

GOBIERNO DE PUERTO RICO
JUNTA REGLAMENTADORA DE SERVICIO PÚBLICO
NEGOCIADO DE ENERGÍA DE PUERTO RICO



IN RE: REVISIÓN DEL PLAN INTEGRADO
DE RECURSOS DE LA AUTORIDAD DE
ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

CASO NÚM.: NEPR-AP-2018-0001

ASUNTO Aprobación de Traducción.

RESOLUCIÓN Y ORDEN

El Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico (“Negociado de Energía”) acordó la traducción al idioma español del documento original titulado *Final Resolution and Order on the Puerto Rico Electric Power Authority’s Integrated Resource Plan* aprobado en el idioma inglés el 24 de agosto de 2020. De haber alguna discrepancia entre las versiones en español e inglés del documento, prevalecerán las disposiciones de la versión original en inglés.

Se **ORDENA** a la Secretaria del Negociado de Energía publicar la traducción aquí aprobada.

Notifíquese y publíquese.




Edison Avilés Deliz
Presidente



Ángel R. Rivera de la Cruz
Comisionado Asociado



Lillian Mateo Santos
Comisionada Asociada



Ferdinand A. Ramos Soegaard
Comisionado Asociado



Sylvia B. Ugarte Araujo
Comisionada Asociada

CERTIFICACIÓN

Certifico que así lo acordó la mayoría de los miembros del Negociado de Energía de Puerto Rico el 9 de octubre de 2020. Certifico además que el 9 de octubre de 2020 copia electrónica de esta Resolución y Orden a: astrid.rodriguez@prepa.com; jorge.ruiz@prepa.com; n-vazquez@aeep.com; c-aquino@prepa.com; mvazquez@diazvaz.law; axel.colon@aes.com; kbolanos@diazvaz.law; acarbo@edf.org; javier.ruajovet@sunrun.com; mgrpcorp@gmail.com; pedrosaade5@gmail.com; rmurthy@earthjustice.org; carlos.reyes@ecoelectrica.com; ccf@tcmrslaw.com; victorluisgonzalez@yahoo.com; hriviera@oipc.pr.gov; jriviera@cnslpr.com; manuelgabrielfernandez@gmail.com; acasellas@amgprlaw.com; corey.brady@weil.com; paul.demoudt@shell.com; escott@ferraiuoli.com; sproctor@huntonak.com; agraitfe@agraitlawpr.com; cfl@mcvpr.com; sierra@arctas.com; tonytorres2366@gmail.com; apagan@mpmlawpr.com; info@liga.coop; amaneser2020@gmail.com; sboxerman@sidley.com; bmundel@sidley.com; gnr@mcvpr.com; rstgo2@gmail.com; larroyo@earthjustice.org; jluebkemann@earthjustice.org; loliver@amgprlaw.com; epo@amgprlaw.com; robert.berezin@weil.com; marcia.goldstein@weil.com; jonathan.polkes@weil.com; gregory.silbert@weil.com; maortiz@lvprlaw.com; rnegron@dnlawpr.com; castrodiappalaw@gmail.com; voxpopulix@gmail.com; paul.demoudt@shell.com; GiaCribbs@huntonak.com; aconer.pr@gmail.com; rtorbert@rmi.org; apagan@mpmlawpr.com; sboxerman@sidley.com y bmundel@sidley.com. Además, certifico que el 9 de octubre de 2020 he procedido con el archivo en autos de la Resolución y Orden emitida por Negociado de Energía de Puerto Rico.

Para que así conste, firmo la presente en San Juan, Puerto Rico, el 9 de octubre de 2020


Wanda I. Cordero Morales
Secretaria



**GOBIERNO DE PUERTO RICO
JUNTA REGLAMENTADORA DE SERVICIO PÚBLICO
NEGOCIADO DE ENERGÍA DE PUERTO RICO**

IN RE: REVISIÓN DEL PLAN INTEGRADO
DE RECURSOS DE LA AUTORIDAD DE
ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

CASO NÚM.: CEPR-AP-2018-0001

SUBJECT: Resolución y Orden Final sobre el
Plan Integrado de Recursos de la Autoridad
de Energía Eléctrica de Puerto Rico.

RESOLUCIÓN Y ORDEN FINAL
SOBRE EL PLAN INTEGRADO DE RECURSOS DE LA
AUTORIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PUERTO RICO

CONTENIDO

I. INTRODUCCIÓN.....	1
A. Resumen de las decisiones del Negociado de Energía.....	3
1. Determinaciones relacionadas al Plan Preferido de Recursos propuesto por la Autoridad.....	3
2. Determinaciones relativas al cumplimiento de la Autoridad con las normas del Negociado para el PIR	5
3. Aprobación de un PIR modificado con plan de acción modificado.....	17
4. Preparación para el próximo ciclo de PIR	24
B. Objetivos y requisitos legales	24
1. Ley 82-2010, conocida como <i>Ley de Política Pública de Diversificación Energética por Medio de la Energía Renovable Sostenible y Alternativa en Puerto Rico</i> ("Ley 82")	25
2. Ley 83-2010, conocida como la <i>Ley de Incentivos de Energía Verde de Puerto Rico</i> ("Ley 83")	25
3. Ley 57-2014, conocida como la <i>Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico</i> ("Ley 57").....	26
4. Ley 120-2018, conocida como la <i>Ley para Transformar el Sistema Eléctrico de Puerto Rico</i> ("Ley 120").....	28
5. Ley 17-2019, conocida como la <i>Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico</i> ("Ley 17")	29
6. Resumen de cómo el Plan de Acción Modificado aborda los objetivos y requisitos legislativos	30
C. Reglamentos del Negociado de Energía relevantes para estos procedimientos	32
1. Planes Integrados de Recursos.....	32
2. Reglamentos sobre microredes	33
3. Reglamentos sobre eficiencia energética y respuesta a la demanda	34
4. Reglamentos sobre mecanismos de incentivos al desempeño.....	35
D. Metas y Objetivos del PIR.....	36
E. Antecedentes y contexto de los cambios desde el PIR 2015	38
1. Antecedentes reglamentarios - Reglas finales del PIR, Reglamento 9021	38
2. Cambio tecnológico y económico (costos de recursos).....	38
3. Cambios demográficos que afectan al PIR (estimado de carga).....	39
4. Impactos exógenos sobre el PIR	39



5. Efectos físicos y eléctricos de los huracanes y terremotos sobre la resiliencia.....	40
F. Resumen del proceso del Negociado de Energía.....	41
II. SOLICITUD DE LA AUTORIDAD.....	43
A. Descripción general del enfoque de la Autoridad.....	43
B. Escenarios, estrategias, sensibilidades y nomenclatura	44
1. Escenarios.....	44
2. Estrategias.....	47
3. Miniredes	47
4. Sensibilidades	48
5. Nomenclatura	49
C. Modelaje 49	
D. Análisis suplementario en respuestas a Solicitud de Información ("ROI" por sus siglas en inglés)	51
1. Órdenes del Negociado de Energía con respecto a la conversión de combustible de AES	51
2. ROI del Negociado de Energía PREB-PREPA 6 a la Autoridad.....	52
3. ROI del Negociado de Energía PREB-PREPA 7 a la Autoridad.....	52
4. ROI del Negociado de Energía PREB-PREPA 9 a la Autoridad.....	53
5. ROI de AES-PR AES-PR-PREPA 1 a la Autoridad	53
6. ROI del Negociado de Energía PREB-PREPA 10 a la Autoridad.....	53
III. ANÁLISIS Y HALLAZGOS POR ÁREA TEMÁTICA	54
A. Estimado de carga	54
1. La radicación de la Autoridad	55
2. Interventores	59
3. <i>Amicus Curiae</i>	62
4. Discusión.....	62
B. Eficiencia energética y respuesta a la demanda	66
1. La radicación de la Autoridad	67
2. Interventores	74
3. <i>Amicus Curiae</i>	80
4. Discusión.....	81



C. Opciones de recursos existentes: Descripción y documentación	85
1. Requisitos del PIR	85
2. La radicación de la Autoridad	86
3. Interventores	96
4. Discusión	98
D. Evaluación de las necesidades de recursos.....	101
1. La radicación de la Autoridad	102
2. Interventores	106
3. Discusión	107
E. Nuevas opciones de recursos: Recursos de suministro de GD y a escala de empresa de servicios públicos (<i>utility scale</i>).....	120
1. La presentación de la Autoridad.....	120
2. Interventores	135
3. Refutación e informes de la Autoridad	152
4. Discusión	158
F. Supuestos y pronósticos.....	171
1. La radicación de la Autoridad	171
2. Interventores	176
3. Radicación de refutación por la Autoridad	181
4. Amicus Curiae	181
5. Discusión	181
G. Documentación y análisis del desarrollo del plan de recursos.....	192
1. La radicación de la Autoridad	193
2. Interventores	214
3. Amicus Curiae	217
4. Discusión y hallazgos.....	217
H. Advertencias y limitaciones	242
1. La radicación de la Autoridad	243
I. Sistema de transmisión y distribución.....	245
1. La radicación de la Autoridad	245
2. Interventores	258
3. Amicus Curiae	262



4. Discusión.....	263
IV. PLAN DE ACCIÓN	281
A. Radicación de la Autoridad.....	281
1. Recursos de Suministro.....	282
2. Transmisión y Distribución	286
3. Recursos del lado de la demanda.....	289
B. Interventores.....	289
1. AES Puerto Rico (“AES-PR”)	289
2. Arctas.....	290
3. Fondo Ambiental de Defensa (EDF, por sus siglas en ingles)	292
4. Empire Gas	295
5. Oficina Independiente de Protección del Consumidor (“OIPC”).....	295
6. Organizaciones Locales Ambientales (“LEOs”)	297
7. Interventores Sin Fines de Lucro (“NFP”, por sus siglas en español).....	301
8. Progresión de Energía.....	304
9. Asociación de Almacenamiento Solar y de Energía– Puerto Rico (“SESA-PR” por sus siglas en ingles)	304
10. Sunrun	304
11. Wartsila.....	306
12. <i>Amicus Curiae</i>	306
C. Refutación de la Autoridad y Alegatos	307
D. Discusión.....	310
V. PREPARACIÓN PARA EL NUEVO CICLO PIR.....	340
A. Elementos de Acción Específicos	341
VI. DETERMINACIONES DE HECHOS Y CONCLUSIONES DE DERECHO	346
VII. CONCLUSIÓN.....	354
Appendix A. CRONOLOGÍA E HISTORIA DEL PROCEDIMIENTO	A-1
Appendix B. RESUMEN DE LOS COMENTARIOS PÚBLICOS	B-1



Appendix C. RESULTADO MODELAJE ESCENARIOS DE RECURSOSC-1

Appendix D. ABREVIATURAS..... D-1



I. INTRODUCCIÓN

1. El 15 de marzo de 2018, el Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio Público de Puerto Rico ("Negociado de Energía" o "NEPR") emitió una Resolución y Orden para iniciar este procedimiento y autorizar a la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico ("Autoridad") a presentar un Plan Integrado de Recursos ("PIR") actualizado antes de la revisión obligatoria establecida en la Ley 57-2014, con el fin de determinar los impactos de los Huracanes Irma y María que devastaron a la Isla.¹ Esta presentación del PIR es el segundo procedimiento del PIR de la Autoridad y le sigue al PIR previamente aprobado (el "PIR 2015"), el cual incluía hallazgos y directrices significativos con respecto a la adquisición, retiro y desarrollo de recursos adicionales por parte de la Autoridad.² El 13 de febrero de 2019, la Autoridad presentó su PIR junto con documentos de trabajo de apoyo y otra documentación. El 14 de marzo de 2019, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden en la que determinó que la radicación del PIR estaba incompleta.³ Después de una serie de retrasos y prórrogas, el 7 de junio de 2019, la Autoridad presentó el PIR que es objeto de este procedimiento ("PIR Propuesto").⁴ El 3 de julio de 2019, el Negociado de Energía emitió una Orden con la cual se estableció el calendario de los procedimientos conforme al Reglamento 9021.⁵ En esta Resolución y Orden Final, el Negociado de Energía **APRUEBA EN PARTE Y RECHAZA EN PARTE** el PIR Propuesto que será discutido en más detalles en esta Resolución y Orden. El Negociado de Energía **MODIFICA ADEMÁS** el Plan de Acción en el PIR Propuesto presentado por la Autoridad y **ORDENA** la adopción e implementación del Plan de Acción Modificado como se establece en esta Resolución y Orden Final.

¹ Resolución y Orden, In Re: Revisión del Plan de Recurso Integrado de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, caso núm. CEPR-AP-2018-0001, 15 de marzo de 2018. En su Resolución y Orden, el Negociado de Energía inició el proceso de revisión del PIR y estableció el calendario procesal inicial.

² Resolución y Orden Final, In Re: Plan de Recurso Integrado de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, 23 de septiembre de 2016.

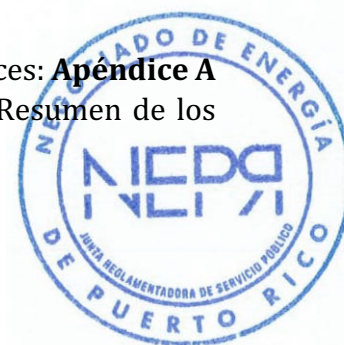
³ Resolución y Orden, Presentación del Plan de Recursos Integrados de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico Completada, Tratamiento Confidencial de Porciones del Plan de Recursos Integrados y Solicitud de Dispensas, 14 de marzo de 2019.

⁴ *Plan Integrado de Recursos de Puerto Rico 2018-2019*, Borrador para la Revisión del Negociado de Energía de Puerto Rico, preparada por la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, 7 de junio de 2019.

⁵ Determinación sobre Presentación del PIR de la Autoridad Completada y Calendario Procesal, Resolución y Orden (3 de julio de 2019). El Negociado de Energía recaló la importancia de continuar con el proceso del PIR y ordenó a la Autoridad que también radicara información adicional, página 2.



2. La **Parte I** resume las decisiones del Negociado de Energía en cuanto a las características del PIR de la Autoridad y su cumplimiento con nuestras regulaciones. Describe los fundamentos de la planificación integrada de recursos, entre ellos: la visión de la Legislatura; los objetivos y los requisitos de la planificación integrada de recursos; los requisitos del Negociado de Energía; legislación y reglamentos relevantes recientes del Negociado de Energía; y eventos que han impactado al PIR. Luego, describe el proceso y la participación en este procedimiento por parte de los interventores, *amicus curiae* y el público, quienes realizaron una contribución significativa en este proceso.
3. La **Parte II** provee un resumen y una explicación del enfoque de la Autoridad para los planes de desarrollo de recursos, incluyendo el enfoque de Miniredes propuesto y el modelaje de escenarios, estrategias y sensibilidades. Esta Parte también establece una visión general y un contexto para los temas que se tratan en las siguientes Partes.
4. En la **Parte III**, se examinan en detalle los siguientes temas: **PARTE III (A)** - la carga estimada **PARTE III (B)** - eficiencia energética (EE) y respuesta a la demanda (RD); **PARTE III (C)** – opciones de recursos existentes junto con su descripción y documentación; **PARTE III (D)** – análisis de las necesidades de recursos; **PARTE III (E)** – opciones de nuevos recursos en lo que respecta a la oferta, incluyendo la Generación Distribuida (GD) y a recursos de suministro de energía a un nivel de empresa de servicios públicos (*utility scale*); **PARTE III (F)** - supuestos y pronósticos; **PARTE III (G)** - documentación y análisis sobre el desarrollo del plan de recursos; **Sección (H)** - salvedades y limitaciones del PIR; y **PARTE III (I)** – análisis del sistema de transmisión y distribución (T&D) incluyendo lo relacionado con Miniredes y microredes. Para cada una de estas secciones, comenzamos con una descripción del PIR radicado por la Autoridad, seguida por la posición de los interventores. Esto es seguido por los hallazgos del Negociado de Energía y una discusión en la que se expone la base de nuestras conclusiones.
5. La **Parte IV** aborda los elementos del Plan de Acción aprobado y provee un resumen y una explicación sobre las modificaciones del Negociado de Energía a los componentes del Plan de Acción presentados por la Autoridad.
6. La **Parte V** analiza las preparaciones necesarias para el próximo ciclo de PIR.
7. La **Parte VI** contiene nuestras determinaciones de hecho y conclusiones de derecho.
8. En adición, esta Resolución y Orden Final contiene tres Apéndices: **Apéndice A** – Cronología y la Historia del Procedimiento, **Apéndice B** – Resumen de los



Comentarios Públicos y **Apéndice C** - Resumen de Escenarios para el Desarrollo de Recursos, y **Apéndice D** - Abreviaciones.

A. Resumen de las decisiones del Negociado de Energía

9. El Negociado de Energía ofrece determinaciones en dos categorías principales: las características del Plan Preferido de Recursos Propuesto y el nivel de cumplimiento de la Autoridad con las regulaciones del Negociado de Energía. El Negociado de Energía también **APRUEBA** un PIR modificado y guía a la Autoridad para que tome las medidas internas que la encaminan a la preparación de futuros PIR.

1. Determinaciones relacionadas al Plan Preferido de Recursos propuesto por la Autoridad

10. El Negociado de Energía ha resumido sus Hallazgos y Ordenes en esta Parte I. Los detalles de cada Hallazgo y Orden se pueden encontrar dentro de las Partes de esta Resolución y Orden que abordan específicamente cada uno de estos asuntos.
11. El Negociado de Energía **RECHAZA** el Plan de Modernización del Sistema Energético (ESM) de la Autoridad como el Plan de Recursos Preferidos porque, como se propone, no demuestra el beneficio económico en relación con los planes competitivos que la Autoridad ha incluido en su PIR Propuesto. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad no se basó en el Valor Presente Neto de los Requisitos de Ingresos (VPNRI) como criterio principal al elegir un Plan de Recursos Preferidos como se requiere en el Reglamento 9021.
12. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que los cinco elementos centrales del Escenario del ESM de la Autoridad deben ser retenidos como parte de un Plan Preferido Modificado y un Plan de Acción Modificado, porque contienen elementos comunes a todos los planes y son acciones "sin arrepentimiento". ["no regrets" action plans]. Estas acciones son: conversión oportuna de la infraestructura de la planta de vapor más antigua a condensadores sincrónicos, con la provisión de soporte reactivo dinámico y características de estabilidad e inercia para el sistema de la Autoridad, después de la instalación de mayores cantidades de energía solar fotovoltaica (FV); despliegue de EE, hasta la cantidad máxima que se puede obtener como se ve en los escenarios de "EE total"; adquisición máxima de energía solar fotovoltaica en línea con todos los escenarios; almacenamiento de energía de batería como un elemento de un Plan de Recursos Preferidos Modificado; y endurecimiento del sistema de T&D.
13. El Negociado de Energía **RECHAZA** la inclusión de la Autoridad de aproximadamente 400 MW de nuevos combustibles fósiles de recursos de respuesta rápida [peaking resources], como parte del Plan de Recursos



Preferidos, porque no se ha demostrado que sean necesarios. Sin embargo, el Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la sustitución de una pequeña porción de los recursos de las turbinas de gas ("GT" por sus siglas en inglés) más antiguos con recursos de respuesta rápida, utilizando procesos de adquisición competitivos abiertos a todas las tecnologías, es razonable para proporcionar cobertura de los recursos locales para complementar las unidades existentes operantes GT más antiguas.

14. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad no ha apoyado plenamente la inclusión de una nueva unidad de ciclo combinado a gas (CC) en Palo Seco para el 2025 como parte de un plan de menor costo. No obstante lo anterior, para protegerse de la incertidumbre sobre los resultados de precios de almacenamiento de energía solar fotovoltaica y de baterías, en el futuro cercano, u otras preocupaciones potenciales de confiabilidad, por precaución y junto con una supervisión estricta como se detalla en esta Resolución y Orden Final, el Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad puede comenzar el trabajo preliminar en una nueva unidad impulsada por combustibles fósiles y/o almacenamiento de energía en Palo Seco, sujeto a las restricciones establecidas en el Plan de Acción Modificado que incluye, entre otras cosas, una limitación para que la Autoridad gaste hasta \$5 millones de dólares para un análisis preliminar económico, de ubicación, de permisos y planificación. El Negociado de Energía **DETERMINA** que la Autoridad puede gastar hasta cinco millones de dólares (\$5 millones) para el análisis preliminar económico, de ubicación, de permisos y planificación con respecto a una nueva unidad impulsada por combustibles fósiles en Palo Seco. El análisis incluirá cualquier infraestructura asociada, incluida, entre otras, la infraestructura de suministro de combustible. El Negociado de Energía **ADVIERTE** a la Autoridad que debe ser altamente rentable con cualquier actividad preliminar de permisos e ingeniería que emprenda, y que estas actividades **NO DEBEN** interferir con o retrasar la adquisición de energía solar fotovoltaica (u otra energía renovable) y recursos de almacenamiento de energía de batería como se indica en el Plan de Acción Modificado.
15. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que se debe buscar un mayor despliegue de recursos de baterías y energía solar fotovoltaica si los resultados de los procesos de adquisición producen costos que reflejan los parámetros asociados con el Escenario S3S2 (para todos los niveles de carga en ese escenario) y si esos recursos están disponibles para instalación más rápida de lo que se suponía para el Plan de ESM de la Autoridad.
16. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que un Plan de Recursos Preferidos Modificado para el propósito de la planificación inicial de adquisiciones incluye las cantidades de almacenamiento de energía solar fotovoltaica y de baterías



contenidas en el Escenario S3S2B durante los primeros cinco años del período del Plan de Acción.

