciones de frecuencia y contribuir al arranque en negro y la recuperación de la red, a corto plazo serán clave entre 300 y 800 MW de almacenamiento de energía en baterías con funcionalidad GFM y la capacidad de configurar una respuesta de frecuencia rápida (caída del 1%). Las simulaciones muestran una mejora significativa de la estabilidad con desviaciones de frecuencia aceptables para casos con condiciones de penetración instantánea del inversor del 40% y 100%.

#### **Impactos en la red de distribución**

En el estudio PR100 simulamos impactos relacionados con cantidades crecientes de energía fotovoltaica distribuida conectada a nivel del sistema de distribución. El modelaje del flujo de potencia de los alimentadores de distribución se realizó para un grupo de alimentadores de distribución representativos de todo Puerto Rico. El modelaje analizó los impactos del flujo de potencia, el voltaje y la carga en la operación del alimentador con las penetraciones de energía fotovoltaica modeladas según los Escenarios 1, 2 y 3. Se señaló además que algunos alimentadores, tal como existen hoy en Puerto Rico, ya operan más allá de los voltajes estándar Rango A del Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (Kersting 2018), incluso sin generación solar fotovoltaica, como durante los períodos nocturnos. Se descubrió que esto se debía principalmente a los altos puntos de ajuste de voltaje del cabezal del alimentador y a los capacitores siempre encendidos que aumentaban el voltaje del sistema, incluso cuando el voltaje ya era alto. Para este estudio de los impactos de la energía renovable en los alimentadores de distribución, consideramos que estos alimentadores se corrigieron para operar dentro del Rango A del Instituto Nacional Estadounidense de Estándares antes de agregar cualquier sistema fotovoltaico simulado. Las correcciones incluirían que la empresa eléctrica cambie los puntos de ajuste de voltaje y elimine o reemplace los capacitores siempre encendidos con capacitores controlables.

La Figura 25 muestra el porcentaje de alimentadores con retroalimentación en los Escenarios 1, 2 y 3. La retroalimentación significa que durante los períodos del mediodía hubo más generación en el alimentador procedente de energía fotovoltaica distribuida que carga consumida por los clientes en ese alimentador. Los sistemas de distribución de Puerto Rico actualmente no pueden adaptarse a ninguna retroalimentación debido a las configuraciones existentes del sistema, que no permiten el

flujo inverso de potencia y que no se cambian fácilmente. Para resolver la retroalimentación y otros posibles problemas de voltaje y carga debidos a los altos niveles de energía fotovoltaica distribuida en el sistema de distribución, evaluamos estrategias de mitigación que incluyen funciones de apoyo a la red en sistemas fotovoltaicos (voltios/VAR y voltios/vatios), almacenamiento controlado por la empresa eléctrica ubicado en los alimentadores de distribución y participación del almacenamiento propiedad de los clientes de forma interactiva con la red (por ejemplo, carga durante los períodos del mediodía). Se encontró que al trabajar en conjunto, las combinaciones de estas estrategias eliminan casi todos los impactos negativos de los altos niveles de energía fotovoltaica distribuida.



**Figura 25. Porcentaje de alimentadores con subestaciones de retroalimentación**

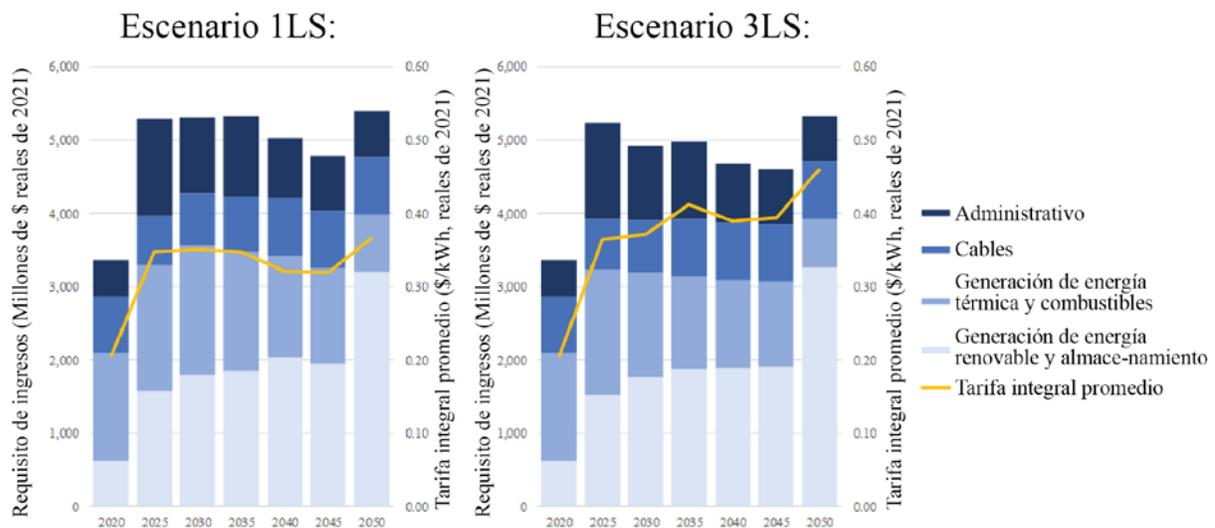
**Hallazgos clave:**

- Algunos alimentadores, tal como existen hoy en Puerto Rico, operan más allá de los voltajes estándar Rango A del Instituto Nacional Estadounidense de Estándares, incluso cuando no hay producción de energía fotovoltaica (por ejemplo, de noche). Para aislar el impacto de agregar energías renovables, se supuso que estos alimentadores estaban fijados para operar dentro de voltajes estándar antes de agregar cualquier sistema fotovoltaico simulado.
- Se descubrió que la capacidad fotovoltaica distribuida no controlada en los Escenarios 1, 2 y 3 del estudio PR100 superaba entre el 65% y el 95% de 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.
- Se descubrió que las combinaciones de estrategias de mitigación que incluyen almacenamiento controlado por la empresa eléctrica, funciones de soporte de la red fotovoltaica y uso de almacenamiento propiedad de los clientes de manera interactiva con la red eliminan casi todos los impactos negativos de las altas penetraciones de la energía fotovoltaica distribuida.

## Análisis del impacto económico

Realizamos un análisis de los impactos económicos relacionados con la transición energética de Puerto Rico. Empleamos tres tipos de análisis de impacto económico para responder preguntas sobre cuánto costará la transición energética a los ciudadanos y empresas de Puerto Rico, y cómo los ciudadanos se verán afectados económicamente: (1) análisis de tarifas eléctricas, (2) análisis del impacto macroeconómico bruto y (3) análisis del impacto macroeconómico neto. Consulte en el *Informe Final PR100* el estudio detallado de los tres análisis.

Descubrimos 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 tecnologías de generación. Debido a que la variación de costos es más significativa a lo largo del tiempo que por escenario, examinamos dos variaciones de escenarios para demostrar los cambios en los costos a lo largo del tiempo: 1LS (Escenario 1, Menos Tierra, carga de Estrés) y 3LS (Escenario 3, Menos Tierra, carga de Estrés). La Figura 26 muestra los ingresos que la empresa eléctrica debe recaudar para cubrir sus costos, conocidos como requisito de ingresos, para cada escenario junto con la tarifa eléctrica promedio total resultante (es decir, ingresos por unidad de ventas de electricidad) a lo largo del tiempo. A pesar de incurrir costos más o menos similares independientemente del nivel de adopción de energía fotovoltaica distribuida, la empresa eléctrica debe cobrar tarifas eléctricas integrales promedio sustancialmente más altas en el Escenario 3LS (derecha) que en el Escenario 1LS (izquierda), ya que el 3LS tiene 20% menos ventas de electricidad que el 1LS.