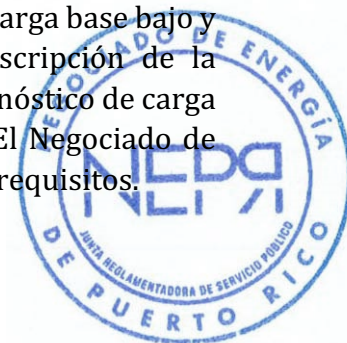
17. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que, con el propósito de determinar las metas generales de instalación de recursos de energía renovable para el sistema de la Autoridad, el Plan de Recursos Preferidos Modificado incluye el nivel de GD modelado directamente como un insumo en todos los escenarios de recursos de la Autoridad. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que estas cantidades en total reflejan las metas generales de instalación para el sistema de la Autoridad, que se cumplirán a través de una combinación de adquisiciones directas, descritas en este documento a través de los procesos de solicitud competitiva de propuesta (SP), acuerdos de compra de energía existentes y a través de las provisiones al consumidor bajo las diferentes opciones a disposición de los consumidores para proporcionar su propia energía.
18. El Plan de Recursos Preferidos Modificado se basa en el Escenario S3S2B y contiene un mayor nivel de recursos solares fotovoltaicos y de baterías en relación con el Escenario de ESM de la Autoridad, excluye la necesidad de una nueva unidad CC en Palo Seco y excluye los nuevos recursos de respuesta rápida incluidos en el plan de la Autoridad como una decisión fija. Incluye recursos de EE y DR según el modelo de los escenarios de pronóstico de carga base de la Autoridad.
19. Estas determinaciones del Negociado de Energía se reflejarán en el Plan de Acción Modificado.

2. Determinaciones relativas al cumplimiento de la Autoridad con las normas del Negociado para el PIR

20. El Negociado de Energía ha resumido sus Hallazgos y Ordenes en esta Parte I. Los detalles de cada Hallazgo y Orden se pueden encontrar dentro de las Partes de esta Resolución y Orden que abordan específicamente cada uno de estos asuntos.

a. Pronósticos de carga

21. La Sección 2.03 (C) del Reglamento 9021 requiere que “la Autoridad presente un pronóstico de los requisitos futuros de capacidad y demanda de energía, así como un análisis de los pronósticos de carga anteriores”. La Autoridad debe incluir una determinación de pronóstico de carga que incluya: un pronóstico de demanda máxima y energía para referencia, un pronóstico de carga base bajo y alto; datos históricos de demanda pico y energía; una descripción de la metodología del pronóstico de la carga; una evaluación del pronóstico de carga en el PIR más reciente; y un análisis de previsión de carga. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad ha cumplido con estos requisitos.



22. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad no identificó correcta y claramente las variables utilizadas en el pronóstico de carga del sector comercial, pero el Negociado de Energía también ha determinado que los efectos netos son relativamente pequeños. Para futuros PIR, incluido el próximo PIR, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que lleve a cabo un análisis más detallado del pronóstico de carga comercial.
23. Al Negociado de Energía le preocupa que la Autoridad no incluyó explícitamente cargas de vehículos eléctricos (VE) en su pronóstico, pero **ENCUENTRA** que el impacto dentro del período del Plan de Acción será pequeño y dentro del rango de incertidumbre expresado por el rango de pronósticos de carga examinados. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que desarrolle e incorpore pronósticos de vehículos eléctricos en el próximo PIR.
24. El Negociado de Energía **ACEPTA** los pronósticos de carga presentados por la Autoridad para los propósitos de este PIR.

b. Eficiencia energética y respuesta a la demanda

25. La Sección 2.03(F)(3) del Reglamento 9021 establece que “[e]l PIR identificará e incluir gama de posibles programas nuevos de eficiencia energética y respuesta a la demanda”. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad cumplió con este requisito.
26. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que, basado en la evidencia presentada en este procedimiento, se espera que la EE sea un recurso de menor costo que cualquier recurso de la oferta evaluado en este PIR.
27. Para el próximo PIR, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad que utilice los resultados de los estudios de referencia y potenciales de mercado que se realizarán durante el próximo año para desarrollar proyecciones sobre la EE.
28. Para el próximo PIR, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que compare los costos y el desempeño de los programas de eficiencia modelados en el PIR con programas similares y de mejores prácticas en otros lugares.
29. Para el próximo PIR, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad que tenga en cuenta, al desarrollar su pronóstico de carga y proyecciones de eficiencia, las normas federales de electrodomésticos, los códigos de construcción y los programas gubernamentales pertinentes, así como la asistencia para la climatización o los programas del Estado Libre Asociado para mejorar la eficiencia en las instalaciones gubernamentales.
30. El Negociado de Energía **ACEPTA** la evidencia sobre la rentabilidad de la RD que ha presentado la Autoridad, para los propósitos de este PIR. Sin embargo,



el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad que desarrolle oportunamente los costos programáticos basados en la respuesta del mercado a la regulación de Respuesta a la Demanda del Negociado de Energía después de su emisión, e informados por el proceso de negociación, coordinación y programación de la Autoridad con los clientes comerciales e industriales según lo requiere la Orden y Resolución del Negociado de Energía de 22 de mayo de 2020 en el caso NEPR-AP-2020-0001.

31. El Negociado de Energía **ACEPTA** la proyección de la Autoridad con respecto a la cantidad de RD para los propósitos de este PIR y **ORDENA** que los recursos de almacenamiento distribuido que pueden proporcionar servicios de RD se contabilicen como parte del recurso de almacenamiento de servicios públicos modelado en el próximo PIR.
32. Para el próximo PIR, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad que desarrolle una proyección de recursos de RD que refleje la información obtenida a través de la implementación de las próximas regulaciones del Negociado de Energía sobre Respuesta a la Demanda. El Negociado de Energía **ADEMÁS ORDENA** a la Autoridad que contabilice explícitamente los recursos de almacenamiento distribuidos como recursos de RD o como parte de una planta de energía virtual (PEV), o ambos. Como parte de esta proyección, el Negociado de Energía **ADEMÁS ORDENA** a la Autoridad a que tome en cuenta el potencial de tarifas de carga interrumpible para grandes clientes comerciales e industriales.

c. Opciones de recursos existentes- descripción y documentación

33. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que de conformidad con la Sección 2.03(D)(1)(a) del Reglamento 9021, el PIR de la Autoridad contenía tablas resumidas y descripciones de los recursos existentes. Por lo tanto, el Negociado de Energía **DETERMINA** que la descripción de la Autoridad de los recursos existentes **CUMPLE** con las Secciones 2.03(D)(1)(a) del Reglamento 9021.
34. De conformidad con la Sección 2.03(D)(1)(b) del Reglamento 9021, se requiere que el PIR propuesto por la Autoridad proporcione información complementaria con respecto a los recursos de suministros existentes de la Autoridad. El Negociado de Energía **DETERMINA** que la descripción de la Autoridad de los recursos existentes **CUMPLE** con las Secciones 2.03(D)(1)(b) del Reglamento 9021.
35. De conformidad con la Sección 2.03(D)(1)(c) del Reglamento 9021, se requiere que el PIR propuesto por la Autoridad proporcione información adicional sobre los recursos de suministros existentes. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad no ha proporcionado todos los elementos requeridos bajo la Sección 2.03(D)(1)(c) del Reglamento 9021. La Autoridad no ha proporcionado gastos anuales de capital no ambientales anticipados para los próximos diez



(10) años. La Autoridad ha identificado cómo las regulaciones ambientales afectaron los nuevos recursos; sin embargo, la Autoridad no proporcionó los costos operativos y de capital esperados para cumplir con los requisitos reglamentarios y legales actuales, propuestos y razonablemente anticipados. Finalmente, la Autoridad no ha resumido información complementaria sobre cambios importantes a los recursos que han ocurrido desde la aprobación del PIR más reciente. Por lo tanto, el Negociado de Energía **DETERMINA** que la descripción complementaria de la Autoridad de los recursos existentes **NO CUMPLE** con la Sección 2.03(D)(1)(c). En el próximo PIR, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que cumpla con todos los requisitos de la Sección 2.03(D)(1)(c).

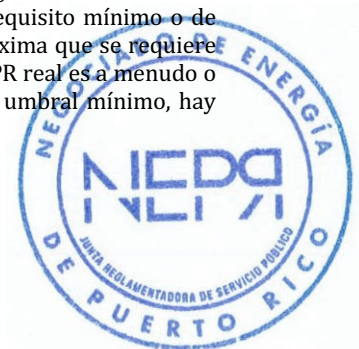
d. Evaluación de las necesidades de recursos

36. El Reglamento 9021⁶ exige que la Autoridad evalúe su Margen de Reserva de Planificación (MRP) previsto.⁷ Como parte de ese análisis, el Reglamento 9021 exige el suministro de un cuadro de equilibrio de carga y recursos para dichas condiciones existentes, incluidos los requisitos de recursos que consideren un MPR además de un pronóstico de carga máxima.⁸ El Reglamento 9021 también exige la identificación de una "posición neta anual" en relación con las necesidades previstas. La Sección 5 del PIR Propuesto, tal como fue presentado por la Autoridad, no proporciona directamente una tabla anual de equilibrio de carga y recursos para las condiciones existentes, ni proporciona una "posición neta anual" en ningún conjunto de combinaciones de recursos o carga. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que proporcione estos dos elementos en el cuerpo de su próxima presentación del PIR, con los datos de apoyo contenidos en los documentos de trabajo.
37. El Negociado de Energía **DETERMINA** que el análisis de la necesidad de recursos de la Autoridad no ha transmitido suficientemente información fundamental sobre la cantidad de capacidad que la Autoridad pueda necesitar en el horizonte de planificación. El Negociado Energía también **DETERMINA** que la necesidad de recursos subyacentes puede cambiar en función de las decisiones que se tomen para abordar los medios óptimos para satisfacer los requisitos de resiliencia.

⁶ Véase Reglamento 9021, Sección 2.03 (E) (1) y 2.

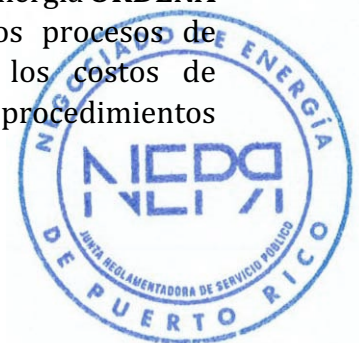
⁷ El MPR es a modo general la cantidad de capacidad disponible por encima de los requisitos de carga máxima durante el tiempo de carga máxima. Por lo general se expresa como un porcentaje de la carga máxima. Un requisito mínimo o de umbral para un MPR se define generalmente como el nivel de capacidad por encima de la carga máxima que se requiere para garantizar operaciones confiables, basadas en una métrica de pérdida de carga específica. El MPR real es a menudo o generalmente, diferente del requisito específico del MPR mínimo o de umbral. Si es mayor que el umbral mínimo, hay capacidad excedente; si es menor, hay una escasez de capacidad.

⁸ Véase Reglamento 9021, Sección 2.03 (E) (2).



e. Nuevas opciones de recursos: GD y recursos de suministro a escala de servicios públicos

38. El Negociado de Energía **ACEPTA** la suposición de la Autoridad, a los efectos del proceso del PIR Propuesto, de que todas las opciones de generación tienen el mismo acceso asequible al capital.
39. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que el uso uniforme del sumador de costo de dieciséis por ciento (16%) es **ACEPTABLE** para los fines de planificación del PIR Propuesto. Para el siguiente PIR, El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a no depender de un factor de costo de este tipo, y en su lugar basar su análisis en los resultados de solicitudes reales y precios disponibles en el mercado para el desarrollo y la instalación en Puerto Rico.
40. El Negociado de Energía **ACEPTA** los supuestos de la Autoridad con respecto a la eólica terrestre para el propósito de planificación del PIR.
41. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a asegurarse de que todas las SDP abiertas a la energía solar fotovoltaica también permitan que la energía eólica terrestre y marina compitan.
42. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a realizar un estudio eólico marino adaptado al recurso eólico y a la red eléctrica de Puerto Rico que evalúe el costo, el perfil de generación y otras características de las opciones de turbinas eólicas ancladas y flotantes, y presente el estudio al Negociado de Energía dentro de los dos años siguientes a la fecha de esta Resolución y Orden Final. El Negociado de Energía también **ORDENA** a la Autoridad a solicitar e incorporar comentarios del Negociado de Energía sobre el alcance de este estudio antes de emitir cualquier SDP.
43. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que los supuestos de costo y rendimiento de almacenamiento de energía a escala de batería que la Autoridad hizo para los fines de la planificación en el PIR Propuesto son razonables.
44. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que los costos fotovoltaicos a escala de servicios públicos de la Autoridad, tal como se presentan en el PIR para el propósito de planificación, son razonables.
45. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad que ponga a prueba el precio real en el mercado para el almacenamiento de energía, tanto para instalaciones independientes como acoplado con energía solar fotovoltaica, a través de procesos de adquisición competitivos, antes de determinar las inversiones específicas a realizar o los contratos a firmar. El Negociado de Energía **ORDENA** además a la Autoridad a que utilice los resultados de los procesos de contratación competitiva para establecer y/o confirmar los costos de almacenamiento asumidos para el modelo en todos los procedimientos posteriores del PIR.



46. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que utilice herramientas programáticas, basadas en el mercado y/o basadas en tarifas apropiadas para probar la disponibilidad y el costo de los recursos de almacenamiento distribuidos. En la medida en que un recurso de almacenamiento distribuido sea más rentable que el almacenamiento a escala de servicios públicos, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que utilice este recurso. El Negociado de Energía **ORDENA**, además, a la Autoridad a que utilice los resultados de sus esfuerzos para adquirir recursos de almacenamiento distribuidos para proporcionar servicios de red para informar sus supuestos sobre el costo, la disponibilidad y el rendimiento del almacenamiento distribuido en el próximo procedimiento del PIR.
47. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a utilizar los precios de mercado tanto para adquirir energía solar fotovoltaica como para desarrollar precios para su uso en sus próximos análisis de PIR.
48. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que el análisis de la Autoridad del recurso de la GD utilizando un pronóstico fijo es razonable para los fines limitados para los que se utiliza en este procedimiento.
49. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que tenga en cuenta en el próximo PIR los impactos del despliegue de la GD.
50. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a adaptar sus procesos de pronóstico de carga y adquisición, en la medida en que las tasas de despliegue de energía solar fotovoltaica sean más rápidas en Puerto Rico, debido a la adopción de un modelo diferente para la instalación solar.
51. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a incluir, en el próximo PIR, un modelo de adopción de la GD Solar y almacenamiento que tenga en cuenta el impacto de las tarifas y programas de la Autoridad, junto con la política pública de Puerto Rico, y que refleje el riesgo de deserción de la red.
52. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que prosiga rápidamente con enfoques de VPP para capturar el valor de la red de los recursos distribuidos a través de SDP, tarifas y/o programas de servicios públicos directos.

f. Suposiciones y pronósticos

53. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que el desarrollo de la Autoridad de posibles resultados para los precios del gas natural es razonable.
54. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que el pronóstico de combustible de petróleo crudo del PIR es razonable.



55. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que el precio de la línea base para entrega de gas natural en el PIR Propuesto para San Juan y Costa Sur basado en el modelo actualizado proporcionado por la Autoridad es razonable.
56. El Negociado de Energía **NO APRUEBA** la infraestructura de gas propuesta por la Autoridad, debido a que el Negociado de Energía solo autorizó a la Autoridad a comenzar los trabajos preliminares sobre nueva generación y/o almacenamiento de energía en Palo Seco, sujeto a las limitaciones establecidas en el Plan de Acción Modificado.

g. Documentación y análisis del desarrollo del plan de recursos

57. El Negociado de Energía **APRUEBA** los elementos específicos "sin arrepentimiento" ["no regrets"], de (i) energía renovable y almacenamiento, (ii) maximización del suministro de la EE, (iii) integración de la GD, y (iv) el endurecimiento de aspectos de los sistemas de T&D, como núcleo del Plan de Recursos Preferidos Modificado para la Autoridad.
58. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la conversión de plantas generadoras de vapor retiradas a condensadores sincrónicos en apoyo de los requisitos de voltaje que utilizan niveles crecientes de generación basada en inversores (a partir del almacenamiento de energía solar fotovoltaica y de batería) es razonable, y **APRUEBA** el plan de la Autoridad de convertir las unidades en operación de condensación sincrónica, sujeto a los planes adicionales de la Autoridad para el estudio adicional y de una manera alineada con los calendarios de retiro de plantas de vapor y la necesidad.
59. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad excluyó indebidamente el escenario S3S2 de la consideración de un Plan de Recursos Preferidos basado en preocupaciones infundadas de costos supuestos que pueden abordarse y probarse como parte de los procesos de contratación competitiva establecidos en el Plan de Acción. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la preocupación de un año con respecto al nivel de energía solar como porcentaje de carga máxima es de menor importancia cuando se considera la carga adicional de almacenamiento de energía de batería durante los momentos de alta salida solar fotovoltaica. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** además que estas preocupaciones no son suficientes para excluir el S3S2 de la consideración y pueden abordarse en ciclos posteriores del PIR.
60. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a desarrollar recursos de almacenamiento de energía solar fotovoltaica y de baterías a nivel S3S2B de acuerdo con los protocolos de adquisición competitivos especificados en el Plan de Acción Modificado.
61. El Negociado de Energía **ORDENA** que se planifiquen acciones de contratación competitivas incluidas en el Plan de Acción de la Autoridad para resolver las



incertidumbres con respecto a los costos reales probables para los recursos de almacenamiento de energía solar fotovoltaica y de batería.

62. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que, desde una perspectiva de mitigación del cambio climático, el escenario S3S2B es preferible a los escenarios ESM o S4S2B.
63. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que el PIR propuesto por la Autoridad considera las evaluaciones de impacto ambiental, de conformidad con las disposiciones del Artículo 1.9(3)(H) de la Ley 17-2019, conocida como la *Ley de Política Pública de Energía de Puerto Rico*. No obstante, lo anterior, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad en su próximo PIR ampliar su evaluación del impacto ambiental de su propuesta, incluido el cambio climático.
64. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad debería retirar sus activos de vapor más antiguos y de petróleo en orden de disminuir el costo para operar cuando ya no sean necesarios para la confiabilidad del sistema. El retiro de éstas debe alinearse con la conversión sincrónica del condensador.
65. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad debe retirar las unidades 5 y 6 de Costa Sur cuando se pueda apoyar un funcionamiento fiable del sistema sin su presencia, después del retiro de los recursos de petróleo. El Negociado de Energía **APRUEBA** los planes de retiro de las unidades de vapor de la Autoridad de acuerdo con las advertencias de la Autoridad y de acuerdo con el Plan de Acción Modificado.
66. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a presentar actualizaciones trimestrales e informes de cumplimiento asociados con los planes de retiro de estas unidades, según lo establecido en el Plan de Acción Modificado. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a incluir en estas actualizaciones periódicas e informes de cumplimiento, toda la información sobre el estado de la conversión a la condensación sincrónica cuando corresponda.
67. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad determinó correctamente que "la eficiencia de energía es siempre el recurso de menor costo y una menor demanda a un costo mucho menor, que una nueva oferta y la transmisión y distribución asociadas".
68. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que un nivel máximo de implementación de la EE debe ser una provisión básica de un Plan de Recursos Preferidos aprobado.
69. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad no ha apoyado su reclamo de que se necesita una infraestructura de gas adicional en Mayagüez y Yabucoa, tal como figura en el escenario del ESM como una "decisión fija". El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que no es razonable en este ciclo de PIR



considerar los gastos para dicha infraestructura de gas natural licuado (LNG) como parte del plan de recursos preferidos de este PIR. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que no es razonable en este ciclo de PIR planificar tales ubicaciones de entrega de gas de respaldo.

70. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad no se basó en VPNIR como criterio principal a la hora de elegir el ESM como su Plan de Recursos Preferidos, según requerido por la Sección 2.03(H)(2)(d)(i) del Reglamento 9021. Por lo tanto, El Negociado de Energía **RECHAZA** el Plan ESM de la Autoridad como Plan de Recursos Preferidos.
71. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que los cinco elementos fundamentales del escenario del ESM de la Autoridad son razonables y deben conservarse como parte de un Plan de Recursos Preferidos Modificado y un Plan de Acción Modificado, porque contienen elementos comunes a todos los planes y han sido identificados por la Autoridad como acciones "sin remordimientos" ["no regrets"]. Los cinco elementos principales son: conversión oportuna de la infraestructura de la planta de vapor más antigua a condensadores sincrónicos; despliegue de EE, a la cantidad máxima obtenible como se ve en escenarios "EE completos"; adquisición máxima de energía solar fotovoltaica en línea con todos los escenarios; almacenamiento de energía de batería como elemento de un plan de recursos preferidos modificados, hasta niveles de S3S2; y el endurecimiento de T&D.
72. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que los resultados modelados de la Autoridad que incluyen necesidades sustanciales de nuevos recursos de energía solar fotovoltaica y de baterías a corto y largo plazo para Puerto Rico apoyan plenamente la adquisición competitiva de estos recursos entre VVP de escala de servicios públicos y de escala distribuida más pequeña, siempre y cuando se cumplan las especificaciones técnicas.
73. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad no ha apoyado la inclusión de aproximadamente 400 MW de nuevos recursos de pico de combustibles fósiles en un plan de menor costo. Por lo tanto, el Negociado de Energía **NO APRUEBA** la inclusión de la Autoridad de estos nuevos recursos de respuesta rápida en un Plan de Recursos Preferidos. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la sustitución de una pequeña porción de los recursos de TG más antiguas por recursos de pico, utilizando procesos de adquisición competitivos y abiertos a todas las tecnologías es razonable, con el fin de proporcionar cobertura de recursos locales que complemente las unidades de TG más antiguas que operan actualmente. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que todos los análisis de escenarios apuntan a una conclusión amplia de que el ritmo de instalación subyacente y el costo de la adquisición de energía solar fotovoltaica y de batería es una información de importancia crítica, y en última instancia, informaría cuál sería el verdadero escenario de



menor costo, en combinación con la confirmación de los costos asociados con una nueva construcción CCGT en Palo Seco. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que, si los costos de almacenamiento de energía solar fotovoltaica y de batería están aproximadamente en línea con los supuestos hechos para el Escenario 3, y los costos de un CCGT en Palo Seco permanecen como modelados (o son más altos), entonces está claro que el escenario S3S2B es el plan de menor costo y debe informarlo directamente el Plan de Recursos Preferidos de la Autoridad. Como se ha indicado anteriormente, para proteger la incertidumbre del futuro cercano de los resultado de los precios de almacenamiento de energía solar fotovoltaica y de batería, u otras posibles preocupaciones de confiabilidad, por precaución y junto con una estricta supervisión como se detalla en esta Resolución y Orden Final, el Negociado de Energía determinó que la Autoridad puede comenzar a trabajar preliminarmente en una nueva unidad alimentada por combustibles fósiles y/o almacenamiento de energía en Palo Seco, sujeto a las limitaciones establecidas en el Plan de Acción Modificado.

74. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que presente informes trimestrales, a partir del 1 de enero de 2021, describiendo el trabajo realizado, los recursos de personal o consultores utilizados para completar los trabajos preliminares de una nueva CC en Palo Seco, y el estado de los esfuerzos preliminares generales.

h. Advertencias y limitaciones

75. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la inclusión de la Autoridad de las advertencias y limitaciones, tal como exige la Sección 2.03 (I) del Reglamento 9021, es razonable.
76. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que las advertencias y limitaciones incluidas como parte del PIR Propuesto son razonables en la medida en que ayudan a informar la consideración del Plan de Recursos Modificados.
77. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la tarjeta de puntuación (“scorecard”) de la Autoridad como se presenta en este PIR Propuesto no es útil para comparar los escenarios, y **ORDERNA** a la Autoridad, si decide usar una tarjeta de puntuación (“scorecard”) en el siguiente PIR, a incluir explícitamente ponderaciones cuantitativas específicas para cualquier atributo, con explicaciones y justificaciones adjuntas para cualquier peso asignado.

i. Sistema de Transmisión y Distribución

78. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que las microrredes forman una parte crítica de las soluciones de resiliencia previstas para el Estado Libre Asociado. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que incorpore directamente



la promoción de los recursos de microredes en todos sus ejercicios de transmisión, distribución y planificación de recursos y todas las acciones de despliegue tomadas de conformidad con el Plan de Acción Modificado.

79. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad no ha demostrado que toda la carga crítica debe servirse únicamente con recursos térmicos. No hay evidencia proporcionada por la Autoridad de que la energía solar fotovoltaica y las baterías no pudieran suministrar una porción sustancial de la carga crítica real que existe en todo Puerto Rico, o que esos recursos no podrían proporcionar contribuciones reales y tangibles a la provisión de un nivel suficiente de resiliencia para los clientes de la Autoridad.
80. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que no hay apoyo para la rigurosidad del requisito efectivo de reserva de capacidad local de la Autoridad, por el cual cada una de las ocho regiones de MiniRedes debe cumplir el 75% del pronóstico de la Autoridad de carga máxima "crítica" definida, con recursos de capacidad térmica. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que, como se ha propuesto, este requisito puede dar lugar a un aumento de los costos de los recursos de capacidad que no son necesarios para la resiliencia.
81. El Negociado de Energía **ENCUENTRA**, además, que no hay apoyo para el supuesto de planificación de la capacidad de la Autoridad de que cada una de las ocho MiniRedes deben mantener independientemente este nivel de reserva de capacidad térmica local, sin ninguna oportunidad o consideración para las transferencias de energía entre MiniRedes para contribuir a cumplir una porción de carga crítica real.
82. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que el testimonio del interventor demuestra convincentemente el valor inherente de los recursos distribuidos a pequeña escala en forma de microredes, almacenamiento solar fotovoltaico y de baterías de un solo sitio, y almacenamiento agregado de energía solar fotovoltaica y de baterías (o VPP) para Puerto Rico como una parte crítica de una solución global para asegurar la resiliencia.
83. El Negociado de Energía también **ORDENA** a la Autoridad a que incluya la capacidad de recursos distribuidos a pequeña escala que incluyen energía solar fotovoltaica y almacenamiento de baterías que sirve una parte de la carga crítica para ser parte de su solución con el fin de garantizar un sistema de energía eléctrica más resistente. El Negociado de Energía incluye como parte de su Plan de Acción Modificado un Procedimiento de Optimización para determinar las inversiones optimizadas en transmisión asociadas con un enfoque reducido, refinado y óptimo para considerar la inversión en transmisión de las Miniredes. La capacidad de los recursos distribuidos a pequeña escala para contribuir a las necesidades de resiliencia debe evaluarse como parte de ese procedimiento.



84. El Negociado de Energía **DETERMINA** que el rápido despliegue de puntos de resiliencia distribuida, incluido el uso de microrred, recursos solares fotovoltaicos y de baterías un solo sitio, o VPP agregados, debe formar parte de los enfoques a corto plazo de la Autoridad para desarrollar una red más resistente. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que proporcione un análisis de las opciones de menor costo e incorpore dicha implementación, para la región inicial elegida de Miniredes para el análisis como parte del Procedimiento de Optimización discutido en el Plan de Acción Modificado.
85. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que el análisis del Valor de la Carga Perdida (VOLL) de la Autoridad demuestra la importancia de reducir la pérdida de carga de larga duración, sin embargo, no proporciona ninguna comparación de la rentabilidad entre diferentes enfoques para reducir dicha carga perdida. El Negociado de Energía **ENCUENTRA ADEMÁS** que es necesario seguir analizando los métodos de menor costo.
86. El Negociado de Energía **ACEPTA** el concepto MiniRed como un mecanismo para proporcionar resiliencia durante la pérdida de las operaciones del sistema de transmisión o distribución debido a eventos meteorológicos severos. Sin embargo, el Negociado de Energía **NO APRUEBA** el diseño/construcción de MiniRedes, como propone la Autoridad, debido a su falta de optimización de los gastos del sistema de transmisión de MiniRedes y a los enfoques de resiliencia distribuidos. Más específicamente, **NO APRUEBA** la afirmación de la Autoridad de que la construcción general de MiniRedes es un enfoque de "menor costo" para lograr la resiliencia contra huracanes mayores, porque la Autoridad no ha demostrado cómo su construcción de MiniRedes puede ser un enfoque menos costoso que los enfoques alternativos razonables que incluyen soluciones localizadas y distribuidas junto con un nivel optimizado de gastos del sistema de T&D similares a las MiniRedes.
87. El Negociado de Energía reconoce la necesidad de mejorar el sistema de transmisión y, por lo tanto, **ACEPTA** los planes de la Autoridad de gastar hasta \$2 billones de dólares en el fortalecimiento de la transmisión de los elementos existentes y la infraestructura envejecida. Sin embargo, esta aceptación **NO CONSTITUYE** una aprobación de los gastos específicos enumerados en el PIR Propuesto. Se le **ORDENA** a la Autoridad a solicitar oportunamente la aprobación del Negociado de Energía para los gastos específicos antes de realizar cualquier planificación final e inversiones.
88. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad no consideró adecuadamente un plan de transmisión optimizado y **ORDENA** que el Plan de Acción Modificado incluya el desarrollo de un plan de recursos o una estrategia de implementación para optimizar el gasto en transmisión. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a mejorar este aspecto de su planificación en el próximo PIR.



89. El Negociado de Energía **ACEPTA CONDICIONALMENTE** los planes de la Autoridad para inversiones en sistemas de distribución de \$911 millones para la resiliencia y el apoyo a la GD. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a coordinar todo el gasto del sistema de distribución con sus esfuerzos continuos en la planificación del sistema de distribución integrado y maximizar la capacidad de la red de distribución para integrar la GD, especialmente la energía solar fotovoltaica y las baterías requeridas en todo Puerto Rico, según lo establecido en el Plan de Acción Modificado. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a asegurar que todas las actualizaciones de voltaje y las adiciones de control de voltaje al sistema de distribución, se enfoquen explícitamente en maximizar la capacidad del sistema para soportar más GD y el cumplimiento de la política pública de Puerto Rico. Esta aceptación **NO SE INTERPRETARÁ** como una aprobación general. En consecuencia, se **ORDENA** a la Autoridad a que solicite oportunamente la aprobación del Negociado de Energía para los gastos específicos antes de realizar cualquier planificación e inversiones finales.
90. El Negociado de Energía **DIRIGE** a la Autoridad para que considere específicamente cómo se pueden modificar las inversiones del sistema de distribución para la resiliencia con el fin de reflejar un enfoque optimizado para la inversión en transmisión de MiniRedes. A tal fin, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que considere directamente los impactos de la planificación del sistema de distribución en el Procedimiento de Optimización, discutido en el Plan de Acción Modificado.

3. Aprobación de un PIR modificado con plan de acción modificado

91. El artículo 2.02(K)(2) del Reglamento 9021 describe el propósito del Plan de Acción como uno que especifica las acciones de aplicación requeridas por la Autoridad durante los primeros cinco años del período de planificación, según lo establecido en el Plan de Recursos Preferidos. En esta sección del Reglamento 9021 también se describen los elementos de Documentación y Desarrollo del Plan de Acción, incluida la necesidad de documentar los procesos de contratación previstos para los recursos de la oferta y la demanda, y de elaborar el Plan de Acción basado en un Plan de Recursos Preferidos que utilice como criterio principal el valor actual neto (VNP) de menor costo de los requisitos de ingresos.
92. Este Plan de Acción Modificado consta de directrices específicas para la Autoridad, incluidos los siguientes componentes clave:
- Desarrollo por PARTE de la Autoridad, con la orientación y aprobación del Negociado de Energía, de un plan detallado de adquisición de recursos renovables y almacenamiento de energía de



baterías. para lograr el cumplimiento de la norma de cartera renovable (RPS);

- Establecimiento de un nuevo procedimiento para explorar la mejor manera de optimizar los posibles gastos del sistema de distribución y transmisión en apoyo del concepto MiniRed dónde y si fuese más valioso y rentable para los clientes. Este procedimiento incluirá la evaluación de la resiliencia de los recursos distribuidos complementado a las posibles inversiones en transmisión de MiniRed;
 - Determinación de los calendarios de jubilación para las unidades generadoras de petróleo más antiguas (con la aprobación de la conversión de algunas unidades a la operación de condensación sincrónica, que dependerán de la consecución de hitos específicos de confiabilidad: finalización de la nueva capacidad de almacenamiento de energía de batería, capacidad de pico adicional potencial y obtención de recursos de recuperación ante desastres y reducción de la carga máxima a través de la provisión de EE;
 - Determinar la secuencia de esfuerzos requeridos y permitidos con respecto a cómo Autoridad lleva a cabo permisos preliminares y de ingeniería para la utilización de Palo Seco para la generación, almacenamiento u otros usos. Esta acción no retrasará en modo alguno la finalización de la primera emisión de RFP para recursos de almacenamiento de energía renovable y energía de batería;
 - Establecer programas de EE que crezcan desde programas iniciales de inicio rápido hasta enfoques agresivos e integrales;
 - Habilitación de DR;
 - Aprobación condicional de ciertos aspectos no relaciones a MiniRed de la planificación de T&D de Autoridad;
 - Desaprobación de ciertas inclusiones de recursos de generación de "decisión fija" en el Plan de Acción Propuesto de la Autoridad; y
 - Desaprobación de las inclusiones relacionadas con la infraestructura de LNG en el Plan de Acción Propuesto de la Autoridad.
93. A continuación se presenta un resumen de los principales Hallazgos y Órdenes del Negociado de Energía en lo que respecta al Plan de Acción Modificado.
94. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad que emita una serie de SDP para el suministro de energía renovable en apoyo a los objetivos de RPS contemplados en la Ley 82, y para el suministro de almacenamiento de energía de batería en apoyo a los requisitos de capacidad necesarios para cumplir con los requisitos de carga máxima de la Autoridad y en apoyo de los requisitos de integración para la generación de energía renovable.



95. El Negociado de Energía está de acuerdo en que la instalación de energía renovable y almacenamiento de baterías es una acción de “sin arrepentimientos: [“no regrets”] y **ENCUENTRA** que maximizar la tasa de adopción de la tecnología de almacenamiento de baterías y energías solares fotovoltaicas está claramente indicado a partir de los resultados modelados en el PIR Propuesto. El Negociado de Energía se **ENCUENTRA** a favor de esta acción de “no arrepentimiento” [“no regrets”] y **ORDENA** que el objetivo de maximizar la tasa de instalaciones solares fotovoltaicas y almacenamiento de baterías en Puerto Rico se alcance como parte del Plan de Acción Modificado.
96. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que el plan de la Autoridad de utilizar SDPs para solicitar capacidades de recursos de energía solar fotovoltaica y de batería en línea con su necesidad de estos recursos es **ACEPTABLE**. El Negociado de Energía también **ENCUENTRA** que las subastas competitivas para obtener acuerdos de compra y operación de energía (PPOA) para estos recursos deben **estar abiertas a todas las formas de energía renovable, incluyendo, pero sin limitarse a la eólica, hidroeléctrica, solar fotovoltaica, VPP y almacenamiento**. El Negociado de Energía **ENCUENTRA ADEMÁS** que la Autoridad no debe limitar innecesariamente el nivel de contratación global a bloques de 250 MW, sino que necesita seguir una estrategia que intente obtener la cantidad de recursos requeridos en virtud del escenario S3S2B.
97. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que desarrolle procesos de solicitud competitivos para la adquisición de recursos renovables y recursos de almacenamiento de energía de batería en apoyo de las conclusiones “sin arrepentimiento” [“no regrets”] de estos recursos del PIR y en apoyo del cumplimiento de los objetivos de la Ley 17 para las instalaciones de energía renovable, y de los objetivos cuando sean económicos.
98. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que, en o antes de sesenta (60) días a partir de la fecha de notificación de esta Resolución y Orden Final, presente al Negociado de Energía un proyecto de plan de adquisición de recursos renovables y de almacenamiento de energía de batería (Plan de Adquisición). El Negociado de Energía **ORDENA ADEMÁS** a la Autoridad a que presente un informe de situación sobre la elaboración de su proyecto de Plan de Adquisiciones a más tardar treinta (30) días a partir de la fecha de notificación de esta Resolución y Orden con la información que se establece en el Plan de Acción en la Parte V de esta **Error! Reference source not found**. Resolución y Orden Final.
99. El Negociado de Energía **NOTIFICA A LA AUTORIDAD** que las métricas explícitas de incentivos de desempeño relacionadas con la puntualidad y efectividad de la contratación e interconexión de recursos de la Autoridad



pueden incluirse como parte de los requisitos de informes de métricas continuas bajo el número de caso NEPR-MI-2019-0007.

100. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que complete un estudio de viabilidad de la renovación de cada una de sus instalaciones hidroeléctricas, incluyendo el costo esperado y el probable cambio en la producción de electricidad, así como el potencial de controlar la producción para producir en los momentos de mayor valor en el contexto del aumento del almacenamiento solar y de baterías. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que presente los resultados de este estudio ante el Negociado de Energía, junto con un plan de acción propuesto para cada instalación informada en el estudio, dentro de los ciento ochenta días (180) días a partir de la fecha de notificación de esta Resolución y Orden Final.
101. El Negociado de Energía **APRUEBA** los planes de la Autoridad para el retiro de los recursos de vapor de combustible durante los próximos cinco (5) años, en San Juan, incluyendo las unidades 7, 8, 9 y 10; en Palo Seco, incluyendo las unidades 3 y 4 y en Aguirre, incluyendo las unidades de vapor 1 y 2. El Negociado de Energía **ORDENA** que esto ocurra durante la vigencia de este Plan de Acción Modificado y **ADVIERTE** a la Autoridad que los retrasos indebidos en el retiro de estas unidades darán lugar a estrictas sanciones.
102. El Negociado de Energía también **APRUEBA** los planes de la Autoridad para los retiros de las unidades 1 y 2 de Aguirre CC durante los próximos cinco (5) años.
103. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que presente informes de situación bianuales al Negociado de Energía, comenzando el 1 de abril de 2021, que proporcionen un pronóstico a corto plazo (dos años antes de la fecha de presentación de informes) del balance de recursos de capacidad previsto por la Autoridad sobre una base estacional, y su capacidad para cumplir con los requisitos de carga máxima y requisitos de reserva de operación con recursos existentes y anticipados en su sistema para cada uno de los intervalos previstos.
104. El Negociado de Energía **NO APRUEBA** los planes de la Autoridad para el retiro de dieciocho (18) de las unidades de turbinas de gas existentes ubicadas en Dagua, Yabucoa, Jobos, Vega Baja, Palo Seco, Aguirre y Costa Sur, para reemplazarlas por un nuevo conjunto de turbinas de gas (TG). Como se discutió en la Parte III(D) de esta Resolución y Orden Final, el Negociado de Energía **ENCUENTRA** que puede ser razonable considerar alguna sustitución limitada, pero no un reemplazo al por mayor de todas las **unidades**. Por lo tanto, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a establecer un calendario de retiro para la unidad de peor desempeño de las 18 unidades, y presentar esto como parte de los informes bianuales de estado mencionados anteriormente para el retiro de unidades de vapor de combustible y las unidades CC.



105. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que el plan de la Autoridad para permitir la reparación y operación a corto plazo de las Unidades 5 y 6 de Costa Sur, es razonable. El Negociado de Energía **ESPERA** que ambas unidades eventualmente se retiren dentro de este período del Plan de Acción Modificado a medida que la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento de energía estén disponibles. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que incluya en el informe de situación bianual, el estado de condición del funcionamiento de cada unidad de Costa Sur, y cómo ese estado influye en los planes de retiro de la planta de generación general de la Autoridad.
106. El Negociado de Energía **APRUEBA** los planes de la Autoridad para continuar la operación y el retiro a finales del 2027 de las unidades AES, de conformidad con la prohibición de generación de carbón a partir de 2028, según la Ley 17.
107. El Negociado de Energía **ACEPTA** las renegociaciones del PPOA con EcoEléctrica y el Contrato de Compraventa de Gas Natural con Naturgy.
108. El Negociado de Energía **ACEPTA** la conversión de las Unidades 5 y 6 de San Juan de la Autoridad para quemar gas natural como una decisión fija (restringida) en el PIR Propuesto. El contrato de New Fortress Energy expira en el 2025. En consecuencia, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a incluir la renovación y ampliación del contrato de New Fortress Energy como una opción, no como una restricción, en el próximo PIR.
109. El Negociado de Energía **DENIEGA** la conversión de las unidades de respuesta rápida (*peakers*) de 200 MW de Mayagüez para quemar gas natural. Sin embargo, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que conserve los *peakers*. Dado que las unidades son un recurso de generación recientemente antiguo (2009), no hay expectativa de que su retiro económico o relacionado a la antigüedad pueda ocurrir durante el período del Plan de Acción Modificado.⁹
110. El Negociado de Energía **NO APRUEBA** la inclusión de una nueva CC en Palo Seco como componente del Plan de Acción de la Autoridad. Sin embargo, como se indicó anteriormente, para protegerse contra la incertidumbre de los resultados futuros de los precios del almacenamiento de energía solar y de batería, u otras posibles preocupaciones de confiabilidad, por precaución y junto con una estricta supervisión como se detalla en esta Resolución y Orden Final, el Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad puede comenzar a trabajar preliminar en una nueva unidad de combustibles fósiles y/o almacenamiento de energía en Palo Seco, sujeto a las limitaciones establecidas en el Plan de Acción Modificado.

⁹ Véase PIR Propuesto, página 4-1. La fecha de operación comercial es 2009.



111. La Autoridad no ha apoyado su afirmación de que se necesita una infraestructura de gas adicional en Mayagüez y Yabucoa, tal como figura en el escenario del ESM, ya que se necesita una "decisión fija". Por lo tanto, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que no gaste recursos en la ubicación, permisos, adquisiciones, ingeniería, diseño u otros trabajos preliminares para la infraestructura de LNG o nuevas instalaciones de generación de combustibles fósiles en Yabucoa o Mayagüez.
112. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la sustitución de una parte de los recursos de turbinas de gas más antiguas de la Autoridad por recursos de pico es consistente con este Plan de Acción Modificado, sujeto a una serie de restricciones establecidas en la Parte V. Estas incluyen una oferta competitiva abierta a todas las opciones únicas o agregadas de la demanda y la oferta de no más de 81 MW, entre otras directrices.
113. El Plan de Acción Propuesto por la Autoridad incluye sólo una llamada general para establecer programas de EE y buscar ahorros del dos por ciento (2%) por año. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que el Plan de Acción para el PIR debe contener más detalles y especificidades que los proporcionados por la Autoridad. Como parte del mandato del Negociado de Energía de perseguir sistemas de energía de menor costo para Puerto Rico, y en apoyo del objetivo del treinta por ciento (30%) de ahorro de EE para el 2040, consagrado en la Ley 17. Por lo tanto, el Negociado de Energía **RECHAZA** el Plan de Acción de la Autoridad con respecto a la EE. El Negociado de Energía **ORDENA** que este Plan de Acción Modificado apoye el objetivo del Negociado de Energía de que los programas de EE capturen todos la EE rentable disponible. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que organice y coordine los recursos necesarios para cumplir, y facilitar la aplicación exitosa de la reglamentación sobre EE.
114. El Negociado de Energía **MODIFICA** el Plan de Acción relativo al RD. De conformidad con los componentes modificados del Plan de Acción sobre el almacenamiento distribuido y los VPPs, la Autoridad **DESARROLLARÁ**, con la orientación y aprobación del Negociado de Energía, los sistemas internos, así como los programas externos, las ofertas y/o solicitudes para involucrar a los agregadores de recursos de RD a ofrecer, enviar y ser compensado por los recursos de RD rentables. Esto estará disponible para todas las clases de clientes.
115. El Negociado de Energía **ACEPTA** el concepto MiniRed como un mecanismo para proporcionar resiliencia durante la pérdida de las operaciones del sistema de transmisión o distribución debido a eventos meteorológicos severos. Sin embargo, el Negociado de Energía **NO APRUEBA** el diseño/construcción de MiniRed como propone la Autoridad debido a su falta de optimización de los



gastos del sistema de transmisión MiniRed y los enfoques de resiliencia en la distribución.

116. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que parte del Plan de Acción Modificado será el establecimiento de un marco para el funcionamiento del sistema resiliente a un costo razonable que incluya los siguientes elementos: preservación de la opción de optimizar mejor los gastos del sistema de T&D para la resiliencia, incluyendo aspectos del concepto MiniRed de la Autoridad; revisión y elaboración sobre la definición e identificación de diferentes clases de clientes con respecto al servicio eléctrico crítico, y los niveles esperados de resiliencia asociados; énfasis en el papel central que los clientes pueden desempeñar a través de la provisión de suministro de energía y la RD; y, el suministro de microred y en un solo lugar (individualmente, o en conjunto como VPPs) para capacidad local y soluciones energéticas para proveer resiliencia y contribuir con energía y las necesidades de capacidad durante los períodos normales, de conformidad con la promoción de microredes y recursos energéticos distribuidos de la Ley 17.
117. El Negociado de Energía abrirá un procedimiento de Optimización de MiniRed (Procedimiento de Optimización) después de emitir esta Resolución y Orden Final. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que este procedimiento será el foro para explorar más a fondo los costos, beneficios y alternativas de configuraciones de combinaciones de cables (*es decir*, fortalecimiento de activos de T&D) y recursos distribuidos locales que mejor sirven a los puertorriqueños en la salvaguardia contra los efectos de las interrupciones del sistema eléctrico a corto y largo plazo por eventos meteorológicos severos. El Negociado de Energía **ESPERA** que este procedimiento comience en el otoño de 2020.
118. El Negociado de Energía **ESTABLECE** la región de San Juan/Bayamón como la primera región de MiniRed en ser considerada para la optimización debido a la densidad relativa de carga en esa región. No obstante lo anterior, el Negociado de Energía está abierto a las sugerencias de las partes interesadas o de la Autoridad debidamente justificadas, en cuanto a si una región diferente de MiniRed u otra zona podría examinarse mejor inicialmente.
119. El Negociado de Energía **ACEPTA** como parte del Plan de Acción Modificado, la porción del Plan de Acción propuesto por la Autoridad que incluía gastos priorizados para llevar los activos existentes del sistema de transmisión a las normas actuales o nuevas, como se ve en los Exhibits 10-11 del PIR Propuesto, y totalizando \$1.15 billones de dólares hasta el 2025. Sin embargo, esta aceptación **NO SE INTERPRETARÁ** como una aprobación de los gastos específicos enumerados en el PIR propuesto. Se **ORDENA** a la Autoridad a solicitar oportunamente la aprobación del Negociado de Energía para los gastos específicos antes de realizar cualquier planificación final e inversiones.



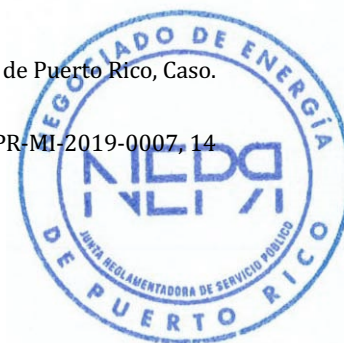
120. El Negociado de Energía **RECHAZA**, en este momento, los \$5.9 billones de dólares en gastos de MiniRed, como propone la Autoridad. En el Procedimiento de Optimización mencionado anteriormente, el Negociado de Energía considerará las necesidades de transmisión asociadas con un sistema de transmisión MiniRed optimizado y establecerá la MiniRed apropiada y los gastos de transmisión relacionados.
121. El Negociado de energía **ORDENA** a que el Plan de Acción Modificado incluya la inversión del sistema de distribución y un análisis que integre la GD de conformidad con las conclusiones de la Parte III(I) y la discusión en el Plan de Acción.

4. Preparación para el próximo ciclo de PIR

122. La Autoridad debe continuar mejorando su proceso de planificación de recursos. La Resolución y Orden Final en el último procedimiento del PIR encomendó a la Autoridad a (a) realizar mejoras internas en sus procedimientos de planificación; (b) seleccionar un nuevo consultor de PIR de manera competitiva, sujeto a la supervisión y aprobación del Negociado de Energía; y (c) desarrollar procedimientos para recopilar datos clave sobre el rendimiento de su sistema eléctrico.¹⁰ El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad ha realizado mejoras en su proceso de planificación de recursos y **DIRIGE** a la Autoridad a que continúe haciéndolo en el próximo PIR, y específicamente que siga las directrices del Negociado de Energía, según lo establecido en la Parte V de esta Resolución y Orden Final. El Negociado de Energía **Error! Reference source not found.ENCUENTRA** además que, la Autoridad no está en incumplimiento con las directrices para seleccionar un nuevo consultor de PIR y llevar a cabo un proceso de licitación. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a llevar a cabo un proceso de licitación para el próximo consultor para el PIR. Con respecto a la recopilación de datos sobre indicadores claves de rendimiento, el Negociado de Energía **CONSIDERA** que la Autoridad ha elaborado buenos indicadores claves de rendimiento, pero no ha sido consistente con la entrega de los informes trimestrales con todos los datos. La Autoridad debe seguir haciéndolo de conformidad con las directrices del Negociado de Energía en el expediente que aborda expresamente esta información.¹¹

¹⁰ Resolución y Orden Final, In Re: Plan Integrado de Recursos para la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso No. CEPR-AP-2015-0002, 23 de septiembre de 2016.

¹¹ Resolución y Orden, In Re: El Desempeño de la Autoridad de Energía de Puerto Rico, Caso No. NEPR-MI-2019-0007, 14 de mayo de 2019.



B. Objetivos y requisitos legales

123. La Legislatura de Puerto Rico ha estado activamente involucrada en el desarrollo de soluciones y mecanismos para mejorar la situación energética en Puerto Rico. A través de muchos proyectos legislativos que se discuten a continuación, la Legislatura ha diseñado un mensaje fuerte y cohesivo dirigido a reducir los costos de energía y diversificar la cartera de fuentes de energía a través de una mayor dependencia en las energías renovables y las opciones de energía limpia descentralizada como la generación distribuida, las microrredes, la eficiencia energética y la respuesta a la demanda. El Negociado de Energía está consciente del mandato legislativo para cumplir con estas políticas según revisa el PIR de la Autoridad. A continuación, se destacan algunas de las disposiciones clave de legislaciones que abordan cuestiones pertinentes para el PIR.

1. Ley 82-2010, conocida como *Ley de Política Pública de Diversificación Energética por Medio de la Energía Renovable Sostenible y Alterna en Puerto Rico* ("Ley 82")

124. La Ley 82-2010 estableció el primer estándar para la cartera de energía renovable en Puerto Rico y exigió que un proveedor de energía al detal cubra el doce por ciento (12%) de sus necesidades de energía a través de energía renovable para 2015, el quince por ciento (15%) para 2020 con la meta de alcanzar el veinte por ciento (20%) para 2035.¹² La Ley 82-2010 se modificó en 2019 para, entre otras cosas, establecer nuevos objetivos para la Cartera de Energía Renovable (RPS, por sus siglas en inglés): el veinte por ciento (20%) para 2020, el cuarenta por ciento (40%) para 2025, el sesenta por ciento (60%) para 2040 y el cien por ciento (100%) para 2050¹³. La Ley 82-2010 creó Certificados de Energía Renovable que abarcaban todos los atributos ambientales y sociales de un megavatio hora (MWh) de electricidad y que podían ser comercializados más allá de las fronteras de Puerto Rico.¹⁴

2. Ley 83-2010, conocida como la *Ley de Incentivos de Energía Verde de Puerto Rico* ("Ley 83")

125. La Ley 83-2010 se estableció para, entre otras cosas: lograr la diversificación de las fuentes de energía; reducir la dependencia en los combustibles fósiles; reducir y estabilizar los costos de energía; reducir la fuga de capitales causada

¹² Véase Ley 82, Exposición de motivos.

¹³ Véase Ley 17-2019, Exposición de motivos.

¹⁴ Véase Ley 82, Exposición de motivos.



por la importación de combustibles fósiles; y preservar y mejorar el medio ambiente.¹⁵ La Ley 83 también creó un Fondo de Energía Verde para financiar el desarrollo de sistemas energéticos sostenibles que adelantan el ahorro y la eficiencia en el uso de la energía.¹⁶ La legislación también contenía iniciativas de energía verde y beneficios contributivos para alentar a los consumidores y a las empresas a utilizar las energías renovables.¹⁷

3. Ley 57-2014, conocida como la *Ley de Transformación y ALIVIO Energético de Puerto Rico* ("Ley 57")

126. La Ley 57 se aprobó para proveer gobernanza a la Autoridad mediante la creación de un organismo regulador independiente; y para establecer requisitos estratégicos de planificación e información para promover la transparencia y la participación ciudadana. En la "Exposición de Motivos" de la Ley 57, la Legislatura declaró, en la parte pertinente, lo siguiente:

... existe un amplio consenso en cuanto a la necesidad de alejarnos de la dependencia de combustibles fósiles y de lograr la autonomía energética utilizando al máximo posible los recursos energéticos que ya tenemos en Puerto Rico, tales como el sol y el viento, la conservación y la eficiencia.

...

Los altos costos energéticos limitan nuestra capacidad de estimular la economía, de fortalecer a los pequeños y medianos comerciantes, de atraer inversión privada del exterior, desarrollar actividad comercial, industrial y manufacturera, y de promover la calidad de vida de todos los puertorriqueños. Esto es un obstáculo que impide convertir a nuestro País en un lugar competitivo y atractivo en todos los ámbitos. Somos rehenes de un sistema energético poco eficiente, que depende desmedidamente del petróleo como combustible, y que no provee las herramientas para promocionar a nuestro País como un lugar de oportunidades en el mercado globalizado. El actual costo del kilovatio hora (kW) de aproximadamente veintisiete centavos (\$0.27) resulta ser extremadamente elevado en comparación con otras jurisdicciones que compiten con Puerto

¹⁵ Véase Ley 83, § 1.2.

¹⁶ *Id.* § 2.1.

¹⁷ *Id.* Exposición de motivos.



Rico para atraer a los inversionistas y lacera severamente el bolsillo del consumidor local.¹⁸

127. Esenciales para llevar a cabo esta intención legislativa son un plan y un proceso de planificación, dirigidos y supervisados por el Negociado de Energía. Por lo tanto, la Ley 57 exige que la Autoridad presente, y que el Negociado de Energía¹⁹ apruebe, un plan integrado de recursos, definido como:

... un plan que considere todos los recursos razonables para satisfacer la demanda de los servicios eléctricos durante determinado período de tiempo, incluyendo aquéllos relacionados a la oferta energética, ya sean los recursos existentes, tradicionales y/o nuevos, y aquéllos relacionados a la demanda energética, tales como conservación y eficiencia energética, respuesta a la demanda o “demand response”, y la generación localizada por parte del cliente. Todo plan integrado de recursos estará sujeto a las reglas establecidas por el NEPR y deberá ser aprobado por el mismo. Todo plan deberá hacerse con amplia participación ciudadana y de todos los grupos de interés.²⁰

128. El Negociado de Energía tiene una definición similar²¹:

"Plan Integrado de Recursos" o "PIR" significará un plan que contempla todos los recursos razonables para satisfacer la demanda de servicios de energía eléctrica durante un período de tiempo específico, que incluye aquéllos relacionados con el suministro de energía eléctrica, ya sean recursos existentes, , y tradicionales y/o nuevos aquéllos relacionados con la demanda energética tales como la conservación y eficiencia energética o la respuesta a la demanda y la generación de energía localizada por parte del cliente, mientras se reconoce la obligación de cumplimiento con las leyes y regulaciones que limiten la selección de recursos.²²

¹⁸ Véase Ley 57, Exposición de motivos.

¹⁹ La Comisión de Energía de Puerto Rico fue creada bajo la Ley 57 y, luego, su nombre fue cambiado a Negociado de Energía de Puerto Rico. Véase Ley 211-2018.

²⁰ Véase Ley 57, § 1.3 (II).

²¹ *Reglamento sobre el Plan integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, 24 de abril de 2018 (“Reglamento 9021”).

²² Véase Reglamento 9021, § 1.08(B)(20).



129. Bajo el Artículo 6.23 de la Ley 57-2014, el Negociado de Energía tiene el mandato de establecer reglamentos para regular el Plan Integrado de Recursos que la Autoridad está obligada a radicar. El PIR es la pieza central para llevar a cabo la intención legislativa de evolucionar el sector energético para que dependa menos de combustibles fósiles caros, utilice más energía renovable de gran escala (a nivel de empresas de servicios públicos) y más renovable distribuida, y promueva la eficiencia y la conservación para mejorar el medio ambiente, cumplir con las leyes federales que abordan el aire limpio y administrar el costo de la electricidad. El objetivo de un PIR y este procedimiento es evaluar los recursos de la Autoridad con el fin de desarrollar un plan rentable (de menor costo) para satisfacer las necesidades energéticas de Puerto Rico en el futuro. El PIR de 2015 estableció un plan para comenzar el retiro de las antiguas y costosas centrales eléctricas y sustituirlas por plantas más eficientes de menor costo, específicamente con recursos renovables, implementar programas rentables de eficiencia energética y respuesta a la demanda, y promover tecnologías de generación distribuida como la energía solar capturada en techos. El propósito de este procedimiento es aprovechar los progresos realizados en el PIR 2015 y avanzar en la dirección de un futuro energético de menor costo que cumpla con los objetivos legislativos de hacer que los costos de energía de Puerto Rico sean más competitivos en un mercado global.

4. Ley 120-2018, conocida como la *Ley para Transformar el Sistema Eléctrico de Puerto Rico* ("Ley 120")

130. La Ley 120 creó el marco legal requerido para la venta, disposición y/o transferencia de los activos, operaciones, funciones y servicios de la Autoridad.²³ La Ley 120 fue aprobada en reconocimiento de los muchos déficits en el sistema energético operado por la Autoridad, incluyendo entre otras cosas, "... el alto costo de los combustibles en un mercado ampliamente variable y especulativo; una anticuada y deteriorada infraestructura eléctrica dependiente de los combustibles más costosos, menos eficientes y a la misma vez más contaminantes; ..." ²⁴ La Legislatura delineó los problemas con el sistema de energía que requieren corrección, señalando:

La Autoridad de Energía Eléctrica, a pesar de operar como un monopolio del Gobierno, carece de las condiciones para ofrecer un servicio eficiente y costo-razonable para los consumidores residenciales, comerciales e industriales. Debido a las precariedades presupuestarias y financieras

²³ Véase Ley 120, Exposición de motivos.

²⁴ *Id.*



acumuladas durante la última década, la Autoridad y el Gobierno tampoco poseen los recursos económicos necesarios para su reestructuración operacional, su recuperación financiera y los enormes cambios infraestructurales requeridos.²⁵

131. Para atender la transformación, la Legislatura utilizó la para las Alianzas Público-Privadas (AAPP)²⁶ para llevar a cabo negociaciones con el fin de asegurar la viabilidad financiera de la Autoridad. Bajo la Ley 120, cualquier contrato relacionado con una transacción de la Autoridad tiene que obtener un Certificado de Cumplimiento Energético del Negociado de Energía.²⁷ Además, la legislación otorga a la Autoridad y a la AAPP la facultad de vender activos de la Autoridad relacionados con la generación de energía eléctrica y de transferir o delegar cualquiera de las operaciones, funciones o servicios de la Autoridad. La legislación también señala, sin embargo, que el marco regulatorio debe ser consistente con las nuevas realidades en Puerto Rico y la industria energética; debe entonces, entre otras cosas, permitir el uso de generación distribuida, microredes y más energía renovable. La Legislatura también señala que el sistema eléctrico debe ser resistente a los fenómenos meteorológicos y a los efectos del cambio climático en la Isla. La Ley 120-2018 también señala "... la importancia de la regulación de la industria energética y la necesidad de contar con un regulador independiente que lleve a cabo sus funciones de manera firme y contundente."²⁸

5. Ley 17-2019, conocida como la *Ley de Política Pública Energética de Puerto Rico* ("Ley 17")

132. La Ley 17 expandió la base creada en la Ley 57 para la planificación integrada de recursos y recalca el enfoque en la provisión acelerada de energía renovable, la conservación y eficiencia de la energía, la respuesta a la demanda y la generación distribuida.²⁹ Al hacerlo, la Ley 17 aumentó la cartera de energía renovable a un mínimo de veinte por ciento (20%) para 2022, cuarenta por

²⁵ *Id.*

²⁶ La Alianza Público Privada se define como: "Cualquier acuerdo entre una Entidad Gubernamental y una o más personas, sujeto a la política pública establecida en esta Ley, cuyos términos están provistos en un Contrato de Alianza, para la delegación de las operaciones, Funciones, Servicios o responsabilidades de cualquier Entidad Gubernamental, así como para el diseño, desarrollo, financiamiento, mantenimiento u operación de una o más instalaciones, o cualquier combinación de las anteriores." Véase Ley 29-2009, conocida como el *Ley de Alianzas Público-Privadas*, § 1(b).

²⁷ Véase Ley 120, § 5(g).

²⁸ *Id.* Exposición de motivos.

²⁹ Véase Ley 17, § 1.2(p).



ciento (40%) para 2025, sesenta por ciento (60%) para 2040 y el cien por cien (100%) para 2050³⁰ y creó un objetivo de eficiencia energética del 30% para 2040.³¹ La Ley 17 también hace hincapié en el papel de la generación por "prosumidores" y prevé un papel más destacado para las microrredes.³² Además, la Ley 17 refuerza la autoridad del Negociado de Energía para llevar a cabo procedimientos relacionados al PIR.³³ La Ley 17 también establece que el PIR será preparado por la compañía de energía eléctrica responsable de las operaciones del sistema eléctrico y será aprobado por el Negociado de Energía.³⁴ Permitir la preparación por una entidad distinta a la Autoridad reconoce los cambios contemplados en los futuros PIR como resultado de la aplicación de la Ley 120. La legislación también establece más detalles en comparación a los incluidos en la Ley 57 sobre el contenido del PIR,³⁵ pero los requisitos de contenido son compatibles con los requisitos del PIR que el Negociado de Energía incluyó en el Reglamento 9021³⁶. Un punto central en toda la legislación es que las medidas adoptadas en relación con la generación y los asuntos relacionados deben ajustarse al PIR aprobado, destacando así la importancia del PIR como herramienta central de planificación. Cualquier cambio o modificación del PIR debe ser aprobado por el Negociado de Energía.³⁷

6. Resumen de cómo el Plan de Acción Modificado aborda los objetivos y requisitos legislativos

133. En los últimos años, como se mencionó anteriormente, la legislatura de Puerto Rico ha aprobado una legislación diseñada para mejorar el sistema energético de Puerto Rico, para hacerlo más resistente, más asequible, menos dependiente de los combustibles fósiles y más capaz de cumplir con los objetivos de energía

³⁰ *Id.* § 1.6(7).

³¹ *Id.* § 1.6 (10).

³² *Id.* § 1.2(r).

³³ *Id.*

³⁴ *Id.* § 1.9(1).

³⁵ *Id.* § 1.9(3); § 5.18 enmendando § 6.23 de la Ley 57.

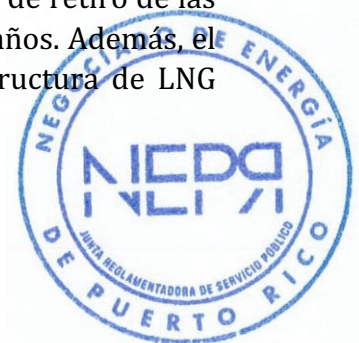
³⁶ *Ver* Reglamento del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, 24 abril 2018 ("Reglamento 9021"). El Reglamento 9021 es la culminación de un procedimiento para la elaboración de reglas en el cual se solicitaron comentarios de las partes interesadas. *Véase* Reglamento del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, CEPR-MI-2018-0005, 8 de febrero de 2018. Téngase en cuenta que el Reglamento 9021 sustituyó al Reglamento 8594, el cual se promulgó expeditamente con el fin de proveerle guía a la Autoridad mientras se preparaba para radicar su primer PIR antes de la fecha límite del 1 de julio de 2015. La experiencia acumulada durante el anterior procedimiento del PIR, permitió que el Negociado de Energía, en el Reglamento 9021, mejorara, ampliara y profundizara en los requisitos establecidos bajo el Reglamento 8574.

³⁷ *Id.* Sección 1.9(2).



limpia, incluyendo la lucha contra el cambio climático. El Plan de Acción Modificado cumple plenamente con estos objetivos.

134. Con respecto a la resiliencia, el Plan de Acción Modificado acepta el concepto de MiniRed, pero no la propuesta de MiniRed de la Autoridad, y respalda un análisis y estudio adicional mediante el establecimiento de un nuevo procedimiento para explorar la mejor manera de optimizar los gastos potenciales del sistema de transmisión en apoyo de la MiniRed y garantizar la rentabilidad. El Plan de Acción Modificado, también incluye, la inversión y el análisis del sistema de distribución, incluida la integración de la GD. Además, con respecto a la resiliencia, el Plan de Acción Modificado incluye elementos adicionales tales como: revisión del nivel crítico del servicio eléctrico en las diferentes clases de clientes; énfasis en el papel central que los clientes pueden desempeñar a través del suministro de energía y la RD; y la provisión de microredes y soluciones de energía y capacidad local relacionadas en un solo sitio (individualmente o en conjunto como VPPs), de conformidad con la Ley 17, así como la promoción de microredes y recursos energéticos distribuidos.
135. Con respecto a la asequibilidad, el Negociado de Energía encontró que la EE es el recurso de menor costo y, por lo tanto, en apoyo al objetivo del treinta por ciento (30%) de ahorro de la EE para el 2040 establecido en la Ley 17, el Negociado de Energía ha ordenado que el Plan de Acción Modificado establezca programas de EE para capturar toda la EE rentable disponible. Esto incluye programas de inicio rápido capaces de aumentar a niveles más agresivos de EE. Además, el Plan de Acción Modificado también ordena a desarrollar programas, ofertas y/o solicitudes con respecto al almacenamiento distribuido y los VPPs, para involucrar a los agregadores de recursos de RD para ofrecer, enviar y ser compensados por recursos de RD rentables. Dado que estará disponible para todas las clases de clientes, crea una oportunidad para que los clientes reduzcan sus facturas de energía. El Negociado de Energía también está requiriendo licitaciones competitivas para todos los nuevos recursos y habilitando todos los recursos para ofertar, con el propósito de obtener los mejores recursos de bajo costo para atender las necesidades energéticas de Puerto Rico en el futuro.
136. El Plan de Acción Modificado incluye una serie de directrices para retirar los planes de combustibles fósiles que consisten en el retiro de los recursos de vapor de combustible durante los próximos cinco (5) años, en San Juan, incluidas las Unidades 7, 8, 9 y 10; en Palo Seco, incluidas las Unidades 3 y 4 y en Aguirre, incluidas las Unidades de vapor 1 y 2; y los planes de retiro de las Unidades 1 y 2 de Aguirre CC durante los próximos cinco (5) años. Además, el Plan de Acción Modificado rechaza el desarrollo de infraestructura de LNG propuesto por la Autoridad en Mayagüez y Yabucoa.



137. Con respecto a la energía limpia y el cambio climático, el Plan de Acción Modificado pone énfasis en la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento de baterías y se requiere que la Autoridad emita una serie de SDP para la provisión de energía renovable en apoyo a las metas de SDP de la Ley 82, y para la provisión de almacenamiento de energía de batería en apoyo de los requisitos de capacidad necesarios para cumplir con la carga máxima de la Autoridad. Además, en apoyo de los requisitos de integración para la generación de energía renovable, las adquisiciones competitivas para obtener PPOA para estos recursos deben estar abiertas a todas las formas de energía renovable, incluidas, entre otras, la eólica, hidráulica, VPP, solar fotovoltaica y almacenamiento. Finalmente, la EE y la RD discutidos anteriormente contribuirán a una reducción de las emisiones que beneficiarán al medio ambiente y contribuirán a frenar el cambio climático.

C. Reglamentos del Negociado de Energía relevantes para estos procedimientos

1. Planes Integrados de Recursos

138. La Autoridad está obligada a radicar ante el Negociado de Energía un PIR que cumpla con las disposiciones del Reglamento 9021. Entre las características del Reglamento 9021, se encuentra el establecimiento de nuevos procedimientos que permitan una mayor participación del público y una mayor transparencia en el desarrollo del PIR. Específicamente, el proceso del PIR se separa en dos fases. La Sección 3.01 establece el proceso para la Fase 1, la cual es la fase previa a la radicación del PIR.³⁸ En la Fase 1, el Negociado de Energía podrá requerir una o más conferencias técnicas con el fin de recopilar “información sobre la metodología y el contenido contemplados por la Autoridad para su nueva propuesta del PIR.”³⁹ El propósito de la conferencia técnica se articula claramente en el reglamento y expone la base para la creación de un procedimiento de dos fases:

El propósito de estas conferencias técnicas es proveer una oportunidad al [Negociado de Energía] para asegurar que la presentación del PIR de la Autoridad cumplirá razonablemente con los requisitos establecidos en este Reglamento y el análisis realizado en él será lo suficientemente robusto para cumplir con los objetivos de política pública y con las expectativas del [Negociado de

³⁸ Véase Reglamento 9021, § 3.01.

³⁹ *Id.* § 3.01(A).



Energía] sobre la calidad del análisis y la información provista. Estos procedimientos también proveerán a la Autoridad una oportunidad de solicitar clarificación de parte del [Negociado de Energía] con relación al cumplimiento de los requisitos establecidos en este Reglamento.⁴⁰

139. La Fase 2 del procedimiento comienza una vez la Autoridad radica su PIR. En el primer paso, el Negociado de Energía revisa el PIR para asegurarse de que la radicación está completa (*i.e.*, está en conformidad a los requisitos de radicación y contenido aplicables).⁴¹ El Reglamento 9021 exige que la Autoridad incluya una evaluación del entorno de planificación, un estudio cuidadoso y detallado de una serie de estimados de cargas futuras, recursos actuales de generación, recursos actuales de demanda, inversiones actuales en tecnologías de conservación energética, instalaciones existentes de transmisión y distribución y los análisis de estimados y escenarios pertinentes en apoyo al plan de recursos seleccionado de la Autoridad, entre otras cosas. La radicación del PIR también debe contener un Plan de Acción propuesto para la implementación del Plan Preferido de Recursos.⁴²
140. El objetivo de la Regulación 9021 es asegurar que el PIR sirva como una herramienta útil en el desarrollo de un plan integral para una cartera de recursos de menor costo para servir al sistema de energía eléctrica de Puerto Rico, y para mejorar la confiabilidad, resiliencia, eficiencia y transparencia del sistema. Las disposiciones establecidas en el presente documento guían el proceso del PIR y son coherentes con los mandatos legislativos discutidos en la Parte I(B) del presente documento. Por otra parte, el Reglamento 9021 define los términos relacionados con la información requerida en el PIR, los procedimientos ante el Negociado de Energía y las directrices e incentivos en términos de métricas de rendimiento que la Autoridad seguirá después del Negociado de Energía haber evaluado y revisado el PIR. A partir de entonces, el Negociado de Energía evaluará el PIR y el rendimiento de la Autoridad de acuerdo con las disposiciones establecidas en el Reglamento 9021 y su Reglamento de mecanismos de incentivos basados en desempeño.⁴³

⁴⁰ *Id.*

⁴¹ *Id.* §3.02.

⁴² *Id.* §§ 1.03 y 2.03(K).

⁴³ *Id.* §§ 1.03 y § 5.01; Reglamento 9137, *Reglamento de Mecanismos de Incentivos Basados en Desempeño*, 2 de diciembre de 2019.



2. Reglamentos sobre microredes

141. En respuesta al huracán María y a la necesidad de desplegar servicios energéticos en las zonas rurales donde la gente sufría una falta prolongada de servicios energéticos, el Negociado de Energía promulgó rápidamente las regulaciones de microredes para guiar a los desarrolladores y al público.⁴⁴ El Reglamento 9028 creó un proceso de certificación⁴⁵ y abordó el desarrollo de microredes a través de la clasificación de la propiedad personal, cooperativas y desarrolladores externos.⁴⁶ Las reglas fueron diseñadas para estimular el desarrollo de microredes y, al mismo tiempo, proveer protecciones a los consumidores, especialmente ante desarrolladores externos.⁴⁷ Las regulaciones de microredes de Puerto Rico fueron las primeras regulaciones de microredes jamás creadas en los Estados Unidos. Estos reglamentos adelantaron los objetivos de la Legislatura de promover las opciones de recursos descentralizados que se están considerando en el PIR.

3. Reglamentos sobre eficiencia energética y respuesta a la demanda

142. En conformidad con las disposiciones de la Ley 57 y la Ley 17, el Negociado de Energía ha estado tomando medidas para dar prioridad a la eficiencia energética y a la respuesta a la demanda. El primer conjunto de reglamentos en torno al PIR estableció requisitos para la consideración de la eficiencia energética como parte integrante del PIR.⁴⁸ En el procedimiento del PIR 2015, el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad a modelar el crecimiento de la eficiencia energética con el fin de medir su impacto potencial en la demanda y los recursos de suministro necesarios. Las regulaciones actuales del PIR establecen protocolos para radicaciones periódicas en torno a programas de eficiencia energética, y renuevan el requisito de asegurar que los programas de eficiencia energética y respuesta a la demanda sean implementados por un Administrador Externo.⁴⁹ Desde la aprobación de la Ley 17, el Negociado de Energía ha llevado a cabo talleres para explorar diversos aspectos de la eficiencia energética, incluyendo los mecanismos de financiamiento. El 4 de septiembre de 2019, el Negociado de Energía abrió un expediente para las

⁴⁴ Reglamento 9028.

⁴⁵ Véase Reglamento 9028, *Reglamento para el Desarrollo de Microredes*, §§ 4.03, 5.02, 5.03.

⁴⁶ *Id.* § 2.01.

⁴⁷ *Id.* §§ 5.04-5.11.

⁴⁸ Véase Reglamento 8594, artículo IV.

⁴⁹ Véase Reglamento 9021, § 4.01.



regulaciones sobre Eficiencia Energética y Respuesta a la Demanda.⁵⁰ El Negociado de Energía sigue trabajando en las revisiones de estas reglamentaciones y espera volver a publicar los reglamentos propuestos en los próximos meses. Mientras tanto, el Negociado de Energía le requirió a la Autoridad que modelara un ahorro de eficiencia energética del dos por ciento (2%) anual desde 2020 hasta 2037, con el objetivo de alcanzar el treinta por ciento (30%) de eficiencia energética en 2040, como lo exige la Ley 17,⁵¹ así como los casos de “no eficiencia energética” y “baja eficiencia energética”.

4. Reglamentos sobre mecanismos de incentivos al desempeño

143. El 15 de noviembre de 2016, el Negociado de Energía publicó un "Aviso de investigación para identificar oportunidades para mejorar el desempeño de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico."⁵² El 11 de diciembre de 2019, conforme a la Ley 57, el Negociado de Energía emitió una Resolución para adoptar el Reglamento de mecanismos de incentivos basados en desempeño para las empresas certificadas de servicios eléctricos.⁵³ El Reglamento 9137 insta las bases de los procedimientos para establecer: métricas específicas, objetivos, incentivos financieros y sanciones⁵⁴ y requisitos de radicación de informes.⁵⁵ El Reglamento 9021 también aborda los mecanismos de incentivos basados en desempeño y le exige a la Autoridad a:

... incluir una narrativa general de las métricas claves de desempeño requeridas por la Comisión y también identificadas en el artículo 6B(h)(iv) de la Ley 83, su desempeño con respecto a dichas métricas y una comparación de sus resultados con aquellos resultados alcanzados por utilidades de tamaño similar y comparables. Además, como se describe en la Sección 2.03(J)(1)(a)(v), el Plan de Acción de la Autoridad deberá incluir una descripción del impacto anticipado de cada acción de recursos en cualquier métrica de desempeño aplicable.⁵⁶

⁵⁰ Resolución, In Re: Regulation for Energy Efficiency and Demand Response, Caso Núm. NEPR-MI-2019-0015, 4 de septiembre de 2019.

⁵¹ Véase Ley 17, § 1.6(11).

⁵² Resolución, In Re: The Performance of the Puerto Rico Electric Power Authority, Caso Núm. CEPR-IN-2016-0002, 16 de noviembre de 2016.

⁵³ Véase Reglamento 9137, *Reglamento de Mecanismos de Incentivos Basados en Desempeño*, 2 de diciembre de 2019.

⁵⁴ *Id.* § 3.1.

⁵⁵ *Id.* § 4.01.

⁵⁶ Véase Reglamento 9021, § 5.01.



144. Estas métricas serán herramientas importantes que el Negociado de Energía utilizará para garantizar que el Plan de Acción Modificado derivado de este PIR se implemente de manera oportuna.

D. Metas y Objetivos del PIR

145. Un PIR es la guía de una compañía eléctrica para proveer un servicio eléctrico de menor costo durante el horizonte de planificación, en este contexto, veinte (20) años. Su propósito es desarrollar un plan para las opciones menos costosas para atender la demanda de los clientes, teniendo en cuenta otros objetivos políticos importantes como la resiliencia, la confiabilidad y los objetivos de la empresa de servicios públicos de utilidades, el gobierno, la sociedad y el medio ambiente. "Menor costo" se refiere al valor neto presente del menor costo de los requisitos de ingresos tomados al valor actual desde el momento presente hasta el final del periodo de análisis. Como parte del proceso del PIR, la empresa de servicios públicos recoge los datos sobre sus recursos existentes,⁵⁷ la demanda histórica de los clientes⁵⁸ y las cargas eléctricas. Utiliza la minimización de los requisitos de ingresos como criterio prioritario, pero también tiene en cuenta factores tales como: la fiabilidad del sistema; riesgos a corto y largo plazo; impactos ambientales; necesidades e implicaciones de transmisión y distribución; implicaciones financieras en la Autoridad; y el interés público.⁵⁹ Un PIR ha sido descrito como "la culminación de un proceso integral de planificación de servicios públicos que evalúa los méritos de utilizar diferentes tipos de recursos energéticos para satisfacer la demanda futura de electricidad estimada con el objetivo de satisfacer la demanda de manera confiable y costo efectiva."⁶⁰
146. El proceso del PIR debe ser transparente y brindar una oportunidad para que las partes interesadas participen plenamente. El Plan de Acción que surge del PIR crea el camino para futuras acciones que la empresa de servicios públicos puede tomar. Sin embargo, no está escrito en piedra, y debería ser lo suficientemente flexible como para ser modificado en caso de circunstancias imprevistas, como el huracán María. También debería ser objeto de enmiendas o reconsideraciones en un nuevo procedimiento relacionado a un PIR, según se justifique. La Ley 57 exige que, cada tres años, la Autoridad radique un nuevo

⁵⁷ "Recursos" incluye generación, distribución, transmisión, programas de eficiencia energética, programas de respuesta a la demanda y recursos de parte de clientes tales como generación distribuida y microrredes.

⁵⁸ "Demanda del cliente" en este contexto significa la cantidad de electricidad consumida en un momento dado en el territorio de servicio eléctrico de una empresa de servicios públicos, gigavatios-horas ("Gwh").

⁵⁹ Véase Reglamento 9021, § 2.03(H)(2)(d).

⁶⁰ *Kentucky Coal Association, Inc. v. Tennessee Valley Authority*, 68 F. Supp. 3d 703, 707 (2015).



PIR;⁶¹ igualmente lo requiere la Ley 17.⁶² Sin embargo, dado los impactos sustanciales e imprevistos de los huracanes Irma y María, el PIR que se está examinando en este procedimiento se ha presentado con antelación a dicho lapso.

147. La Ley 17 provee una guía clara sobre la definición del PIR, definiéndolo como un plan:

.... que considere todos los recursos razonables para satisfacer la demanda de los servicios eléctricos durante determinado período de tiempo, incluyendo aquéllos relacionados a la oferta energética, ya sean los recursos existentes, tradicionales y/o nuevos, y aquéllos relacionados a la demanda energética, tales como conservación y eficiencia energética, respuesta a la demanda o “demand response”, y la generación distribuida por parte del cliente industrial, comercial o residencial. Todo plan integrado de recursos (PIR) estará sujeto a las disposiciones de esta Ley y a las reglas establecidas por el Negociado, que deberá aprobar el mismo. Todo plan deberá hacerse con amplia participación ciudadana y de todos los grupos de interés.⁶³

148. La Ley 17 requiere que el PIR "describa la combinación de recursos de suministro de energía y conservación que satisfaga las necesidades actuales y futuras del sistema energético de Puerto Rico al menor costo razonable".⁶⁴ La Ley 57 también exige que el PIR sea comprensivo con respecto a la evaluación del sistema eléctrico, y debe incluir: (a) una serie de estimados de demanda futura; (b) una evaluación de los recursos de conservación (*i.e.*, opciones de gestión de la demanda); (c) una gama de tecnologías de generación convencionales y no convencionales disponibles en el mercado; (d) una evaluación del sistema de transmisión y distribución; (e) una evaluación comparativa de los recursos energéticos y la transmisión y distribución; (f) una evaluación de los recursos destinados a diversificar y estabilizar los costos energéticos y mejorar la confiabilidad y la estabilidad; (g) una evaluación de los recursos existentes de la Autoridad, incluyendo a aquéllos en manos privadas; (h) una evaluación de los impactos ambientales del sistema, incluyendo el cambio climático; (i) una evaluación de la interconexión de las energías renovables, la generación distribuida y los productores independientes de

⁶¹ Véase Ley 57, § 2.9(h)(i).

⁶² Véase Ley 17, § 1.9(2).

⁶³ Véase Ley 17, § 1.2(p).

⁶⁴ *Id.* § 1.9(2).



energía; (j) proyecciones con respecto a la integración de la generación distribuida en la red eléctrica; (k) identificación de las instalaciones de servicio esenciales en toda la Isla y las medidas a aplicar para hacer más resiliente el servicio de energía eléctrica suministrado a dichas instalaciones, tales como el establecimiento de microrredes, la generación distribuida y las líneas de distribución subterráneas; (l) una evaluación de las acciones necesarias para alcanzar los objetivos del sistema de almacenamiento de energía; y (m) cualquier otro requisito establecido por el Negociado de Energía a través de reglamentos u órdenes.⁶⁵

E. Antecedentes y contexto de los cambios desde el PIR 2015

1. Antecedentes reglamentarios - Reglas finales del PIR, Reglamento 9021

149. Esta Resolución y Orden Final se basa en el Reglamento 9021 del PIR y el cumplimiento por parte de la Autoridad de sus requisitos y de los objetivos y metas de la Legislatura. El contenido y el propósito de estas reglamentaciones se han discutido más arriba en las secciones (C)(1) y (D). Este procedimiento del PIR es el primero bajo el Reglamento 9021, pero no ocurre en circunstancias ordinarias dados los estragos del huracán María, un terremoto posterior, una empresa de servicios públicos en bancarrota y continuos desafíos económicos en Puerto Rico. Estas circunstancias requieren una evaluación cuidadosa, son únicas en comparación a las que se manifiestan en un procedimiento típico del PIR y se discuten a continuación.

2. Cambio tecnológico y económico (costos de recursos)

150. El costo de la tecnología de generación de energía renovable (en particular de la tecnología solar fotovoltaica, pero también aplicable a las tecnologías de generación eólica, tanto en tierra como en alta mar) y el costo del almacenamiento de energía en batería han disminuido sustancialmente en el período comprendido entre el PIR del 2016 y este procedimiento. En el PIR del 2016, la Autoridad asumió que la energía solar fotovoltaica costaría \$130/MWh si se instalara en 2021.⁶⁶ En contraste, en este PIR, la Autoridad asume que la misma energía solar fotovoltaica 2021 costaría \$64/MWh.⁶⁷ Del mismo modo, el PIR de 2016 no consideró el almacenamiento de energía en batería como una

⁶⁵ *Id.* § 1.9(3).

⁶⁶ Orden Final y Resolución, In Re: Plan de Recurso Integrado de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, 26 de septiembre de 2016, párrafo 186.

⁶⁷ Véase PIR Propuesto, anejo 6-31, páginas 6-23.



categoría de recursos explícita,⁶⁸ mientras que el PIR propuesto incluye más de 900 MW de almacenamiento de energía para 2025 en cada caso modelado como parte de los modelos de menor costo.⁶⁹ Estos cambios contrastan con cambios relativamente limitados en la tecnología o en los costos de los recursos de suministro más convencionales alimentados con combustibles fósiles.

3. Cambios demográficos que afectan al PIR (estimado de carga)

151. La carga eléctrica en Puerto Rico ha estado disminuyendo durante años dada la pérdida de industrias manufactureras y la mudanza de los residentes de la Isla a otros lugares. Esta disminución ha creado una serie de desafíos. La Legislatura resumió la situación cuando declaró:

... durante los pasados 10 años, la demanda de energía en la Isla ha disminuido en un 18% y en el sector industrial la reducción ha llegado al 48%. Por otro lado, las principales unidades de generación se encuentran en el área sur, mientras la mayor demanda energética se encuentra en el norte. Además, nuestro sistema de generación es 28 años más viejo que el promedio en la industria de energía eléctrica en los Estados Unidos, y tenemos una dependencia en el petróleo que lo hace cada vez más caro, más contaminante y menos eficiente.⁷⁰

152. El estimado de la carga de la Autoridad en el PIR Propuesto muestra una reducción continua en la demanda de energía, proyectando una tasa de crecimiento anual compuesto del -0.23% durante el período de análisis.⁷¹ Este estimado refleja las proyecciones de la Junta de Supervisión y Administración Financiera para Puerto Rico ("Junta de Supervisión Fiscal" o "JSF") de un PNB relativamente constante⁷² y la continua disminución de la población⁷³ hasta 2038.

⁶⁸ Orden Final y Resolución, In Re: Plan de Recurso Integrado de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico Caso Núm. CEPR-AP-2015-0002, 26 de septiembre de 2016, párrafo 196.

⁶⁹ Véase PIR Propuesto, anejo 1-7 en páginas 1-14 y 1-15.

⁷⁰ Véase Ley 120, Exposición de motivos.

⁷¹ Véase PIR Propuesto, anejo 3-10, páginas 3-10.

⁷² *Id.*, anejo 3-7, páginas 3-8.

⁷³ *Id.*, anejo 3-8, páginas 3-8.