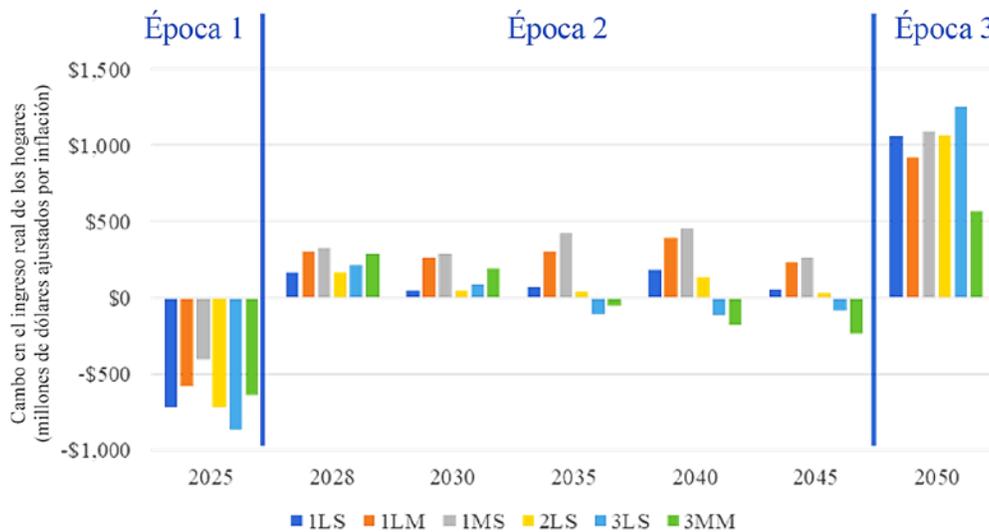
**Figura 26. Ingresos requeridos por la empresa eléctrica para cubrir sus costos en dos variaciones de escenario**

Nuestros resultados muestran que entre 2020 y 2025, el gran aumento en los costos incurridos por la empresa eléctrica fue impulsado por tres factores clave: inversiones para lograr una flota generatriz suficiente, los costos de nuevos programas de eficiencia energética y la salida de la AEE del proceso de quiebra, lo que resulta en el pago de la deuda heredada y las obligaciones de pensiones (FOMB 2023b). Es importante destacar que, como se indicó anteriormente, se necesitan inversiones significativas en generación en el corto plazo, tan solo para lograr la suficiencia de los recursos, ya que Puerto Rico sufre actualmente de interrupciones eléctricas regulares debido a la escasez de energía disponible. Debido a que nuestro modelaje supone que el sistema cumple con el requisito de la Ley 17 de energía 40% renovable para 2025,

esta inversión se realiza en recursos renovables.<sup>20</sup> Después de este período, los costos son relativamente estables entre los años 2025 y 2045, a medida que la generación de energía renovable reemplace gradualmente a la generación alimentada por combustibles fósiles, lo que lleva a una reducción de los costos relacionados, como los del combustible.

Nuestros resultados muestran que entre los años 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. Esto se debe al requisito de retirar las unidades de combustibles fósiles existentes y reemplazar 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 períodos con varios días nublados consecutivos). Sin embargo, hay que tener en cuenta que los costos de la energía y los combustibles en 2050 son muy inciertos, ya que muchos aspectos podrían cambiar durante este período.

Tanto el costo de la electricidad como la inversión en el sistema eléctrico son factores importantes para la economía de Puerto Rico. Nuestro análisis examinó el impacto de la transición a energía 100% renovable sobre la economía en general, incluido el impacto neto en el ingreso real de los hogares. En los primeros años de la transición (Época 1 en la Figura 27), el aumento de la inversión durante este período fomentó la expansión de la economía de Puerto Rico en general, pero los aumentos de las tarifas eléctricas erosionaron esas ganancias, lo que resultó en una disminución neta del ingreso real de los hogares. Durante los períodos medio y final de la transición (Épocas 2 y 3), las inversiones locales en energía renovable y las reducciones en las compras de combustibles fósiles generalmente conducen a aumentos netos en los ingresos de los hogares. Se pueden encontrar resultados macroeconómicos adicionales, incluidos los impactos en el empleo, en el *Informe Final PR100*.



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

**Figura 27. Cambios en los ingresos reales de los hogares (millones de dólares) respecto de los escenarios para todos los años**

<sup>20</sup> A modo de comparación, aplicamos una sensibilidad que relajó el requisito de RPS del 40%, pero aun así incurrimos en inversiones relacionadas con la generación para lograr una red más confiable para 2025. Los costos de la empresa eléctrica relacionados con la generación, así como el requisito de ingresos generales, fueron comparables a los incurridos cuando se impuso el requisito del 40% de RPS.

### Hallazgos clave:

- Los resultados del modelaje mostraron un aumento sustancial en los requisitos de ingresos de la empresa eléctrica (48%-57%) entre 2020 y 2025 para lograr un sistema energético más confiable y estable que también cumpliera el requisito de RPS con 40% de energía renovable, lo que se tradujo en un gran crecimiento de la tarifa eléctrica promedio total (66%-83%).
- Entre 2025 y 2045, la empresa eléctrica experimentó una disminución en sus requisitos de ingresos (9%-24%), que, combinada con los beneficios macroeconómicos positivos de las inversiones y los gastos en energía renovable, resultó en aumentos en el ingreso real de los hogares.
- Para alcanzar plenamente el requisito del 100% de RPS entre 2045 y 2050, la empresa eléctrica experimentó un aumento en sus requisitos de ingresos (4%-16%), lo que resultó en un modesto crecimiento promedio de la tarifa eléctrica (11%-17%).
- Los aumentos en las tarifas eléctricas afectan negativamente las facturas de quienes no adoptan sistemas de energía fotovoltaica en techos.
- Los hogares de muy bajos ingresos (que ganan 15,000 dólares al año o menos) eran particularmente vulnerables a grandes aumentos en las tarifas eléctricas, especialmente si era más probable que no adoptaran los sistemas de energía fotovoltaica en techos, lo que tenía implicaciones para la justicia energética.

## Acciones de implementación

En las Recomendaciones de Implementación del estudio PR100, identificamos acciones de implementación que las partes interesadas pueden tomar para avanzar hacia un sistema energético más robusto, confiable, renovable, resiliente y equitativo para Puerto Rico. Estas acciones se basan en los resultados de nuestro análisis realizado en el estudio PR100, las observaciones sobre el sistema energético actual de Puerto Rico realizadas durante el análisis del estudio PR100 y en nuestro conocimiento de las mejores prácticas del sector. Las acciones se destacan a lo largo del *Informe Final PR100* y se consolidan y analizan en las Recomendaciones de Implementación. Aquí ofrecemos un resumen combinando múltiples acciones específicas enumeradas en las Recomendaciones de Implementación en el *Informe Final PR100*. Para obtener las Recomendaciones de Implementación completas, que contienen más detalles sobre estos elementos de acción, consulte la Sección 15 del *Informe Final PR100*.

Aquí y en las Recomendaciones de Implementación organizamos las acciones de implementación en las siguientes fases temporales, que se muestran en la Figura 28:

- **Acciones inmediatas** para construir un sistema eléctrico más robusto y establecer una base para altos niveles de energía renovable.
- **Acciones a corto plazo** para lograr el 40% de energía renovable y al mismo tiempo avanzar hacia un desempeño del sistema aceptado por la industria y aumentar la resiliencia.
- **Acciones a mediano plazo** para lograr el 60% de energía renovable para obtener experiencia operativa y ser adaptativos en el diseño del sistema.
- **Acciones a largo plazo** en el camino hacia la meta de energía 100% renovable, en la que se logre el despliegue y la operación eficaces de un sistema complejo.
- **Acciones recurrentes** para mantener y mejorar continuamente el sistema y los procesos de planificación relacionados.

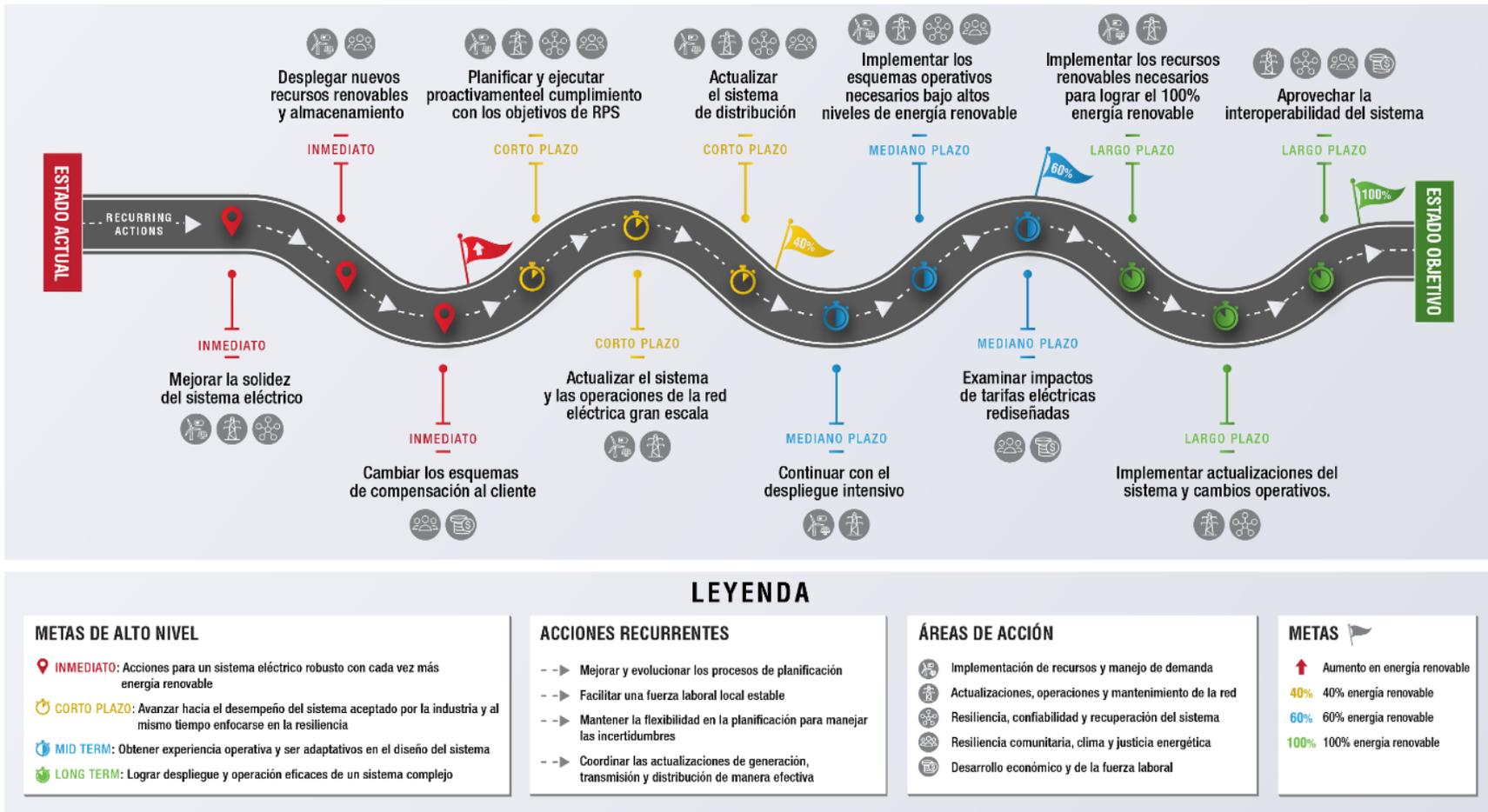


Figura 28. Organización temporal de las Recomendaciones de Implementación del Estudio PR100

Las acciones se clasifican adicionalmente por áreas temáticas (“áreas de acción”) y sectores para organizar las acciones y ayudar a identificar las partes responsables de ejecutar cada acción. Las áreas de acción y sus iconos correspondientes se muestran en la Figura 29.



**Figura 29. Áreas de acción de las Recomendaciones de Implementación**

Los cuatro sectores identificados en las Recomendaciones de Implementación que tienen un papel que desempeñar en la implementación del futuro energético de Puerto Rico son:

- Empresa eléctrica y operadores del sistema eléctrico
- Desarrolladores de energías renovables
- Reguladores de energía
- Clientes y comunidades.

### **Acciones inmediatas para un sistema eléctrico robusto con cada vez más energías renovables**

Los resultados del estudio PR100 en todos los escenarios indican que se necesita una mayor capacidad de inmediato para lograr un sistema eléctrico robusto. Los nuevos recursos renovables aumentarán la capacidad del sistema y contribuirán a la meta de corto plazo de Puerto Rico de 40% de energía renovable. La siguiente tabla describe las acciones de implementación inmediatas identificadas en el estudio PR100. Estas acciones podrían emprenderse de inmediato para ayudar a posicionar el sistema eléctrico con el objetivo de lograr un estado futuro que aumente la solidez del sistema y permita la integración de un alto nivel de energía renovable.

**Tabla 1. Acciones inmediatas identificadas en el estudio PR100**

Acciones de alto nivel	Áreas de acción	Partes interesadas
Mejorar la solidez del sistema eléctrico aumentando la capacidad y realizando reparaciones urgentes		<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Empresa eléctrica y operadores del sistema eléctrico</li> <li>✓ Desarrolladores de energías renovables</li> <li>✓ Reguladores de energía</li> </ul>
Desplegar nuevos recursos renovables y almacenamiento a través de rutas impulsadas por las partes interesadas		<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Empresa eléctrica y operadores del sistema eléctrico</li> <li>✓ Desarrolladores de energías renovables</li> <li>✓ Clientes y comunidades.</li> </ul>
Cambiar los esquemas de compensación a los clientes para incentivar la carga y la descarga temporales entre las partes interesadas.		<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Empresa eléctrica y operadores del sistema eléctrico</li> <li>✓ Reguladores de energía</li> </ul>

## *Justificación de las acciones*

### **Mejorar la solidez del sistema eléctrico aumentando la capacidad y realizando reparaciones urgentes.**

El sistema eléctrico de Puerto Rico requiere actualizaciones inmediatas para mejorar su desempeño a niveles aceptables. El sistema eléctrico se considera frágil en todos los niveles (sistemas de generación, transmisión y distribución), lo que se manifiesta en una confiabilidad deficiente, operaciones ineficaces y vulnerabilidad a eventos climatológicos extremos y otros peligros naturales (por ejemplo, huracanes, inundaciones y terremotos). Existe una necesidad inmediata de fortalecer el sistema mediante la creación de nueva capacidad y la actualización de las operaciones, los controles y el hardware del sistema de transmisión y distribución, a medida que se reconstruye la infraestructura heredada y se implementan nuevos recursos.

### **Desplegar nuevos recursos renovables y almacenamiento a través de rutas impulsadas por las partes interesadas**

Los resultados del estudio PR100 confirman la necesidad inmediata de nuevos recursos en el sistema actual para estabilizar la red y aliviar los déficits de generación actuales, incluido el despliegue rápido de recursos renovables distribuidos y a gran escala y cantidades significativas de almacenamiento para abordar los problemas actuales del sistema y contribuir a los objetivos de corto plazo de la Ley 17. Considerar las prioridades y preocupaciones de las partes interesadas y seguir las rutas impulsadas por las partes interesadas para permitir el despliegue acelerado necesario para superar las deficiencias de capacidad de generación y cumplir los objetivos de la Ley 17.