4. Impactos exógenos sobre el PIR

153. Dada la grave condición económica de la Autoridad con una declaración de quiebra de 9 billones de dólares y la falta total de confianza del público en su capacidad para operar adecuadamente un sistema eléctrico eficiente, se promulgó la Ley 120 para establecer el marco legal para la venta, disposición y/o transferencia de operaciones, funciones y servicios de la Autoridad a través de una o múltiples transacciones. La Legislatura definió la transacción de la Autoridad⁷⁴ para la transición del ecosistema eléctrico operado por el gobierno de la Isla a un sistema operado en una asociación público-privada con expertos de la industria energética. Ese proceso está en marcha y, cuando se complete, dará lugar a un cambio importante en las responsabilidades, deberes y obligaciones al pasar de una administración pública/gubernamental a una operación/administración privada.
154. Además, la gran destrucción del sistema de transmisión y distribución por el huracán María y la reciente paralización de las unidades de generación de Costa Sur como resultado de una serie de terremotos que afectaron a la isla a principios de 2020 han dado lugar a la necesidad de una evaluación sustancial del sistema eléctrico, para definir lo que se puede hacer de manera más rentable para renovar la infraestructura energética de la isla y qué fuentes de financiamiento están disponibles a través de la Agencia Federal de Gestión de Emergencias ("FEMA") y otras entidades para tales propósitos.
155. El Negociado de Energía está consciente de estas circunstancias y de su rol en la implementación plena y transparente de la reforma energética de la Isla. El Negociado de Energía está ahora procediendo a asegurar que la Autoridad está avanzando en la dirección correcta de acuerdo con la política pública energética del Gobierno de Puerto Rico. Ser proactivo ahora ayudará a asegurar que el sistema energético de Puerto Rico esté incorporando opciones de recursos de menor costo que reducirán los costos de energía y ayudarán a la economía de la Isla. Actuar ahora también garantizará que los futuros operadores del sistema eléctrico reciban un sistema eléctrico mejor posicionado para operar. Teniendo esto en cuenta, el Negociado de Energía se ha centrado en las futuras necesidades de planificación del sistema eléctrico en su revisión y sus decisiones bajo este procedimiento del PIR.

⁷⁴ Véase Ley 120, § 2(l); ver también § 1(B)(4) arriba.



5. Efectos físicos y eléctricos de los huracanes y terremotos sobre la resiliencia.

156. Los huracanes de septiembre de 2017 y los terremotos de enero de 2020 han tenido un impacto significativo en el sistema eléctrico de Puerto Rico, lo cual pone en relieve la necesidad de reconstruir un sistema más resiliente. La legislación aprobada después de los huracanes subraya la importancia de construir una red más fuerte.⁷⁵ Los huracanes atravesaron Puerto Rico sacando fuera de operación a gran parte del sistema de transmisión y distribución, lo cual imposibilitó el suministro de electricidad generada en la parte sur de la Isla a los centros de población del norte. El terremoto derribó entonces las unidades de Costa Sur, las cuales, a pesar de estar programadas para su retiro en los próximos años, proveían, sin embargo, una cantidad significativa de electricidad. La Legislatura ya ha insistido en la necesidad de descentralizar la generación en Puerto Rico. Esta dirección tiene una serie de beneficios: las unidades más pequeñas se pueden ubicar más cerca de la carga y pueden ayudar a que las comunidades dependan menos de las largas líneas de transmisión que cruzan la isla; un sistema de unidades distribuidas más pequeñas puede contribuir a la reducción del nivel de reserva necesario, ya que el sistema debe mantener una reserva comparable a la capacidad de su unidad generadora más grande y las unidades más pequeñas pueden permitir el retiro de las unidades más grandes de Puerto Rico; además, estas unidades descentralizadas más pequeñas a menudo dependen de energía renovable, reduciendo así la contaminación y reduciendo los costos. Todos estos factores se tienen en cuenta a la hora de planificar un sistema eléctrico moderno que sea resiliente, eficiente, más económico y menos impactante para el medio ambiente.

F. Resumen del proceso del Negociado de Energía

157. El Reglamento 9021 establece el proceso legal que se utilizará en el procedimiento del PIR.⁷⁶ En términos de proceso, la diferencia más significativa entre el Reglamento 9021 y el Reglamento 8594, el cual se utilizó en el PIR del 2015, fue la creación de un proceso de Fase 1 que le permitió al Negociado de Energía señalarle a la Autoridad cualquier corrección necesaria durante el curso del desarrollo del PIR para que cumpliera con las Leyes de Puerto Rico y el Reglamento del Negociado de Energía. Este proceso también creó la participación y la transparencia públicas y condujo a una radicación del PIR que

⁷⁵ Véase Ley 17 y Ley 120.

⁷⁶ Véase Reglamento 9021, Artículo III.



necesitaba menos revisiones antes de ser aceptada en comparación al proceso del PIR del 2016. El nuevo proceso también dio lugar a un menor número de retrasos.⁷⁷

158. Una vez el Negociado de Energía aceptó la radicación del PIR de la Autoridad con requisitos para presentar información adicional, el Negociado de Energía comenzó una revisión detallada de la presentación. El Negociado de Energía le pidió a la Autoridad diez rondas de Solicitud de Información (ROI, por sus siglas en inglés), cada una de las cuales incluía listas de preguntas, solicitudes de datos e instrucciones para que la Autoridad llevara a cabo varios modelos que no había incluido en su radicación del PIR. El propósito de los modelos era probar los resultados de necesidad y rentabilidad asumiendo mayores niveles de opciones renovables y opciones de la demanda, u otras variaciones en los supuestos de entrada para examinar la solidez de los resultados del modelo. La Autoridad emitió unos ROI a los interventores que también ofrecieron comentarios y testimonios. La participación de los interventores y los *amicus curiae* fue sumamente valiosa, ya que su aportación ofrece perspectivas e información adicional para la consideración del Negociado de Energía.⁷⁸ Los interventores tuvieron la oportunidad plena de participar en la vista y ofrecieron Informes y Respuestas, todos los cuales fueron considerados en las deliberaciones del Negociado de Energía. El Negociado de Energía también solicitó comentarios públicos sobre el PIR y celebró cinco (5) vistas en varios lugares a través de Puerto Rico.⁷⁹
159. Las decisiones y órdenes del Negociado de Energía que se examinan a continuación se basan en un proceso completo y transparente, con la plena participación de muchos interventores y el público en general, y luego de un análisis e investigación cuidadosos sobre la sustancia de la presentación del PIR

⁷⁷ Para obtener más detalles sobre el proceso, véase el Apéndice A - Cronología e historia del procedimiento de esta Resolución y Orden Final.

⁷⁸ El Negociado de Energía otorgó el estatus de intervención a dieciocho (18) interventores: Environmental Defense Fund; Sunrun, Inc.; organizaciones ambientalistas locales (Comité de Diálogo Ambiental, Inc.; El Puente Williamsburg, Inc. - Enlace Latino de Acción Climática; Comité Yabucoño Pro-Calidad de Vida, Inc.; Alianza Comunitaria Ambientalista del Sureste, Inc.; Sierra Club y su Capítulo de Puerto Rico; Mayagüezanos por la Salud y el Ambiente, Inc.; Coalición de Organizaciones Anti-Incineración, Inc.; Amigos del Río Guaynabo, Inc.; Campamento contra las Cenizas de Peñuelas, Inc.; y CAMBIO Puerto Rico); EcoEléctrica, L.P.; Grupo WindMar; Oficina Independiente de Protección al Consumidor (OIPC); Empire Gas Company, Inc.; AES Puerto Rico, LP; National Public Finance Guarantee Corp.; Progression Energy; Shell NA LNG LLC; Wärtsilä North America; interventores sin fines de lucro (Centro Unido de Detallistas (CUD); Cámara de Mercadeo, Industria y Distribución de Alimentos (MIDA); Asociación de Industriales de Puerto Rico (AIPR); Cooperativa de Seguros Múltiples de Puerto Rico (CSMPR); Unidos por Utuado (UPA); e Instituto de Competitividad y Sostenibilidad Económica de Puerto Rico (ICSE-PR)); Caribe GE International Energy Services, Corp.; Solar and Energy Storage Association of Puerto Rico (SESA-PR); Liga de Cooperativas de Puerto Rico; AMANESER 2025, Inc; y Arctas Capital Group, LP. Las radicaciones *Amici Curiae* fueron presentadas por el Rocky Mountain Institute (RMI); la Asociación de Consultores y Contratistas de Energía Renovable de Puerto Rico, Inc. (ACONER); y el Colegio de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico (CIAPR).

⁷⁹ Se celebraron vistas públicas en San Juan, Arecibo, Humacao, Mayagüez y Ponce.



propuesto por la Autoridad y una revisión de la evidencia en el expediente conforme los reglamentos y leyes de Puerto Rico.

II. SOLICITUD DE LA AUTORIDAD

A. Descripción general del enfoque de la Autoridad⁸⁰

160. El PIR de la Autoridad tiene como objetivo informar o guiar la transformación de la cartera de suministro de electricidad de Puerto Rico, junto con los cambios asociados en la infraestructura de transmisión y distribución.
161. El PIR refleja los cambios en la política pública de Puerto Rico (en particular las obligaciones de reducir sustancialmente los costos de suministro de energía y planificar el cumplimiento del estándar revisado de la cartera renovable); abordar los impactos de confiabilidad, medio ambiente y costos de una flota de generación envejecida y en gran medida alimentada por petróleo; e incorporar las lecciones e impactos de los huracanes Irma y María y sus secuelas. La Autoridad afirma que el PIR está "completamente alineado a los cinco pilares clave adoptados por la Junta de Gobierno de la Autoridad en su Visión para el Futuro de la Energía en Puerto Rico."⁸¹ Estos cinco pilares son: (1) enfoque en el cliente; (2) viabilidad financiera; (3) confiable y resiliente; (4) modelo de sostenibilidad; y (5) motor de crecimiento económico.
162. La estructura del PIR radicado por la Autoridad generalmente sigue la estructura establecida en el Reglamento 9021 del Negociado de Energía.⁸² La Autoridad desarrolló supuestos para parámetros de entrada como el estimado de carga y los costos de capital y operación y la disponibilidad de diferentes opciones de nueva generación y almacenamiento de energía, así como las características de los generadores existentes. La Autoridad identificó escenarios y estrategias potenciales y desarrolló carteras de suministro optimizadas en numerosos casos utilizando un modelaje de expansión de

⁸⁰ El proceso de preparación del PIR de la Autoridad fue liderado por consultores de Siemens PTI. En su testimonio, el Director Ejecutivo de la Autoridad, José Ortiz, afirma que "[e]l PIR fue preparado por consultores de la Autoridad de Siemens Power Technologies International ("Siemens"), trabajando en estrecha colaboración con el personal de la Autoridad, a su vez, apoyado por asesores de Filsinger Energy Partners." Durante el proceso de descubrimiento y las vistas técnicas, muchas respuestas a los ROI del Negociado de Energía y otras preguntas provenían de empleados de Siemens o Filsinger Energy Partners ("FEP"). La Autoridad presentó a los expertos de Siemens y FEP como sus testigos en la Vista Evidenciaria. La Autoridad asume toda la responsabilidad de todo el contenido de su PIR, independientemente de qué entidad fue responsable de supuestos, métodos empleados específicos, hallazgos o recomendaciones. Esta Resolución Final y Orden se refiere exclusivamente a la Autoridad como autor y proponente del PIR y todas las respuestas a los ROI.

⁸¹ Véase PIR Propuesto, página 1-1.

⁸² Véase Reglamento 9021, *Reglamento del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico*, CEPR-MI-2018-0005, 8 de febrero de 2018.



capacidad. La Autoridad luego examinó los resultados de estos casos para desarrollar un Plan Preferido de Recursos, teniendo en cuenta tanto el costo para los contribuyentes como otras métricas de evaluación. La Autoridad entonces describió un Plan de Acción que establece acciones y enfoques específicos a tomar durante los próximos cinco años.

163. No obstante lo anterior, el PIR de la Autoridad es inusual en varios aspectos. En primer lugar, se lleva a cabo en el contexto de una carga decreciente. Incluso antes de incorporar los impactos de la eficiencia energética y la generación distribuida, las proyecciones de la población en declive de Puerto Rico y el lento crecimiento económico conducen a proyecciones de disminución de la carga. En segundo lugar, los impactos de los huracanes Irma y María han llevado a la Autoridad a proponer un cambio fundamental en la configuración geográfica de su flota de generación, con la generación cada vez más cerca de la carga. Esto llevó a la Autoridad a incluir cambios sustanciales en la transmisión y distribución en su PIR, en lugar de preocuparse única o principalmente por la generación. En tercer lugar, los cambios en las políticas públicas en relación con el suministro de electricidad renovable y la eficiencia energética significan que este PIR refleja un contexto político dramáticamente diferente al anterior, completado hace sólo tres años.

B. Escenarios, estrategias, sensibilidades y nomenclatura

1. Escenarios

a. Definiciones

164. La Autoridad desarrolló cinco escenarios que reflejan diferentes niveles de disponibilidad de importaciones e infraestructura de gas natural, así como, energía solar fotovoltaica y baterías. Los escenarios también reflejan supuestos específicos sobre el costo de las energías renovables y el almacenamiento. La Autoridad identificó que la importación de gas natural licuado en Puerto Rico y su uso para alimentar generadores de ciclo combinado y turbinas nuevos o existentes podrían formar parte de un plan preferido de recursos. Sin embargo, la Autoridad reconoció que existe una incertidumbre sustancial con respecto a la capacidad de desarrollar y construir instalaciones y generadores de gas natural importado en diferentes partes de la isla. Otra fuente sustancial de incertidumbre es el costo y la disponibilidad de la generación renovable (particularmente la energía solar fotovoltaica) y el almacenamiento en



baterías. Los cinco escenarios identificados por la Autoridad son los siguientes:⁸³

- Escenario 1 - Ninguna nueva infraestructura de suministro de gas natural (gas) combinado con el costo y la disponibilidad de referencia (del caso base) para la generación renovable
- Escenario 2 – Suministro de gas sólo disponible en el norte combinado con el costo y la disponibilidad de referencia (del caso base) para la generación renovable
- Escenario 3 - Gas disponible en múltiples terminales nuevas de LNG o gas natural licuado (ubicaciones en el norte, el este y el oeste) combinado con una mayor reducción en el costo de las energías renovables y una mayor disponibilidad de recursos renovables (energía solar fotovoltaica)
- Escenario 4 - Gas disponible en múltiples terminales nuevas de LNG (ubicaciones en el norte, el este y el oeste) combinado con el costo y la disponibilidad de referencia (del caso base) para la generación renovable
- Modernización del Sistema Energético (ESM, por sus siglas en inglés) - Variante del Escenario 4 con varias decisiones fijas, incluyendo nuevas ubicaciones de LNG en el norte, el este y el oeste, discutido con más detalle a continuación
- Escenario 5 - Similar al Escenario 4, pero con el Puerto Marino de Gas en Aguirre (AOGP por sus siglas en inglés) como opción, y unidades de ciclo combinado más grandes también disponibles para seleccionar

165. La disponibilidad de recursos y los costos en cada escenario se resumen en la siguiente tabla:⁸⁴

⁸³ PIR Propuesto, páginas 1-3.

⁸⁴ PIR Propuesto, anejo 5-2, página 5-5.



Tabla 1 . Definición de los escenarios de recursos

Scenario	New Gas				Renewable & Storage	
	AOGP	Land-based LNG at San Juan	Ship-based LNG at Yabucoa	Ship-based LNG at Mayagüez	Costs	Availability
1	No	No	No	No	Reference	Reference
2	No	Yes	No	No	Reference	Reference
3	No	Yes	Yes	Yes	Low	High
4	No	Yes	Yes	Yes	Reference	Reference
5	Yes	Yes	Yes	Yes	Reference	Reference
ESM	No	Yes	Yes	Yes	Reference	Reference

166. Al realizar el modelaje de expansión de capacidad, la Autoridad identificó que los casos del Escenario 4 generalmente no seleccionan recursos ubicados en el oeste (Mayagüez) o el este (Yabucoa). Por lo tanto, los casos del Escenario 4 también cumplen con la definición del Escenario 2. Como resultado, la Autoridad señaló que eliminó el Escenario 2.⁸⁵

b. Caso ESM

167. Entre los escenarios que desarrolló, la Autoridad eligió el Escenario EMS como su Plan de Recursos Preferidos en el PIR Propuesto. Este escenario tiene muchas características en común con el Escenario 4. En el caso del ESM, la Autoridad establece como decisiones fijas varias decisiones que difieren del Escenario 4 y evalúa el impacto resultante en el costo del sistema. La Autoridad afirma que estas decisiones fijas están destinadas a reflejar aquellos proyectos que fueron identificados por la Autoridad y su equipo de expertos como aquéllos que tienen las mejores posibilidades de éxito. La Autoridad afirma que "el ESM fue desarrollado con proyectos que tienen una mayor probabilidad de lograr completarse a corto plazo porque tienen proponentes activos y se ven beneficiados por el proceso de contratación de las Alianzas Público-Privadas (APP)."⁸⁶ Las decisiones fijas en el Escenario ESM son:

- Conservar EcoEléctrica bajo los términos de un nuevo contrato
- "Reemplazar las 18 turbinas de gas Marco 5 [turbinas existentes de 21 MW que suman a 378 MW] en ubicaciones optimizadas con nuevas unidades móviles de turbinas de gas (TG, 23 MW cada una) o equivalentes, como decisión fija para conectarse en 2021 y con

⁸⁵ PIR Propuesto, página 5-4.

⁸⁶ Documento de trabajo de la Autoridad, "Considerations on the ESM Plan." El proceso de contratación de las APP se refiere al proceso por el cual la AAPP ha recibido ofertas solicitadas o no solicitadas para nueva generación.



LNG en contenedores como opción de combustible (418 MW en total)

- Desarrollar una terminal de LNG en Yabucoa y una turbina de gas de ciclo combinado (CCGT por sus siglas en inglés) de clase F de 302 MW en junio de 2025, a ser construidos como decisión fija
- Desarrollar una CCGT de Clase F en Palo Seco para 2025 alimentado por LNG terrestre de San Juan
- Desarrollar una nueva terminal de LNG a base de buques en Mayagüez y la conversión [del diésel] al combustible dual de las unidades Aero Mayagüez (4x50MW) como una decisión fija."⁸⁷

2. Estrategias

168. En el PIR propuesto, la Autoridad para cada uno de los escenarios con una o más estrategias. Estas estrategias reflejan diferentes restricciones con respecto a qué punto deben los recursos de generación estar ubicados geográficamente próximos a las cargas, y con respecto a la capacidad máxima disponible de generación:

- Estrategia 1 - Refleja un programa de energía tradicional y centralizado con recursos de generación ubicados predominantemente en unos pocos lugares centralizados, enfatizando la confiabilidad y las métricas económicas.
- Estrategia 2 - Refleja un sistema de generación más distribuida y flexible, haciendo hincapié en la resiliencia y la proximidad de las fuentes de generación al cliente. Esta estrategia incorpora microredes o Miniredes y el fortalecimiento de la infraestructura existente de la Autoridad. En esta estrategia, la mayor parte de la carga se sirve a partir de recursos de suministro locales, los cuales se pueden aislar de la red eléctrica durante un evento significativo, pero, aun así, pueden servir una parte de la carga cercana.⁸⁸
- Estrategia 3 - Refleja un híbrido de las dos primeras estrategias que encarna una combinación de los beneficios de la Estrategia 1 y la Estrategia 2. En esta estrategia, se consideran las economías de escala, lo cual resulta en parte de la carga potencialmente servida, en condiciones normales, a partir de recursos remotos. Durante un evento significativo, el potencial de mayores niveles de carga rotativa derramada en esta estrategia es mayor que con la

⁸⁷ *Id.* página 2.

⁸⁸ Véase PIR Propuesto, páginas 1-3 a 1-4.



Estrategia 2, pero también debería resultar en menores costos operativos.⁸⁹

3. Miniredes

169. En el PIR Propuesto, la Autoridad propone desarrollar y rediseñar su sistema combinado de transmisión, distribución y generación en ocho áreas funcionales, denominadas "Miniredes". Las Miniredes operarían durante eventos significativos y emergencias, no durante el día a día de la operación de la red eléctrica. La infraestructura funcional de las Miniredes permitiría el aislamiento de las zonas afectadas por los eventos significativos del resto de la red eléctrica, evitando, en la medida de lo posible, apagones en toda la isla. Cada Minired sería capaz de ofrecer de forma independiente porciones de los niveles esperados de servicio eléctrico, incluso si se desconecta del resto del sistema en respuesta a, o como consecuencia de, un evento significativo como un huracán. La Autoridad asume que sería necesario que la generación térmica, dentro de cada Minired, tenga la capacidad para arrancar después de un apagón (*i.e. black-start*) para poder satisfacer las cargas "críticas" y otras cargas en los mismos alimentadores que las cargas críticas. La Autoridad define las cargas críticas como las "más necesarias para ... seguridad y salud"⁹⁰ y pretende que estas cargas puedan recuperar el servicio inmediatamente después de un evento significativo. La Autoridad asume además la necesidad de restaurar el servicio a cargas "prioritarias"⁹¹ dentro de un plazo de una semana luego de un evento y todo el servicio dentro de un mes después de un evento. La Autoridad asume que las cargas prioritarias se servirían con recursos renovables (principalmente energía solar fotovoltaica) y baterías, en la medida en que no se cubran con los recursos térmicos ubicados en el área de la Minired.⁹²
170. Los requisitos de generación local de las áreas de Minired restringen las selecciones de recursos dentro de las carteras modeladas de la Autoridad en las Estrategias 2 y 3. La Autoridad definió la Estrategia 2 de tal manera que el ochenta por ciento (80%) de la carga máxima debe poder ser satisfecha con recursos locales (*i.e.*, dentro de la misma Minired), mientras que, en la Estrategia 3, sólo cincuenta por ciento (50%) debe ser capaz de ser servido con los recursos locales.

⁸⁹ *Id.*

⁹⁰ *Id.* páginas 1-8.

⁹¹ Véase PIR Propuesto, páginas 1-8; Anejo 1, páginas 2-5.

⁹² Véase PIR Propuesto, Anejo 1, páginas 2-7.