### **Cambiar los esquemas de compensación a los clientes para incentivar la carga y la descarga temporal de baterías residenciales.**

Los resultados del estudio PR100 apuntan a impactos a largo plazo en la compensación actual a los clientes con sistemas fotovoltaicos en Puerto Rico. Específicamente, no hay ningún incentivo para que los clientes usen sus baterías de manera interactiva con la red y puede haber preocupaciones de equidad en torno a las tarifas eléctricas que pagan aquellos clientes que poseen sistemas de energía distribuida en comparación con aquellos que no los tienen. Para evitar las preocupaciones sobre la capacidad de alojamiento de distribución a corto plazo y las preocupaciones sobre las tarifas a largo plazo, existe una necesidad inmediata de incentivar la carga y la descarga temporales de los sistemas de almacenamiento que son propiedad de los clientes para aumentar la capacidad de alojamiento y alinear mejor la compensación por la generación de clientes con su valor a las operaciones de la red. El Programa de Baterías de Respuesta a la Demanda de Emergencia dirigido por LUMA es un esfuerzo inicial que se puede aprovechar y desarrollar para abordar esta acción inmediata (LUMA 2023a).

### ***Corto plazo: Avanzar hacia el desempeño del sistema aceptado por la industria y al mismo tiempo enfocarse en la resiliencia (transición a 40 % de energías renovables)***

A corto plazo, el objetivo principal es mejorar el desempeño del sistema a un nivel aceptado por la industria y al mismo tiempo enfocarse en la resiliencia. En la Tabla 2 se enumeran las acciones respaldadas directamente por los hallazgos del estudio PR100 que pueden ayudar a lograr la fase de implementación a corto plazo, que es alcanzar el 40% de generación de energía renovable.

**Tabla 2. Acciones de corto plazo identificadas en el estudio PR100**

Acciones de alto nivel	Áreas de acción	Partes interesadas
<p><b>Planificar y ejecutar de forma proactiva el cumplimiento con los objetivos del RPS,</b> incluida la instalación de múltiples GW de recursos renovables y almacenamiento, así como el diseño y la implementación rápidos de la eficiencia energética para lograr los objetivos de la Ley 17.</p>		<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Empresa eléctrica y operadores del sistema eléctrico</li> <li>✓ Reguladores de energía</li> <li>✓ Desarrolladores de energías renovables</li> <li>✓ Clientes y comunidades.</li> </ul>
<p><b>Actualizar el sistema y las operaciones de la red eléctrica gran escala:</b> establecer estrategias operativas actualizadas, establecer requisitos para los inversores de formación de la red, estudiar y actualizar la red de transmisión de menor voltaje (38 kV), planificar futuras penetraciones de energías renovables e implementar el almacenamiento.</p>		<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Empresa eléctrica y operadores del sistema eléctrico</li> <li>✓ Desarrolladores de energías renovables</li> <li>✓ Reguladores de energía</li> </ul>
<p><b>Actualizar el sistema de distribución:</b> actualizar los esquemas de controles, incluida la regulación de voltaje, implementar almacenamiento en puntos críticos y priorizar las actualizaciones en alimentadores vulnerables.</p>		<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Empresa eléctrica y operadores del sistema eléctrico</li> <li>✓ Reguladores de energía</li> <li>✓ Clientes y comunidades.</li> </ul>

### Justificación de las acciones

#### Planificar y ejecutar de manera proactiva el cumplimiento con los objetivos de RPS

En todos los escenarios, es inmediatamente necesario un despliegue significativo para alcanzar el 40% de energía renovable. Varias actividades de despliegue de recursos ya están en marcha, incluidos tramos de adquisiciones para la implementación del PIR 2019 (PREB 2020) a gran escala y acciones a través del Fondo de Resiliencia Energética de Puerto Rico,<sup>21</sup> que incentiva la energía solar distribuida y el almacenamiento para hogares de muy bajos ingresos y hogares que incluyen a un miembro con una discapacidad que depende de la energía.

Podría ser necesaria una reevaluación del RPS en la Ley 17, en alineación con una propuesta de regulación del NEPR sobre la regulación del cumplimiento de los certificados de energía renovable con el RPS, que establecería objetivos anuales a partir de 2024, así como procedimientos y sanciones por incumplimiento (PREB 2023a). Entre las acciones por considerar en la reevaluación se incluyen agregar más objetivos provisionales para mantener el despliegue según lo programado, establecer objetivos de energía (MWh) que coincidan con los requisitos de adquisición, brindar orientación clara sobre los certificados de energía renovable a

<sup>21</sup> “Puerto Rico Energy Resilience Fund,” DOE Grid Deployment Office. <https://www.energy.gov/gdo/puerto-rico-energy-resilience-fund>

fin de incluir la medición de la energía fotovoltaica distribuida en los requisitos del RPS y definir claramente los impactos de las metas de RPS faltantes para aumentar la rendición de cuentas.

### **Actualizar el sistema y las operaciones de la red eléctrica a gran escala**

Como se destaca en la Figura 23 (pág. 25), es necesario actuar para mitigar el nivel modelado de sobrecargas de en el sistema de transmisión de bajo voltaje de 38 kV que surgirán con más niveles de energía renovable. Esto podría requerir varias mejoras, desde alternativas sin cables, soluciones de soporte de energía reactivo, instalación de nuevos recursos renovables y almacenamiento en ubicaciones óptimas para mitigar las violaciones, así como líneas adicionales para mejorar la gestión actual. LUMA podría realizar un estudio de modelaje detallado del sistema de 38 kV para identificar inversiones específicas como parte del proceso del PIR o como una tarea independiente. También se pueden realizar tareas adicionales para actualizar las estrategias operativas y las técnicas de pronóstico, a fin de prepararse para un sistema con alta penetración de energías renovables.

El estudio PR100 también ha identificado que el almacenamiento desempeñará un papel clave para apoyar la transición energética y mitigar varios problemas en la red en el corto plazo. La implementación en el corto plazo de sistemas de almacenamiento a gran escala con controles avanzados, tanto en la red de transmisión como en la de distribución, puede eliminar los problemas de voltaje y confiabilidad que se experimentan en escenarios de alta energía renovable. Los sistemas de almacenamiento más grandes también son importantes para las descargas ocasionales de varios días. También es fundamental utilizar sistemas de almacenamiento distribuido para respaldar la red, incluso durante las interrupciones eléctricas.

### **Actualizar el sistema de distribución**

En general, es importante iniciar el proceso de inmediato para mejorar la capacidad de alojamiento, ya que es necesario aumentar la capacidad de alojamiento del sistema de distribución para adaptarse a la aceleración en el despliegue de sistemas de energía solar en techos. Los controles de los inversores podrían ayudar a aumentar esa capacidad, al igual que las mejoras en la infraestructura de distribución y la implementación de sistemas de baterías de almacenamiento controlados por la empresa eléctrica en las líneas alimentadoras. Además, los datos transparentes y actualizados sobre la capacidad de alojamiento de la empresa eléctrica son cruciales para la adopción continua de la energía solar.

### **Mejores prácticas**

Además de los elementos de acción respaldados directamente por los hallazgos del estudio PR100 enumerados en la tabla anterior, varios elementos de acción para seguir las mejores prácticas fueron indicados directa o indirectamente por los hallazgos del estudio PR100. La resiliencia será un foco clave en el corto plazo, ya que la penetración de la energía renovable puede permitir una mayor resiliencia si se opera de manera eficaz, como la utilización para el arranque en negro y la adopción de microrredes. Para fomentar la resiliencia, los sistemas fotovoltaicos en techos podrían integrarse en microrredes. Para apoyar las operaciones bajo circunstancias normales, se pueden operar plantas de energía virtuales. La detección adicional en los sistemas de distribución y transmisión respaldará la identificación de las interrupciones eléctricas y las áreas problemáticas, y mejorará las tareas de modelaje y simulación.

### **Mediano plazo: Obtener experiencia operativa y ser adaptativos en el diseño del sistema (en operación con entre 40% y 60% de energías renovables)**

El objetivo principal a mediano plazo es que las partes interesadas adquieran experiencia operativa y sean adaptativas en el diseño del sistema a medida que se materialicen las

incertidumbres futuras. Las acciones inspiradas en el estudio PR100 que apoyan la fase de implementación del 40% al 60% de energía renovable se muestran en Tabla 3.

**Tabla 3. Acciones de mediano plazo identificadas en el estudio PR100**

Acciones de alto nivel	Áreas de acción	Partes interesadas
<b>Continuar con el despliegue intensivo</b> de recursos renovables, incluyendo cantidades significativas de sistemas de almacenamiento.		<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Empresa eléctrica y operadores del sistema eléctrico</li> <li>✓ Reguladores de energía</li> <li>✓ Desarrolladores de energías renovables</li> <li>✓ Clientes y comunidades.</li> </ul>
<b>Implementar los esquemas de operación necesarios bajo una alta penetración</b> de energías renovables, incluyendo métodos de pronóstico avanzados, reservas operativas y esquemas de coordinación de protección.		<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Empresa eléctrica y operadores del sistema eléctrico</li> <li>✓ Clientes y comunidades.</li> </ul>
<b>Examinar los impactos de las tarifas eléctricas rediseñadas</b> y los esquemas de compensación de generación distribuida, así como modificarlos según sea necesario para lograr una operación eficaz del sistema y respaldar una solución equitativa.		<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Empresa eléctrica y operadores del sistema eléctrico</li> <li>✓ Desarrolladores de energías renovables</li> </ul>

### *Justificación de las acciones*

#### **Continuar con el despliegue intensivo de recursos renovables**

Se espera continuar implementando energías renovables a un ritmo intensivo para fomentar un aumento consistente en todas las escalas de tiempo. Particularmente importante a mediano plazo será la instalación y la utilización de los sistemas de almacenamiento. Los sistemas de almacenamiento más grandes se vuelven importantes a mediano plazo, ya que las interrupciones ocasionales de varios días en la generación de recursos renovables (por ejemplo, varios días nublados consecutivos) pueden causar interrupciones en el suministro de energía en las penetraciones observadas en el mediano plazo. Además, el almacenamiento distribuido para respaldar la red, incluso durante las interrupciones eléctricas, sigue siendo muy importante a mediano plazo. La instalación de sistemas de almacenamiento y generación renovable con controles que respalden la red ayudará a superar los nuevos desafíos para la estabilidad del sistema. Una consideración adicional que cobra importancia en el mediano plazo es distribuir la generación a lo largo del territorio para evitar grandes impactos por fallas en un solo punto.

#### **Implementar esquemas de operación necesarios bajo condiciones de alta penetración.**

A mediano plazo, y ampliándose al largo plazo, será importante actualizar y probar los procedimientos para las reservas operativas y la programación para operar el sistema a medida que se vuelva más complejo, debido a la incorporación de generación renovable variable. Parte

de esto consistirá en implementar tecnologías avanzadas de pronóstico y despacho para dar forma a los ciclos de carga y descarga de la batería y controlar las cargas a través de la respuesta a la demanda, según corresponda. Será necesario realizar estudios para identificar los problemas de coordinación de la protección correcta, como el flujo inverso de energía y la sobrecarga de líneas, tanto en las redes de distribución como en las de transmisión de menor voltaje, a medida que aumente la penetración de las energías renovables.

### **Examinar los impactos de tarifas eléctricas rediseñadas**

A mediano plazo, habrá una cantidad significativa de generación que será propiedad de los clientes en todos los escenarios del estudio PR100. A mediano plazo, dado que el número de clientes que poseen sistemas de generación es de la misma magnitud que los que no los tienen, será fundamental evaluar las preocupaciones sobre la equidad en las tarifas eléctricas. Bajo la medición neta tal como existe hoy, los resultados del estudio PR100 muestran que las tarifas del servicio eléctrico para los clientes aumentarán en el largo plazo y que los hogares de bajos ingresos son especialmente vulnerables a los precios más altos de la electricidad. Los hogares de bajos ingresos también pueden tener más dificultades para adoptar sistemas de almacenamiento y energía fotovoltaica en techos debido a los mayores costos iniciales y la falta de acceso a financiamiento. Los esfuerzos en curso para brindar acceso equitativo para participar en la transición energética aliviarán estos efectos en los residentes de bajos ingresos.

### **Mejores prácticas**

Inspirada en los hallazgos del estudio PR100, a mediano plazo una mejor práctica es que las partes interesadas adquieran experiencia con las nuevas tecnologías de energía renovable. Los operadores pueden implementar recursos emergentes y resilientes de pequeña y mediana escala, como el almacenamiento de larga duración, energías renovables gestionables y otras soluciones actualmente desconocidas para obtener conocimientos básicos de su operación y prepararse para su implementación a gran escala en el largo plazo. Esto incluirá una oportunidad para identificar y evaluar diferentes soluciones de energía renovable gestionable. En esta etapa de mediano plazo, también será prudente adaptarse a los avances en la tecnología de energía renovable, los cambios en los costos relativos entre los diferentes tipos de energía renovable y los cambios climáticos que alteran los recursos y las amenazas.

### **Largo plazo: Lograr despliegue y operaciones eficaces de un sistema complejo (acercándose a energías 100% renovables)**

Los objetivos principales a largo plazo son lograr un despliegue eficaz y operar eficientemente el complejo sistema a medida que se acerca a energías 100% renovables. La incertidumbre de los últimos años es inherente a cualquier estudio que analice varias décadas. Es probable que haya cambios en la disponibilidad de tecnología (por ejemplo, almacenamiento de larga duración), costos de capital de recursos, topología de la red y otros factores clave. En la Tabla 4 se detallan las consideraciones del estudio que son relevantes para la fase final del 60% al 100% de generación de energía renovable.

**Tabla 4. Acciones de largo plazo identificadas en el estudio PR100**

Acciones de alto nivel	Áreas de acción	Partes interesadas
<p><b>Implementar los recursos renovables necesarios para lograr una penetración del 100%</b>, incluida la implementación de sistemas de almacenamiento de larga duración y recursos renovables gestionables.</p>	 	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Empresa eléctrica y operadores del sistema eléctrico</li> <li>✓ Desarrolladores de energías renovables</li> <li>✓ Reguladores de energía</li> <li>✓ Clientes y comunidades</li> </ul>
<p><b>Implementar actualizaciones del sistema y cambios operativos</b> para mitigar los problemas de congestión derivados del sistema renovable de alta penetración con generación dispersa; habilitar las capacidades de arranque en negro y recuperación de todos los activos a través de controles GFM.</p>	 	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Empresa eléctrica y operadores del sistema eléctrico</li> <li>✓ Desarrolladores de energías renovables</li> <li>✓ Reguladores de energía</li> </ul>
<p><b>Aprovechar la interoperabilidad del sistema</b> entre cargas, como una mayor adopción de vehículos eléctricos y generación variable, utilizando pronósticos avanzados, tarifas dinámicas y esquemas de compensación de exportaciones.</p>	   	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Empresa eléctrica y operadores del sistema eléctrico</li> <li>✓ Reguladores de energía</li> <li>✓ Clientes y comunidades</li> </ul>

### *Justificación de las acciones*

#### **Implementar los recursos renovables necesarios para alcanzar el 100% de penetración.**

Para lograr la penetración del 100% se necesitarán importantes instalaciones de tecnologías maduras y actualmente emergentes. A largo plazo se requiere el despliegue de energía fotovoltaica a gran escala, energía fotovoltaica distribuida, generación eólica, tecnologías de almacenamiento y recursos renovables gestionables. El estudio PR100 identificó la necesidad de más de 1,300 MW de generación de biodiésel (u otra generación “firme” equivalente), un activo gestionable que brinda flexibilidad para el sistema altamente renovable. El estudio también encontró que el despliegue de energía fotovoltaica distribuida es un componente esencial para alcanzar la penetración del 100% y es especialmente necesario para superar muchos de los desafíos de resiliencia que podría enfrentar la red de Puerto Rico; los escenarios con más sistemas de energía fotovoltaica en techos permitieron una recuperación mucho más rápida que aquellos con una generación más centralizada.