4. Sensibilidades

171. Además de las combinaciones escenario/estrategia la Autoridad utilizó Sensibilidades para "aislar los impactos de ciertas variables importantes mientras mantenía constantes otras suposiciones."⁹³ Las variables probadas a través del análisis de sensibilidad reflejan diferentes tipos de incertidumbre, principalmente en el costo y la disponibilidad de diferentes recursos. Las sensibilidades en el PIR Propuesto de la Autoridad están numeradas del 1 al 9:⁹⁴

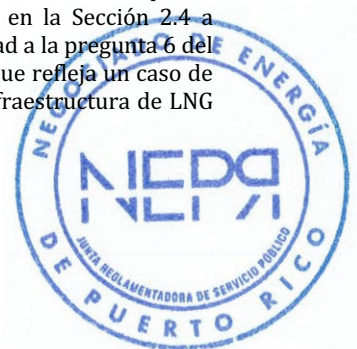
1. Reducción más significativa en el costo de la energía solar y el almacenamiento, junto con la alta disponibilidad de almacenamiento y energía solar;
2. Menor penetración de eficiencia energética;
3. Retiro económico de AES y EcoEléctrica independientemente de la duración del contrato;
4. El LNG basado en buques en San Juan pudiera lograr la aprobación de los permisos requeridos. Tiene una capacidad reducida en comparación con la opción de LNG terrestre;
5. Altos precios de la gasolina;
6. Alto costo de la energía solar y el almacenamiento;
7. No se hace conversión de San Juan 5 y 6 al gas natural, aplicado al Escenario 1;
8. Costo base de generación y almacenamiento renovables, aplicado al Escenario 3; y
9. EcoEléctrica se obliga a retirarse, para identificar, en el escenario 4, la reducción real de los pagos fijos que hacen que este caso sea equivalente a la situación en la que EcoEléctrica es sustituida por un nuevo generador de ciclo combinado en Costa Sur.⁹⁵

172. La Autoridad desarrolló estimados de carga Alta, carga Base y carga Baja. Estos estimados no se tratan como sensibilidades. En su lugar, pueden aplicarse a cualquier caso.

⁹³ Véase, PIR Propuesto, páginas 5-6 y 5-7.

⁹⁴ La Autoridad analizó y presentó sensibilidades adicionales como parte del Requisito del proceso de información que no formaban parte de la presentación original del PIR. Estas sensibilidades adicionales se discuten en la Sección 2.4 a continuación, e incluyen: sensibilidad 10 (que refleja un "adder de carbono", Respuesta de la Autoridad a la pregunta 6 del Negociado de Energía Sexta Solicitud de Información, 27 de septiembre de 2019); sensibilidad 11 (que refleja un caso de instalación "solar retrasado", *Id.* Pregunta 4; y, sensibilidades 12 y 13 (que reflejan los costos de infraestructura de LNG "altos" y "bajos", *Id.*, preguntas 5 y 6 respectivamente).

⁹⁵ Véase PIR Propuesto, páginas 5-6 y 5-7.



5. Nomenclatura

173. Un caso determinado modelado por la Autoridad se nombra basado en el escenario, la estrategia y la sensibilidad que refleja, en ese orden. Los estimados de carga alta ("H" o "High"), base ("B" o "Base") y baja ("L" o "Low") se etiquetan mediante la adición de la letra "H", "B" o "L" al final del nombre del caso. Por ejemplo, el caso "S4S2S5B" es el Escenario 4, la Estrategia 2 y la Sensibilidad 5 con el estimado de carga base, mientras que el caso "S3S2H" es el Escenario 3, la Estrategia 2, con un estimado de carga alta.

C. Modelaje

174. La Autoridad utilizó el modelo de expansión de capacidad a largo plazo ("LTCE" por sus siglas en inglés) del software Aurora para evaluar los costos de cada caso considerado.⁹⁶ El modelo Aurora pretende minimizar el valor actual de los requisitos de ingresos para la Autoridad dentro de las restricciones establecidas para cada caso, manteniendo al mismo tiempo niveles confiables de suministro eléctrico para satisfacer la carga durante todo el período de estudio. La Autoridad se modeló hasta finales de 2038, representando un lapso de 20 años desde principios de 2019. La Autoridad llevó a cabo un análisis "nodal" adicional para evaluar cómo la configuración y las capacidades del sistema de transmisión de la Autoridad afectan a la congestión, las pérdidas técnicas, los costos de producción, la restricción de energías renovables y la energía no atendida.⁹⁷

175. Con el fin de llevar a cabo su modelaje, la Autoridad desarrolló supuestos con respecto a numerosos factores de entrada, tales como:

- el estimado de carga antes y después del efecto de los programas y políticas de eficiencia energética;⁹⁸
- el costo de capital y la disponibilidad en Puerto Rico de almacenamiento energético y recursos térmicos y renovables;⁹⁹
- el desempeño de diferentes tecnologías de generación en el contexto de Puerto Rico; y¹⁰⁰

⁹⁶ Véase PIR Propuesto, páginas 2-4.

⁹⁷ Véase PIR Propuesto, páginas 8-42.

⁹⁸ Véase PIR Propuesto, Sección 3.

⁹⁹ Véase PIR Propuesto, Sección 6.

¹⁰⁰ *Id.*



- los costos de combustible para gas natural, petróleo y propano, importados a Puerto Rico.¹⁰¹
176. La Autoridad también desarrolló otros supuestos, tales como el grado de implementación de la generación distribuida;¹⁰² el ritmo al que se pueden adquirir e interconectar los recursos de los sistemas de energía solar fotovoltaica y los sistemas de almacenamiento energético en batería ("BESS" por sus siglas en inglés);¹⁰³ y las ubicaciones aproximadas para las nuevas instalaciones de generación térmica.¹⁰⁴
177. En su propuesta de Miniredes, la Autoridad asume un cierto nivel de resiliencia como objetivo e, implícitamente, asume además una frecuencia de tormentas significativas para justificar la necesidad de inversión en resiliencia. La Autoridad también asume un conjunto de cargas críticas y prioritarias en cada Minired y asume que sólo los recursos térmicos están disponibles inmediatamente después de un evento y que, por lo tanto, se requieren para satisfacer cargas críticas. Además, la Autoridad asume la necesidad de reforzar la infraestructura de transmisión específica para servir a cargas críticas y todas las demás cargas que comparten alimentadores con cargas críticas. La Autoridad asume implícitamente un equilibrio entre un refuerzo de la infraestructura de transmisión y distribución y las microredes *in situ* para cargas críticas y prioritarias que están más lejos de la generación térmica existente o propuesta.¹⁰⁵

D. Análisis suplementario en respuestas a Solicitud de Información ("ROI" por sus siglas en inglés)

178. Además del conjunto básico de casos descritos en el PIR Propuesto, la Autoridad llevó a cabo numerosos análisis de modelos adicionales en respuesta a los ROI. Estos modelos forman parte del Registro Administrativo de este procedimiento. Por lo tanto, asisten en la toma de decisiones del Negociado de Energía con respecto a la propuesta del PIR. Los modelos adicionales se describen a continuación.

¹⁰¹ Véase PIR Propuesto, Secciones 7.1 y 7.2.

¹⁰² Véase PIR Propuesto, Anejo 4, Sección 3.

¹⁰³ Véase PIR Propuesto, páginas 6-22.

¹⁰⁴ Véase PIR Propuesto, páginas 7-6 a 7-18.

¹⁰⁵ Véase PIR Propuesto, Anejo I, Sección 2.



1. Órdenes del Negociado de Energía con respecto a la conversión de combustible de AES

179. El 26 de abril y el 23 de mayo de 2019, el Negociado de Energía emitió Resolución y Órdenes en la que exigía (y luego aclaraba) que la Autoridad debe modelar y presentar los resultados de los casos en los que la instalación de generación eléctrica con carbón de AES se convierte a gas natural al comienzo del período de modelaje (*i.e.*, año fiscal 2020).¹⁰⁶ Si bien estas Resolución y Órdenes se emitieron durante la Fase I (*i.e.*, antes de que se radicara el PIR Propuesto), los resultados del análisis AES no estaban disponibles para incluirse en el PIR propuesto. La Autoridad radicó los resultados el 23 de agosto de 2019.

2. ROI del Negociado de Energía PREB-PREPA 6 a la Autoridad¹⁰⁷

180. En su sexto conjunto de ROIs, el Negociado de Energía le exigió a la Autoridad que proveyera los resultados del modelo para combinaciones adicionales de casos y sensibilidades con la aplicación de LTCE según fuese necesario. Estos incluyen:

- cargas alta y baja y sensibilidades alta y base del costo renovable para S3S2;
- una nueva sensibilidad (Sensibilidad 10) con un valor del precio de carbono para S4S2B, S3S2B y ESM (carga base) basado en el precio del carbono por "estimado de consenso" reflejado en anejo 4-27 del PIR;
- una nueva sensibilidad (Sensibilidad 11) que retrasa las instalaciones de principios de año de la energía solar fotovoltaica en S3S2 para alinearse con las observadas en S4S2 hasta 2025, y que asigna la energía solar retrasada al período comprendido entre 2026 y 2030;
- una nueva sensibilidad (Sensibilidad 12) para probar el impacto del alto costo de la infraestructura de gas en S4S2 y ESM; y
- una nueva sensibilidad (Sensibilidad 13) para probar el impacto del bajo costo para la infraestructura de gas en S4S2 y ESM.

¹⁰⁶ Resolución y Orden, In Re: Revisión del Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso. Núm. CEPR-AP-2018-0001, 26 de abril de 2019, páginas 5-6.

¹⁰⁷ Sexto Requerimiento de Información (ROI) del Negociado de Energía 6 de septiembre de 2019; la Autoridad respondió en partes los días 27 de septiembre y 4, 15 y 18 de octubre de 2019.



3. ROI del Negociado de Energía PREB-PREPA 7 a la Autoridad¹⁰⁸

181. En su séptimo conjunto de ROIs, el Negociado de Energía le exigió a la Autoridad que ofreciera los resultados del modelaje para casos adicionales con la aplicación de LTCE según fuese necesario. Estos incluyen:

- un caso ESM con precios actualizados para gas natural en San Juan 5 y 6;
- Una versión de cada uno de S4S2B y S3S2B sin limitaciones en las instalaciones de energía solar fotovoltaica y BESS a partir de 2022; y
- Resultados de S4S1H y S4S1L (Estrategia 1 con cargas alta y baja).

4. ROI del Negociado de Energía PREB-PREPA 9 a la Autoridad¹⁰⁹

182. En su noveno conjunto de ROIs, el Negociado de Energía le exigió a la Autoridad que ofreciera los resultados de casos adicionales, con la aplicación de LTCE. En particular, el Negociado de Energía ofreció proyecciones de carga correspondientes a un caso de baja eficiencia energética ("EE Baja") y a un caso de cero eficiencia energética ("Cero EE"). El Negociado de Energía le exigió a la Autoridad modelar el equivalente a los casos S1S2, S3S2, S3S2S8, S4S2 y S5S1 con estas previsiones de carga, con la opción de ofrecer también un caso ESM. El Negociado de Energía le exigió además a la Autoridad que presentara los resultados de varios modelajes para corregir los errores que el Negociado de Energía identificó en la aplicación de la Sensibilidad 8, incluyendo los precios de almacenamiento de referencia, además de los precios de la energía solar fotovoltaica de referencia, los costos de plantas de gas para demandas pico (*gas peakers*) y los costos de los recursos eólicos. Se le requirió a la Autoridad que ofreciera una evaluación de cómo cambiaría el Plan de Acción propuesto en el marco de los casos de carga bajo Cero EE y EE Baja.

5. ROI de AES-PR AES-PR-PREPA 1 a la Autoridad¹¹⁰

183. En su primera Solicitud de Información (ROI), AES-PR solicitó los resultados de modelajes LTCE adicionales. Después de nuevas consultas, AES-PR y la Autoridad acordaron un conjunto de seis modelajes LTCE. Cuatro modelajes

¹⁰⁸ Respuesta de la Autoridad al Negociado de Energía, ROI 7, 27 de septiembre y 4 de octubre de 2019.

¹⁰⁹ Respuesta de la Autoridad al Negociado de Energía ROI 9, 27 de noviembre de 2019 (respuestas complementadas el 6 de diciembre de 2019 y revisadas nuevamente el 2 de marzo de 2020).

¹¹⁰ Respuesta de la Autoridad al Negociado de Energía ROI 1, 27 de noviembre de 2019 (respuestas complementadas el 6 de diciembre de 2019).



muestran casos en los que AES-PR deja de quemar carbón a finales de 2020¹¹¹ y dos ilustran casos que asumen la conversión de gas después del final del contrato actual de AES-PR en 2027. Cada par de modelajes se llevó a cabo con el estimado de carga base y el estimado de carga con EE Baja definida en la ROI NEPR 9.

6. ROI del Negociado de Energía PREB-PREPA 10 a la Autoridad¹¹²

184. En su décima serie de ROIs, el Negociado de Energía le exigió a la Autoridad que ofreciera los resultados de casos adicionales, principalmente en relación con el impacto de términos específicos para un contrato propuesto entre EcoEléctrica y la Autoridad. Los casos modelados son: (1) versiones con Cero EE y Baja EE para S1S2, S3S2, S4S2 y S5S1; (2) S4S2B y S3S2B; y (3) versiones con Cero EE y Baja EE del caso con energía solar y BESS sin limitación, examinado en ROI 7-2.

III. ANÁLISIS Y HALLAZGOS POR ÁREA TEMÁTICA

A. Estimado de carga

185. La sección 2.03 (C) del Reglamento 9021 exige que "la Autoridad presente un pronóstico de requisitos futuros de capacidad y demanda, así como un análisis de pronósticos de cargas anteriores." Además, el Reglamento 9021 establece los requisitos para la documentación de los estimados de carga¹¹³ y el análisis de los estimados de carga.¹¹⁴ El Reglamento 9021 también exige que la Autoridad prepare tres estimados o pronósticos de carga base que "... reflejan una gama razonable de incertidumbres futuras."¹¹⁵
186. En la Parte 2 del PIR Propuesto (Entorno de planificación), la Autoridad reconoce el difícil entorno de planificación dentro de Puerto Rico. Esto incluye factores clave que afectan la carga del sistema, como la producción económica y la población. Antes de los huracanes de 2017, la economía puertorriqueña había estado en declive estructural con disminuciones anuales en su Producto

¹¹¹ Dos de estos casos modelan la conversión al gas natural de la planta AES-PR, mientras que los otros dos cierran la planta sin conversión.

¹¹² Respuesta de la Autoridad al Negociado de Energía, ROI 10, 22 de enero de 2020.

¹¹³ Reglamento 9021, § 2.03(C)(1).

¹¹⁴ Id. § 2.03(C)(2).

¹¹⁵ *Id.*



Nacional Bruto ("PNB") y de población de al menos un uno por ciento.¹¹⁶ Estas tendencias se vieron exacerbadas por los huracanes de 2017, incluyendo una disminución del cuatro por ciento (4%) de la población debido a la migración y la pérdida de vidas y una contracción importante de la actividad económica.¹¹⁷ Se prevé que estos y otros factores, incluyendo el mandato de aspirar a la eficiencia energética y las rápidas disminuciones de los costos de los recursos energéticos distribuidos, den lugar a una disminución significativa de la carga del sistema en el horizonte de planificación del PIR Propuesto. En ese sentido, la Autoridad afirma en el PIR Propuesto que "... el declive del crecimiento de la carga presenta un entorno de planificación difícil que requiere que la Autoridad conserve la opcionalidad para desarrollar nuevos recursos resilientes en caso de tener un crecimiento de la carga superior al previsto."¹¹⁸

1. La radicación de la Autoridad

187. La Parte 3 del PIR Propuesto ofrece datos históricos de carga, la descripción de la metodología de pronóstico o estimación de carga y pronósticos o estimados de carga. Los pronósticos de carga para el horizonte de planificación del PIR de 20 años incluyen un pronóstico base, uno bajo y uno alto.
188. La Autoridad informa en el PIR Propuesto que la generación neta en Puerto Rico disminuyó de 23,720 gigawatt-horas (GWh) en 2007 a 16,789 GWh en 2018.¹¹⁹ Durante el mismo período de tiempo, la demanda máxima disminuyó de 3,546 MW a 2,705 MW.¹²⁰ El sector industrial experimentó la mayor disminución de las ventas al cuarenta y siete por ciento (47%) del año 2007 al año 2017.¹²¹ En el mismo plazo, las ventas residenciales y comerciales de electricidad disminuyeron en un doce por ciento (12%) y un diez por ciento (10%), respectivamente.¹²² La Autoridad atribuye la disminución de las ventas durante la década a la disminución en diecisiete por ciento (17%) del PNB de Puerto Rico y el declive de quince por ciento (15%) en la población del 2007 al 2017.¹²³

¹¹⁶ PIR Propuesto, páginas 3-6.

¹¹⁷ *Id.*

¹¹⁸ PIR Propuesto, páginas 2-7.

¹¹⁹ *Id.* página 3-3, anejo 3-3.

¹²⁰ *Id.*

¹²¹ PIR Propuesto, página 3-1.

¹²² *Id.*

¹²³ *Id.*



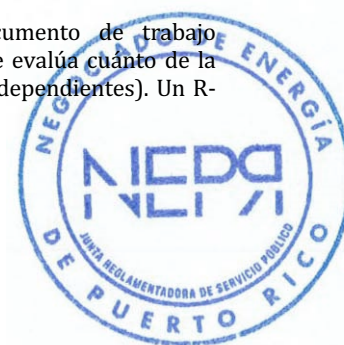
a. Metodología de pronóstico de carga

189. El pronóstico o estimado de carga en la cual se basó la Autoridad en el PIR Propuesto se desarrolló utilizando modelos estadísticos y econométricos con series cronológicas por clase de cliente para estimar o pronosticar ventas mensuales de energía para cada una de las tres clases de clientes primarios: residencial, comercial e industrial. La Autoridad desarrolló un modelo de regresión lineal, con ventas de energía como variable dependiente y quince (15) variables independientes.¹²⁴ Las variables independientes utilizadas en la regresión eran una variable meteorológica en forma de grados día de enfriamiento ("CDD" por sus siglas en inglés), dos variables económicas (población y PNB) y variables ficticias para cada mes. La variable de población no fue estadísticamente significativa en el modelo de regresión para el sector industrial, por lo cual la Autoridad la sustituyó por el empleo manufacturero.¹²⁵
190. La Autoridad afirma en el PIR Propuesto que las variables independientes para el pronóstico de carga comercial no incluyen a la población. Sin embargo, el documento de trabajo de pronóstico de carga muestra que se utiliza la población, pero no se utiliza el PNB. La Autoridad no ofrece ninguna explicación de por qué el pronóstico de carga comercial utiliza menos variables independientes.
191. La Autoridad utilizó la herramienta de software estadístico MATLAB para realizar una técnica ordinaria de regresión de mínimos cuadrados. El modelo de regresión tenía estadística sólida significativa, con valores-p inferiores a 0.01 para todas las variables independientes económicas y las relacionadas con el clima (es decir, para todas excepto las variables ficticias mensuales). Las r-cuadradas ajustadas de las regresiones fueron 0.82, 0.58 y 0.96 para los sectores residencial, comercial e industrial respectivamente.¹²⁶ La regresión del sector comercial se examina con más detalle en la Sección de Discusión más adelante.
192. La Autoridad utilizó los coeficientes derivados de las ecuaciones de regresión para crear el pronóstico de carga base. Esto requería datos sobre las variables independientes utilizadas para desarrollar la ecuación de regresión. La Autoridad utilizó datos mensuales históricos de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica ("NOAA" por sus siglas en inglés) de 2000 a 2016 para

¹²⁴ *Id.* página 3-3.

¹²⁵ *Id.*

¹²⁶ Los resultados de la metodología de pronóstico de carga se encuentran en el documento de trabajo Step2_PREPA_Econometric_ModelDev_smooth_final.xls. "R-cuadrado" es una prueba estadística que evalúa cuánto de la variación en una variable (dependiente) se explica por la variación en las variables de entrada (independientes). Un R-cuadrado de 1.0 es un alineamiento perfecto, mientras que 0.0 indica que no hay relación.



desarrollar grados día de enfriamiento mensual esperados en condiciones climáticas normales para su uso en el modelo.¹²⁷ La Autoridad utilizó el PNB y proyecciones de población de la JSF en el modelo de regresión para producir el pronóstico de carga base.¹²⁸ Dentro del horizonte de planificación del PIR, la JSF proyecta declives de 1.3% anual en la población. La JSF proyecta que el PIB aumentará rápidamente al inicio en respuesta a los esfuerzos de asistencia después de los huracanes de 2017 y luego aumentará moderadamente en un 1.6% anual hasta 2027. Después de 2027, la JSF proyecta tasas de crecimiento anual de negativo 0.3%.

193. El pronóstico bruto de energía a largo plazo del PIR (*i.e.*, sin tener en cuenta el impacto de la eficiencia energética, la respuesta a la demanda y la generación distribuida) da como resultado una tasa de crecimiento anual compuesta ("CAGR" por sus siglas en inglés) en ventas totales de -0.23%.¹²⁹ Por lo tanto, el pronóstico de energía bruta a largo plazo de la Autoridad identifica una continuación de la tendencia histórica de una disminución en las ventas de energía. Se prevé que las ventas de energía a todos los sectores disminuyan excepto para el sector industrial (con un CAGR proyectado del 1.38%). La Autoridad prevé que las ventas de energía residencial tengan un descenso mayor al de los demás sectores, con un CAGR del -0.61%.
194. El pronóstico de carga bruta de la Autoridad se basa en la relación histórica observada entre el consumo de energía y los factores como la actividad económica y la población. Como resultado, incluye el ritmo de aumentos naturales de la eficiencia energética y la productividad energética que se han producido en el pasado. No incluye los impactos de ningún estándar federal sobre enseres ni ninguna otra política o regulación que cambie el ritmo de las mejoras naturales en la eficiencia energética en relación con su ritmo histórico. Dichas nuevas políticas y sus posibles efectos se abordan en la sección III(B) de esta Resolución Final y Orden.
195. La Autoridad presenta un pronóstico de la demanda bruta de energía para la generación, que incluye cargas auxiliares, pérdidas técnicas y no técnicas y el propio uso de la Autoridad. La Autoridad asume que el uso anual para cargas auxiliares y el uso propio de la Autoridad se mantienen constantes en el horizonte de planificación del PIR. La Autoridad asume que la suma de las pérdidas técnicas y no técnicas se mantendrá en un porcentaje constante de la

¹²⁷ PIR Propuesto, páginas 3-6 a 3-7.