#### **Implementar actualizaciones del sistema y cambios operativos.**

Se requieren mejoras sustanciales de la red para adaptarse a la futura combinación de recursos. La red futura requerirá el aumento de nuevos equipos de protección, infraestructura de transmisión y distribución, sensores y otros elementos. El sistema de transmisión se puede fortalecer mejorando la gestión del sistema de distribución para adaptarse a penetraciones de energía fotovoltaica distribuida muy altas y desplegando condensadores síncronos. En el sistema de distribución se necesitarán capacidades de baterías de almacenamiento de hasta el doble de las

capacidades de energía fotovoltaica distribuida instaladas, aunque las necesidades de almacenamiento pueden reducirse si los sistemas de almacenamiento que son propiedad de los clientes se utilizan de forma interactiva con las operaciones de la red. En el sistema de transmisión, el estudio identificó la necesidad de una capacidad total de 1600 MVA de condensadores síncronos en ocho ubicaciones, para permitir escenarios de energía 100% renovable. Además, las tecnologías avanzadas de pronóstico y despacho deberán ser capaces de operar el sistema energético a largo plazo. La implementación de capacidades de arranque en negro y recuperación a través de controles GFM puede respaldar el uso combinado a escala completa de almacenamiento de energía, energías renovables y microrredes para arrancar en negro todo el sistema energético de Puerto Rico.

### **Aprovechar la interoperabilidad del sistema**

A largo plazo, se prevé que la adopción de vehículos eléctricos aumente la carga total del sistema en aproximadamente 15% y puede tener una mayor contribución instantánea. Se proyecta que las cargas de vehículos eléctricos aumentarán la carga máxima del sistema durante la noche, mientras que grandes cantidades de generación fotovoltaica disminuirán la carga mínima del sistema durante el día. Esto requerirá una operación eficiente y el despliegue de sistemas de almacenamiento de larga duración y generación de energía renovable gestionable. Sin embargo, esto también presenta la oportunidad de integrar cargas controlables en las operaciones del sistema. Las cargas controlables, incluidos los vehículos eléctricos, pueden ayudar a consumir la carga cuando la generación sea abundante y pueden limitar el consumo cuando la generación sea escasa. Esto ayudará a reducir las necesidades de capacidad de almacenamiento y los problemas de congestión.

### **Mejores prácticas**

El cambio climático y otros factores en evolución afectarán la gestión, la operación y el mantenimiento del sistema energético. Esto es particularmente cierto en el largo plazo, ya que los trabajos futuros sobre proyecciones climáticas de fin de siglo pueden apuntar a impactos crecientes que actualmente no son reflejados por los modelos climáticos de mediados de siglo. Las empresas eléctricas pueden mitigar estos impactos integrando la concientización climática en los procesos de planificación de la red y las operaciones diarias de las empresas eléctricas. Los planes adaptables para casos de desastre y los objetivos de resiliencia pueden evolucionar con el panorama de las amenazas.

### **Acciones recurrentes: dar mantenimiento al sistema de manera continua y mejorar los procesos de planificación**

Además de las acciones a corto, mediano y largo plazo, identificamos varias acciones recurrentes que las partes interesadas deben realizar durante la transición energética, que se detallan en la Tabla 5. Muchas de las acciones recurrentes no son hallazgos técnicos del estudio PR100, sino mejores prácticas observadas a través de la participación de las partes interesadas y el análisis de justicia energética realizado como parte del estudio PR100.

**Tabla 5. Acciones recurrentes identificadas en el estudio PR100**

Acciones de alto nivel	Áreas de acción	Partes interesadas
<p><b>Mejorar y desarrollar los procesos de planificación:</b> Identificar y seguir las rutas configuradas por las partes interesadas para implementar nuevos recursos y almacenamiento, incluida la consideración del uso de terreno y los beneficios de la resiliencia local.</p>		<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Empresa eléctrica y operadores del sistema eléctrico</li> <li>✓ Desarrolladores de energías renovables</li> <li>✓ Reguladores de energía</li> <li>✓ Clientes y comunidades.</li> </ul>
<p><b>Facilitar una fuerza laboral local estable</b> para respaldar la instalación, las operaciones y el mantenimiento del sistema durante todo el horizonte de planificación.</p>		<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Empresa eléctrica y operadores del sistema eléctrico</li> <li>✓ Clientes y comunidades.</li> </ul>

### Justificación de las acciones

#### Mejorar y evolucionar los procesos de planificación

Una acción recurrente clave que las partes interesadas deben considerar es mejorar y desarrollar de manera continua los procesos de planificación de la red. Involucrar a una amplia gama de partes interesadas para desarrollar e implementar procesos significativos para involucrar a las comunidades, evaluar el impacto potencial e interpretar las políticas de uso de terreno puede respaldar el despliegue de proyectos de energía renovable a gran escala. Desarrollar estructuras y procesos que fomenten la participación de la comunidad y del sector industrial y tomen en consideración sus perspectivas únicas y comunes puede garantizar una participación amplia y significativa de las partes interesadas en la planificación, la toma de decisiones y la implementación del futuro energético de Puerto Rico. La evaluación continua de los beneficios de la resiliencia local, como las microrredes, mejorará los esfuerzos de planificación de la resiliencia en todos los períodos. En general, esto puede ayudar a respaldar una transición energética justa e inclusiva para Puerto Rico.

#### Facilitar una fuerza laboral local estable

Desarrollar y ampliar programas de educación y capacitación laboral podría ayudar a preparar a la fuerza laboral de Puerto Rico para cubrir los 25,000 empleos estimados necesarios para la transición a energías 100% renovables. Apoyar la capacitación de la fuerza laboral dentro de Puerto Rico tiene beneficios para la economía de los hogares y de todo el territorio, así como para el conocimiento y la participación del público en el desarrollo del sistema energético. Otros esfuerzos para educar sobre el sistema energético de Puerto Rico y los programas de eficiencia energética son igualmente útiles para los ciudadanos.

### Mejores prácticas

Es probable que se produzcan cambios en la madurez de la tecnología (por ejemplo, almacenamiento de larga duración), costos de capital de recursos, políticas y otras incertidumbres clave a medida que el sistema se acerque al 100%. Esta incertidumbre es un recordatorio de que se debe mantener cierta flexibilidad en la planificación para poder realizar ajustes a medida que se revele el futuro. Además, garantizar que los procesos de planificación de la red y las decisiones de inversión posteriores estén coordinados en todos los sistemas de generación, transmisión y distribución garantizará una combinación energética diversificada con

las opciones de costo mínimo y, al mismo, tiempo abordará las prioridades de las partes interesadas y las necesidades del sistema en todo el horizonte de planificación a largo plazo.

## Conclusión

Lograr un sistema energético robusto, asequible, resiliente y equitativo para Puerto Rico impulsado por energía 100% renovable no será rápido ni fácil, pero es posible. El *Informe Final PR100* y el sitio web del estudio PR100 brindan a las partes interesadas de Puerto Rico un conjunto detallado de resultados y una visión sin precedentes del sistema energético actual y las posibilidades para el futuro basada en modelos y análisis a profundidad. El profundo compromiso con miembros de nuestro Grupo Asesor, el Comité Directivo, sectores industriales y comunidades de todo Puerto Rico por parte del equipo del proyecto PR100 dio forma a nuestra comprensión de las experiencias y prioridades que motivan a las personas que se ven afectadas y que moldearán el sistema energético del futuro. Mientras realizábamos el estudio, el panorama de la política energética, los programas, los proyectos, el financiamiento, los incentivos, los costos y otros factores del mercado continuaron cambiando, incluso cuando el huracán Fiona provocó un apagón en todo el sistema y la vida diaria se vio afectada por interrupciones eléctricas frecuentes.

Los clientes residenciales, comerciales e industriales de Puerto Rico han adoptado la energía solar y el almacenamiento en techos a un ritmo muy rápido en los últimos años. El papel de las cooperativas eléctricas y los proyectos comunitarios se está expandiendo y el nivel de interés en la transición energética en todo Puerto Rico es verdaderamente inspirador, aunque no sorprende, considerando que estos temas son una prioridad debido a los efectos generalizados y devastadores de las interrupciones del pasado. Es un momento excitante para que el pueblo de Puerto Rico se levante y diga lo que quiere y no quiere del sistema energético del futuro y contribuya a las decisiones que afectarán su vida. Como concluye el estudio PR100, corresponde a los tomadores de decisiones revisar los resultados del estudio, evaluar las ventajas y desventajas e implementar decisiones para mejorar el sistema energético ahora y prepararse para la transición hacia un futuro de energía 100% renovable confiable y resiliente.

## Referencias

- Baker, Shalanda H., Subin DeVar, and Shiva Prakash. 2019. “Energy Justice Workbook.” Institute for Energy Justice. <https://iejusa.org/workbook/>.
- Blair, Nate, Robin Burton, Murali Baggu, Haiku Sky, Tom Harris, Clayton Barrows, Vahan Gevorgian, et al. 2023. “One-Year Progress Summary Report: Preliminary Modeling Results and High-Resolution Solar and Wind Data Sets.” NREL/TP-7A40-85018. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. <https://doi.org/10.2172/1922399>.
- Brown, Austin, Philipp Beiter, Donna Heimiller, Carolyn Davidson, Paul Denholm, Jennifer Melius, Anthony Lopez, Dylan Hetteringer, David Mulcahy, and Gian Porro. 2016. “Estimating Renewable Energy Economic Potential in the United States. Methodology and Initial Results.” NREL/TP-6A20-64503. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. <https://doi.org/10.2172/1215323>.
- Castro-Sitiriche, Marcel J., Agustín A. Irizarry-Rivera, Lionel Orama-Exclusa, and Eduardo A. Lugo-Hernández. “Resilience Energy Justice and Rooftop Solar Photovoltaic Mitigation Alternatives.” University of Puerto Rico Mayagüez Department of Electrical and Computer Engineering. [http://cohemisferico.uprm.edu/pr100/pdf/Memo01UPRMpr100\\_ResilienceEnergyJustice.pdf](http://cohemisferico.uprm.edu/pr100/pdf/Memo01UPRMpr100_ResilienceEnergyJustice.pdf).
- Cochran, Jaquelin, and Paul Denholm, eds. 2021. “The Los Angeles 100% Renewable Energy Study.” NREL/TP-6A20-79444. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. <https://maps.nrel.gov/la100/>.
- DOE. 2022. “Collaboration for the Recovery and Resilience of Puerto Rico’s Energy Sector: Memorandum of Understanding Among the U.S. Department of Energy, the U.S. Department of Homeland Security, the U.S. Department of Housing and Urban Development and the Government of Puerto Rico.” U.S. Department of Energy. <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-02/MOU%20-%20DOE-DHS-HUD-Puerto%20Rico.pdf>.
- FOMB. 2023a. “2023 Certified Fiscal Plan for the Puerto Rico Electric Power Authority.” Financial Oversight and Management Board for Puerto Rico. <https://drive.google.com/file/d/1aqXCP728HU7s7uE1Ys-nHvchnJ85dvIJ>.
- . 2023b. Informative Motion of the Financial Oversight and Management Board for Puerto Rico Listing Primary Amendments to Title III Plan of Adjustment in Connection with Certification of 2023 PREPA Fiscal Plan. United States District Court District of Puerto Rico.
- Irizarry-Rivera, Agustín A., Marcel J. Castro-Sitiriche, Lionel Orama-Exclusa, and Eduardo A. Lugo-Hernández. “Distributed Rooftop Solar Photovoltaic Generation Adoption in Puerto Rico.” University of Puerto Rico Mayagüez Department of Electrical and Computer Engineering. [http://cohemisferico.uprm.edu/pr100/pdf/Memo03UPRMpr100\\_PVAdoption.pdf](http://cohemisferico.uprm.edu/pr100/pdf/Memo03UPRMpr100_PVAdoption.pdf).
- Kersting, William H. 2018. “Distribution System Modeling and Analysis.” In *Electric Power Generation, Transmission, and Distribution*. CRC Press. <http://doi.org/10.1201/9781315222424-27>.
- Lugo-Hernández, Eduardo A., Marcel J. Castro-Sitiriche, Agustín A. Irizarry-Rivera, and Lionel Orama-Exclusa. “Comprehensive Survey of Residential Photovoltaic Systems in Puerto Rico.” University of Puerto Rico Mayagüez Department of Electrical and Computer Engineering. [http://cohemisferico.uprm.edu/pr100/pdf/Memo02UPRMpr100\\_PVQuestionnaire.pdf](http://cohemisferico.uprm.edu/pr100/pdf/Memo02UPRMpr100_PVQuestionnaire.pdf).

- LUMA. 2023a. “Battery Emergency Demand Response Program Terms & Conditions (v1.0).” LUMA Energy. <https://lumapr.com/wp-content/uploads/2023/09/Battery-Emergency-DR-Program-Guidelines-V1.0.pdf>.
- . 2023b. “20231031-Resumen-Metricas-Master\_October2023.Xlsx.” October 2023. [https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fenergia.pr.gov%2Fwp-content%2Fuploads%2Fsites%2F7%2F2023%2F11%2F20231031-Resumen-Metricas-Master\\_October2023.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK](https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fenergia.pr.gov%2Fwp-content%2Fuploads%2Fsites%2F7%2F2023%2F11%2F20231031-Resumen-Metricas-Master_October2023.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK).
- PREB. 2020. “Final Resolution And Order On The Puerto Rico Electric Power Authority’s Integrated Resource Plan.” Puerto Rico Energy Bureau. <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2020/08/AP20180001-IRP-Final-Resolution-and-Order.pdf>.
- . 2022. “Filing of Resource Adequacy Study Prepared by LUMA.” Puerto Rico Energy Bureau. <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2022/09/Motion-to-Submit-Lumas-Resource-Adequacy-Study-NEPR-MI-2022-0002.pdf>.
- . 2023a. “CASE NO. NEPR-MI-2021-0011: Notice of Commencement of the Informal Process for the Adoption of the Regulation of Renewable Energy Certificates and Compliance with the Renewable Energy Portfolio of Puerto Rico.” Puerto Rico Energy Bureau. <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2023/11/20231110-MI20210011-Resolution-and-Order.pdf>.
- . 2023b. “Case No.: NEPR-AP-2023-0004. Extension of Filing Date and Scheduling Third Technical Conference for the 2024 IRP - Prefiling Process (Phase One).” Puerto Rico Energy Bureau. <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2023/12/20231220-AP20230004-Resolution-and-Order.pdf>.
- Puerto Rico Legislative Assembly. 2007. *Puerto Rico Net Metering Program Act (Act 114-2007)*. <https://bvirtualogp.pr.gov/ogp/Bvirtual/leyesreferencia/PDF/2-ingles/114-2007.pdf>.
- . 2010. *Public Policy on Energy Diversification by Means of Sustainable and Alternative Renewable Energy in Puerto Rico Act (Act 82-2010)*. <https://bvirtualogp.pr.gov/ogp/Bvirtual/leyesreferencia/PDF/2-ingles/82-2010.pdf>.
- . 2014. *Puerto Rico Energy Transformation and RELIEF Act (Act 57-2014)*. <https://bvirtualogp.pr.gov/ogp/Bvirtual/leyesreferencia/PDF/2-ingles/57-2014.pdf>.
- . 2019. *Puerto Rico Climate Change Mitigation, Adaptation, and Resilience Act (Act 33-2019)*. <https://bvirtualogp.pr.gov/ogp/Bvirtual/leyesreferencia/PDF/2-ingles/0033-2019.pdf>.
- Puerto Rico Planning Board. 2015. “Puerto Rico Land Use Plan.” Data Basin. 2015. <https://databasin.org/datasets/7f1cc5f0febc40829e5845df556981fe/>.
- Santos-Burgoa, Carlos, John Sandberg, Erick Suárez, Ann Goldman-Hawes, Scott Zeger, Alejandra Garcia-Meza, Cynthia M Pérez, et al. 2018. “Differential and Persistent Risk of Excess Mortality from Hurricane Maria in Puerto Rico: A Time-Series Analysis.” *The Lancet Planetary Health* 2 (11): e478–88. [https://doi.org/10.1016/S2542-5196\(18\)30209-2](https://doi.org/10.1016/S2542-5196(18)30209-2).
- Siemens Industry. 2019. “Puerto Rico Integrated Resource Plan 2018-2019: Draft for the Review of the Puerto Rico Energy Bureau (Rev. 2).” RPT-015-19. Schenectady, NY: Siemens Industry. <https://energia.pr.gov/wp-content/uploads/sites/7/2019/06/2-IRP2019-Main-Report-REV2-06072019.pdf>.
- Vila Biaggi, Ingrid M., Cathy Kunkel, and Agustín A. Irizarry Rivera. 2021. “We Want Sun and We Want More.” CAMBIO and IEEFA. [https://cambiopr.org/wp-content/uploads/2021/03/We-Want-Sun-and-We-Want-More-Summary-ENGLISH-03\\_21.pdf](https://cambiopr.org/wp-content/uploads/2021/03/We-Want-Sun-and-We-Want-More-Summary-ENGLISH-03_21.pdf).

## Apéndice A. Escenarios y variaciones modeladas del estudio PR100

Tabla 6. Escenarios y variaciones modeladas del estudio PR100

Número de escenario	Abreviatura del escenario	Variación 1: Uso de terreno	Variación 2: Carga eléctrica	Identificador de escenario
1	Económico	Menos	Medio	1LM
1	Económico	Menos	Estrés	1LS
1	Económico	Más	Medio	1MM
1	Económico	Más	Estrés	1MS
2	Equitativo	Menos	Medio	2LM
2	Equitativo	Menos	Estrés	2LS
2	Equitativo	Más	Medio	2MM
2	Equitativo	Más	Estrés	2MS
3	Máximo	Menos	Medio	3LM
3	Máximo	Menos	Estrés	3LS
3	Máximo	Más	Medio	3MM
3	Máximo	Más	Estrés	3MS

## Apéndice B. Suposiciones y restricciones

A continuación se presentan algunas suposiciones hechas en el estudio PR100. En las secciones pertinentes del informe completo se analizan suposiciones adicionales que sustentan análisis específicos.

- Todo el modelaje y el análisis del estudio PR100 considera el cumplimiento de la política energética de Puerto Rico, incluida la Ley 17; las definiciones de energía renovable consideradas se encuentran en:
  - Ley de Política Pública de Diversificación Energética por Medio de la Energía Renovable Sostenible y Alterna en Puerto Rico (Ley 82 de 2010, en vigor) (Puerto Rico Legislative Assembly 2010)
  - Ley de Mitigación, Adaptación y Resiliencia al Cambio Climático de Puerto Rico (Ley 33 de 2019) (Puerto Rico Legislative Assembly 2019, 33–2019)
  - Plan Integrado de Recursos (PIR) 2019 de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico (AEE) (Siemens Industry 2019; PREB 2020).
- En el modelaje incluimos únicamente tecnologías de generación que cumplen con la definición de energía renovable en la política pública antes mencionada. De conformidad con la Ley 82 en vigor, las tecnologías consideradas en el estudio PR100 incluyen la energía solar, la energía eólica, la energía hidroeléctrica, la energía renovable marina e hidrocinética, la energía térmica oceánica y la combustión de biocombustibles derivados únicamente de biomasa renovable. De los demás recursos enumerados en la Ley 82, no incluimos la energía geotérmica, la combustión de biomasa renovable ni la combustión de gas de biomasa renovable.
- El cronograma de retiro de las unidades de generación existentes con combustibles fósiles sigue los retiros establecidos en el PIR 2019 (Siemens Industry 2019; PREB 2020). Nótese que la AEE ha manifestado que los retiros planificados del PIR de 2019 se basan en suposiciones sobre costos de tecnología renovable y reducciones de carga eléctrica y que también se supone la nueva generación de energía renovable (con el cumplimiento de requisitos técnicos mínimos); por lo tanto, los retiros podrían cambiar, ya que esas suposiciones no se mantienen en el cronograma.
- La transmisión se representa de manera idéntica en las 12 variaciones de escenario utilizando un modelo de flujo de energía de CC linealizado para representar el flujo de energía activa sin pérdidas en la red. El modelo de costos de producción está configurado para imponer límites de flujo en líneas con clasificación de 115 kV y superiores, mientras que los límites de flujo se relajan en líneas de 38 kV, debido a las incertidumbres asociadas con puntos de interconexión renovables específicos y cambios en la demanda, por lo que se esperan sobrecargas de 38 kV.

## Apéndice C. Cómo acceder a datos de recursos solares y eólicos

### Conjuntos de datos de recursos solares

Los usuarios pueden acceder a los conjuntos de datos de recursos solares a través del sitio web de la Base de Datos Nacional de Radiación Solar (NSRDB) del Laboratorio Nacional de Energía Renovable de tres maneras: NSRDB Viewer, una interfaz de programación de aplicaciones o un servicio basado en la nube.<sup>22</sup>

### Conjuntos de datos de recursos eólicos

Los datos de veinte años sobre recursos eólicos (resoluciones temporales de 5 minutos y cada hora) están disponibles en el Servicio de Datos Altamente Escalables (HSDS, por sus siglas en inglés). Los usuarios pueden consultar un repositorio de GitHub con orientación de configuración para usar una computadora portátil Jupyter para acceder a los datos del HSDS.<sup>23</sup> Los usuarios deben clonar el repositorio en sus computadoras y seguir las instrucciones que comienzan en "How to Use". Una vez que los usuarios obtienen un cuaderno de muestra para trabajar con un conjunto de datos del HSDS, pueden modificarlo para que funcione con su propio conjunto de datos. Si los usuarios instalan h5pyd<sup>24</sup> y ejecutan hsconfigure, deben poder probar la conexión ejecutando hsinfo. Luego, los usuarios pueden verificar /nrel/directory ejecutando hsls. Por ejemplo, los usuarios pueden ejecutar hsls/nrel/ para ver qué hay en el directorio.

Los conjuntos de datos eólicos para Puerto Rico se encuentran en:

1. Datos por hora (puerto\_rico\_wind\_hourly\_yyyy.h5): /nrel/wtk/pr100/hourly/
2. datos de 5 min (puerto\_rico\_wind\_5min\_yyyy.h5): /nrel/wtk/pr100/5min/

---

<sup>22</sup> Véase "How to Access the Data," NREL, <https://nsrdb.nrel.gov/data-sets/how-to-access-data>.

<sup>23</sup> <https://github.com/NREL/hsds-examples>

<sup>24</sup> Como se muestra en las instrucciones disponibles en <https://github.com/NREL/hsds-examples>

National Renewable Energy Laboratory  
15013 Denver West Parkway, Golden, CO 80401  
303-275-3000 • [www.nrel.gov](http://www.nrel.gov)

*NREL imprime en papel con contenido reciclado.*

NREL es un laboratorio nacional del Departamento de Energía de EE. UU., Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable, operado por la Alianza para la Energía Sostenible, LLC.

NREL/TP-6A20-88616 • Febrero 2024