¹²⁸ *Id.* páginas 3-7.

¹²⁹ PIR Propuesto, página 3-10, anejo 3-10. Éste contiene el pronóstico de ventas total, así como los pronósticos específicos por sector.



demanda total de energía en el horizonte de planificación, en el doce por ciento (12%). Después de contabilizar estos factores, la Autoridad proyecta que la generación bruta de energía disminuya de 18,351 GWh en 2019 a 17,608 GWh en 2038, lo cual representa un CAGR de -0.22%.¹³⁰

196. Para pronosticar la demanda pico de energía, la Autoridad utilizó factores constantes de carga por clase de cliente y factores constantes que coinciden por clase de cliente. La Autoridad pronosticó la demanda en el momento pico del sistema utilizando estos valores y el consumo de energía pronosticado por clase de cliente. Se utilizaron varios factores para ajustar estos estimados de Demanda pico para tener en cuenta las pérdidas técnicas y no técnicas, el propio consumo de la Autoridad y los efectos del consumo en los servicios auxiliares de las plantas generadoras. La Autoridad prevé que la demanda pico bruta (antes de contabilizar la eficiencia energética, la respuesta a la demanda o la generación distribuida) disminuirá de 2,791 GW en 2019 a 2,666 GW en 2038, lo cual representa un CAGR del -0,24%.¹³¹

b. Análisis de los pronósticos de cargas alta y baja

197. En el desarrollo de los pronósticos de cargas alta y baja, el PIR utiliza técnicas de muestreo aleatorio para explorar una gama de posibles trayectorias de carga futuras.¹³² El método estadístico resultó en 2,000 distribuciones únicas basadas en tres rutas aleatorias independientes para CDD, PNB y una variable residual. La Autoridad añadió además variabilidad adicional para representar incertidumbres futuras no capturadas por datos históricos.¹³³ A base de la evaluación de la Autoridad de los resultados de las 2,000 distribuciones estocásticas, optaron por utilizar el percentil 25^{to} como caso bajo y el percentil 85^{to} como caso alto.¹³⁴
198. El anejo 3-32 del PIR presenta los escenarios bajo y alto de pronóstico de ventas brutas.¹³⁵ Los escenarios alto y bajo dan como resultado un CAGR de 0.34% y otro de -0.57% en el horizonte de planificación del PIR, respectivamente. En el pronóstico de carga baja, la demanda pico decae con un CAGR del -0.57%, la

¹³⁰ PIR Propuesto, páginas 3-11, anejo 3-11.

¹³¹ *Id.* anejo 3-24.

¹³² PIR Propuesto, páginas 3-24.

¹³³ *Id.*

¹³⁴ *Id.* páginas 3-26.

¹³⁵ *Id.* páginas 3-29.



misma tasa del pronóstico de energía,¹³⁶ mientras que en el caso de la demanda alta sube a un CAGR del 0.31%.¹³⁷

c. Vehículos eléctricos ("EVs" por sus siglas en inglés)

199. La Autoridad no incluyó un impacto explícito de los vehículos eléctricos del sector de la transportación sobre la carga de energía o la demanda pico. En respuesta al ROI PREB-PREPA-01-18(g), la Autoridad ofreció una evaluación del impacto potencial de los vehículos eléctricos en la demanda de energía. La Autoridad desarrolló pronósticos de ventas de energía para la carga de vehículos eléctricos en casos modelados a base de la introducción de vehículos eléctricos en varios estados de Estados Unidos (*i.e.*, California, Hawái y Virginia Occidental) y la introducción promedio de Estados Unidos. La Autoridad basó estas tasas de adopción de vehículos eléctricos en "vehículos livianos totales inscritos en Puerto Rico y diferentes alternativas de penetración estimada a través del país."¹³⁸ Las ventas de energía resultantes debido a los EVs en 2038 van desde 82 GWh por año a 226 GWh por año. Estas ventas representarían aproximadamente entre el 0.9% y el 2.5% del pronóstico de carga, después de contabilizar la eficiencia energética y la generación distribuida. Para alcanzar estos niveles de ventas eléctricas, la Autoridad asumió una flota de EVs de entre 38,359 y 105,508 vehículos en 2038. En la vista evidenciaria, el Dr. Bacalao declaró que estas proyecciones eran pequeñas en comparación con los diferentes pronósticos de carga utilizados en el PIR, por lo cual se sentía cómodo dejando la proyección de EVs fuera de la carga para efectos de planificación.¹³⁹

d. Efecto de la eficiencia energética en el pronóstico

200. El PIR evalúa los costos y otros impactos de cumplir con el pronóstico de carga bruta con una combinación de recursos energéticos suministrados por la empresa de servicios públicos, generación distribuida originada por los clientes u otras fuentes y eficiencia energética. Las múltiples carteras de eficiencia energética y los ahorros resultantes se abordan en la Sección III(B) de esta Resolución Final y Orden.

¹³⁶ Véase documento de trabajo "Load Forecast by Region PREPA EE_DG_2018 IRP Low Case35 pct EE 050319.xls".

¹³⁷ Véase documento de trabajo "Load Forecast by Region PREPA EE_DG_2018 IRP High Case35 pct EE 050319.xls".

¹³⁸ Respuesta de la Autoridad al Primer Requerimiento de Información (ROI) del Negociado de Energía 18(g), página 17, 2 de agosto de 2019.

¹³⁹ Vista Evidenciaria, 4 de febrero de 2020, sesión matutina, 26:18.



2. Interventores

a. Environmental Defense Fund ("EDF")

201. En su testimonio experto, la Dra. Elizabeth Stanton afirma que omitir los vehículos eléctricos del pronóstico de carga da como resultado una subestimación de la demanda de energía futura.¹⁴⁰ En la vista evidenciaria, el Dr. Stanton testificó que el escenario más ambicioso de la Autoridad para la adopción de EVs en Puerto Rico cayó muy por debajo de los contemplados por los escenarios de alta introducción de EV en PIRs comparables en otras jurisdicciones.¹⁴¹
202. En su Informe Final, EDF expresa preocupación por la acogida de la Autoridad a su pronóstico de generación distribuida sin incentivos ni mecanismos de mercado para incentivar la tendencia.¹⁴² EDF critica además a la Autoridad por no incluir el crecimiento de la carga por los vehículos eléctricos.¹⁴³

b. Oficina Independiente de Protección al Consumidor ("OIPC")

203. En su testimonio pericial, el Sr. Gerardo Cosme Núñez destaca la importancia del pronóstico de carga para el PIR y la incertidumbre en la pronóstico de carga debido a numerosos factores como la situación económica, el cambio tecnológico, el uso de recursos energéticos distribuidos y la eficiencia energética.¹⁴⁴ Además, testifica que el comportamiento energético y las preferencias de los clientes deben tenerse en cuenta en el pronóstico de carga.¹⁴⁵ El Sr. Cosme afirma que, ante la incertidumbre, el Plan de Acción debe ser flexible, pero debe responder a la carga y el costo y la disponibilidad real de los diferentes recursos.¹⁴⁶ Recomienda que el Negociado de Energía supervise el estado real de la carga y los costos para evaluar la necesidad de instalaciones antes de autorizarlas.¹⁴⁷

¹⁴⁰ EDF, Testimonio de Dr. Elizabeth Stanton, 23 de octubre de 2019, página 15.

¹⁴¹ Vista Evidenciaria, 4 de febrero de 2020, sesión de la mañana, 00:45:30,

¹⁴² EDF Alegato Final, 6 de marzo de 2020, página 22.

¹⁴³ *Id.*

¹⁴⁴ OIPC, Testimonio de Gerardo Cosme Núñez, 23 de octubre de 2019, página 2.

¹⁴⁵ *Id.*

¹⁴⁶ *Id.* página 3.

¹⁴⁷ *Id.* página 4.



c. Organizaciones ambientalistas locales ("LEOs" por sus siglas en inglés)

204. En su Informe Final, las LEO critican a la Autoridad por no incluir los vehículos eléctricos en el pronóstico de carga, y afirman que esto representa un fracaso de la Autoridad en su misión de considerar "cambios en las condiciones del mercado de la energía" y "cambios en la tecnología" como lo exige la Ley 17, Sección 1.2(p).¹⁴⁸

d. Solar and Energy Storage Association of Puerto Rico ("SESA-PR")

205. En su testimonio como experto, el Sr. Patrick Wilson afirma que las proyecciones de adopción de EVs deben incluirse en el PIR.¹⁴⁹ El Sr. Wilson señala que el PIR no toma en cuenta los vehículos eléctricos y las estaciones de carga de vehículos eléctricos en uso en Puerto Rico hoy en día, y no asume ninguna carga adicional por los vehículos eléctricos durante los próximos veinte (20) años.¹⁵⁰ Afirma que numerosos estudios proyectan el crecimiento futuro de la carga por los vehículos eléctricos y que los principales fabricantes de automóviles están expresando planes para aumentar la producción de vehículos eléctricos.¹⁵¹ Recomienda que el PIR considere las proyecciones sobre curvas de demanda realizadas en otros lugares por los vehículos eléctricos y que establezca suposiciones razonables sobre el probable impacto de los vehículos eléctricos en el crecimiento de la carga. El Sr. Wilson apoya el análisis sobre EVs presentado por el Rocky Mountain Institute en su Informe *Amicus Curiae* de septiembre.¹⁵²

206. Wilson testifica que las proyecciones de Siemens para la generación distribuida son irrazonables porque no difieren por escenario, no reflejan el valor de los créditos de energía renovable ("RECs" por sus siglas en inglés) comprados a los clientes, reflejan inadecuadamente las reducciones de costos por la innovación, no incluyen los impactos de la agregación con beneficios mutuos para la empresa de servicios públicos y el cliente, no reflejan las opciones de financiamiento que la GD pone a la disposición de más clientes, el mayor interés por y la adopción del almacenaje junto con la GD, y la creciente innovación empresarial debido a un mercado de servicios públicos abiertos. Recomienda que se complete un análisis más detallado antes de declarar el PIR como definitivo, y sugiere que este análisis indique un aumento en la adopción de la GD más allá de las proyecciones incluidas en el borrador del PIR Propuesto.

¹⁴⁸ Argumento Final LEOs, 6 de marzo de 2020, páginas 29-30.

¹⁴⁹ SESA-PR, Testimonio de Patrick J. Wilson, 23 de octubre de 2019, página 7.

¹⁵⁰ *Id.* página 8.

¹⁵¹ *Id.* páginas 8-9.

¹⁵² *Id.* página 10.



e. Windmar

207. El Sr. Víctor González, testificando para Windmar, afirma que los vehículos eléctricos podrían ser una nueva fuente sustancial de ingresos para la red y podrían utilizarse para ayudar a la red a gestionar sus cargas máximas. Afirma además que el mercado de los automóviles eléctricos está creciendo a un ritmo exponencial, que los vehículos eléctricos pueden devolver la energía a la red y que algunas empresas de servicios públicos han desarrollado tarifas especiales que están acelerando el mercado.¹⁵³ El Sr. González recomienda que el PIR considere aumentar las ventas de vehículos eléctricos.¹⁵⁴

3. Amicus Curiae

a. ACONER

208. En su Informe *Amicus Curiae*, ACONER afirma que el pronóstico de la demanda en el PIR debería incluir dos efectos no incluidos en la radicación de la Autoridad: la reducción de la demanda por la creciente adopción de sistemas renovables fuera de la red y el aumento de la demanda por vehículos eléctricos.¹⁵⁵

b. Rocky Mountain Institute (“RMI”)

209. En su Informe *Amicus Curiae* modificado, RMI afirma la preocupación de que el pronóstico de la demanda sea incierto y omita factores importantes.¹⁵⁶ En particular, a RMI, le preocupa que el Plan Preferido de Recursos (ESM) sea menos robusto para condiciones con mayor carga que los planes alternativos. RMI presenta los resultados de un análisis del impacto potencial de la carga por la adopción de vehículos eléctricos.¹⁵⁷ RMI concluye que la adopción de vehículos eléctricos a un nivel del 15%, el 30% y el 50% de la flota de vehículos aumentaría las ventas eléctricas anuales en 692 GWh, 1,384 GWh, o 2,306 GWh, respectivamente. En relación con las ventas eléctricas del 2038 bajo el caso base en el pronóstico de carga de la Autoridad, estos aumentos corresponderían a un aumento del 10 %, 20% o 33% de las ventas eléctricas, respectivamente. Según RMI, “[e]ste análisis asume una población en Puerto Rico de 2.4 millones en el 2038 y asume que el comportamiento de conducción

¹⁵³ Windmar, Testimonio de Víctor González, 23 de octubre de 2019, páginas 4-5.

¹⁵⁴ *Id.* página 5.

¹⁵⁵ ACONER, Alegato de *Amicus Curiae*, 6 de marzo de 2019, página 4.

¹⁵⁶ RMI, Alegato Enmendado de *Amicus Curiae*, 20 de diciembre de 2019, página 7.

¹⁵⁷ *Id.* página 7-8.



es comparable al informado para Hawái, es decir, que hay 0.93 vehículos per cápita y que 8,231 millas son conducidas anualmente por vehículo."¹⁵⁸

4. Discusión

210. El PIR de la Autoridad cumple con los requisitos de la Sección 2.03 (C) del Reglamento 9021 con respecto al pronóstico de carga. Específicamente, la Sección 3 del PIR propuesto contiene lo siguiente:

- Datos históricos de más de 10 años sobre generación y ventas anuales de electricidad para la empresa de servicios públicos y el consumo por clase de cliente;
- la aplicación de una metodología aceptada por la industria para pronosticar el consumo de energía por clase de cliente y demanda máxima del sistema que incluye los efectos de factores económicos en el consumo de electricidad;
- pronóstico de la producción y el uso de energía para un horizonte de planificación de 20 años para cada clase de cliente;
- pronóstico de la demanda máxima (o pico) de energía para un horizonte de planificación de 20 años;
- tanto el consumo de energía como los pronósticos de demanda máxima netos en relación con los impactos de la eficiencia energética y la generación distribuida producida por el cliente y la cogeneración (combinación de calor y energía); y
- escenarios alternativos razonables que toman la forma de trayectorias bajas y altas que toman en cuenta los riesgos e incertidumbres asociados con el clima y la actividad económica en la Isla.

211. El impacto de los huracanes Irma y María causó "cambios repentinos e inesperados en el sistema energético de Puerto Rico".¹⁵⁹ La Autoridad solicitó¹⁶⁰, y el Negociado concedió¹⁶¹, una exención al requisito del artículo 2.03 (C)(1)(e) de ofrecer una evaluación del pronóstico de carga anterior en el PIR.

212. La Autoridad proyecta que el uso eléctrico en Puerto Rico bajo una gama de alternativas declinará durante el horizonte de planificación de 20 años del PIR. Dadas las tendencias históricas a la disminución del consumo y el potencial de

¹⁵⁸ *Id.* página 8.

¹⁵⁹ PREPA's Motion for Limited Waivers of Filing Requirements Under Regulation No. 9021, 13 de febrero de 2019.

¹⁶⁰ *Id.*

¹⁶¹ Resolución y Orden, In Re: Revisión del Plan de Recursos Integrados de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, 14 de marzo de 2019, página 7.



la EE rentable y la disminución de los costos de la GD, es razonable concluir como condición de referencia (*e.g.*, antes de la aplicación de políticas públicas de eficiencia energética) que el consumo de energía en la Isla continuará la tendencia histórica de disminución del consumo en el futuro previsible.

213. El uso por parte de la Autoridad de un enfoque econométrico basado en la regresión para desarrollar el pronóstico de carga base es apropiado y está alineado con el Reglamento 9021, el cual exige que "los pronósticos de carga se desarrollen utilizando métodos que examinen el efecto de los factores económicos en el consumo de electricidad."¹⁶² El uso por parte de la Autoridad de la población, el producto interno bruto y el empleo manufacturero como variables económicas impulsoras es razonable y apropiado para los impulsores económicos de la demanda eléctrica. El análisis también utilizó las condiciones climáticas normales, como exige el Reglamento 9021, Sección 2.03 (C) 2)(f).
214. La Autoridad no identificó correcta y claramente las variables utilizadas en el pronóstico de carga del sector comercial, además de la CDD y una variable ficticia mensual: el lenguaje del PIR Propuesto establece que el pronóstico utilizó el PNB (y no población), mientras que los documentos de trabajo muestran que el pronóstico utilizó población (y no PNB). Con el fin de determinar el resultado neto de esta discrepancia, el Negociado de Energía llevó a cabo un análisis de regresión utilizando 1) PNB y las variables meteorológicas y ficticias solamente y 2) PNB, población y las variables meteorológicas y ficticias. Este análisis de regresión encontró que los ajustes lineales alternativos tienen valores r-cuadrados mejor ajustados (0.65 para el ajuste sólo con PNB y 0.67 utilizando tanto el PNB como la población, en comparación con 0.59 utilizando sólo la población). Sin embargo, el análisis de regresión utilizando todas las variables produce el resultado absurdo de que la carga comercial está inversamente relacionada con la población (para un PNB dado, el ajuste proyectaría que la carga de energía comercial aumenta a medida que la población se reduce). El análisis de regresión utilizando sólo el PNB (es decir, conforme al texto del propio PIR Propuesto) produce un pronóstico de carga relativamente cercano al pronóstico que la Autoridad utilizó en el PIR Propuesto: los dos pronósticos están dentro de los 500 GWh por año durante todo el período de análisis. Este rango es pequeño en comparación con la incertidumbre reflejada en los pronósticos de carga alta y carga baja. El r-cuadrado relativamente bajo para el ajuste de regresión del sector comercial (en relación con los sectores residencial e industrial) indica que hay otras dinámicas o factores de carga comercial que la Autoridad no ha tenido en cuenta en su pronóstico de carga. Aunque los efectos netos de esta incertidumbre, y de la falta de explicación de la Autoridad sobre su elección de

¹⁶² Véase Reglamento 9021, § 2.03 (C)(2)(b).



variables de regresión, son relativamente pequeños. No obstante lo anterior, el Negociado de Energía le **ORDENA** a la Autoridad a que realice un análisis adicional del pronóstico de carga comercial en su próximo PIR, incluyendo el análisis de otras variables independientes.

215. El Reglamento 9021 exige que el pronóstico de carga "tenga en cuenta toda eficiencia energética que ocurra de forma natural que pueda ser prevista, así como cualquier eficiencia energética que resulte de códigos de edificación y estándares de equipos, tanto existentes como esperados".¹⁶³ El pronóstico de la Autoridad cumple con este estándar mediante el uso de relaciones históricas entre variables económicas y el consumo de energía para obtener los coeficientes de la regresión. Este método captura las tendencias históricas de aumentar la eficiencia energética natural. Dada la ausencia actual de cualquier eficiencia energética programática patrocinada por la empresa de servicios públicos en Puerto Rico, esto refleja un caso base futuro con eficiencia natural pero sin tales programas, como exige la Regulación 9021.
216. Los interventores en el procedimiento no identificaron ningún problema fundamental con la metodología de pronóstico de carga econométrica incluida en el PIR Propuesto ni en los resultados globales. Sin embargo, varios interventores plantearon su preocupación por no tenerse en cuenta el impacto de cargar a los vehículos eléctricos en el pronóstico de carga de la Autoridad. La Autoridad reconoció en una respuesta de descubrimiento de prueba que la demanda de los EVs no se tomó en cuenta en el pronóstico de carga.¹⁶⁴ Como se detalló anteriormente, testigos expertos de algunos interventores señalaron el aumento significativo de la carga que podría resultar de la expansión en la adopción de vehículos eléctricos en la isla durante las próximas dos décadas y, en informes, los interventores reiteraron sus preocupaciones con respecto a los vehículos eléctricos.
217. RMI presenta un impacto potencial de cargar a los EVs que es hasta diez veces mayor que el cálculo máximo de la Autoridad. En este nivel de adopción de EVs mucho más alto, los impactos en las ventas eléctricas serían grandes: aproximadamente un tercio de las ventas de la empresa de servicios públicos para otros fines, en lugar de menos del cinco por ciento. Como se explica en la Vista Evidenciaria, si las ventas de vehículos eléctricos continuaran por el camino descrito por RMI, en lugar del camino modelado por la Autoridad, la Autoridad tendría algún tiempo para ajustar y adaptar sus previsiones de carga

¹⁶³ Véase Reglamento 9021 § 2.03 (C)(2)(d).

¹⁶⁴ Véase Respuesta de la Autoridad al Primer Requerimiento de Información (ROI) , PREB-PREPA-01-18(g), 2 de agosto de 2019.



y planes de recursos.¹⁶⁵ La Autoridad también podría utilizar tarifas variables a base de tiempo u otras herramientas para fomentar que la carga de vehículos eléctricos se produzca en momentos en los cuales los costos de la red eléctrica son más bajos (fuera de horas pico).¹⁶⁶

218. Un PIR debe evaluar los planes y enfoques de recursos en comparación con una serie de cargas futuras potenciales para evaluar la solidez de su Plan de Acción y Plan Preferido de Recursos ante la incertidumbre. Esta es la razón por la cual el Reglamento 9021 requiere el uso de pronósticos de carga alta, base y baja.¹⁶⁷ La futura adopción de EVs es sólo una de las muchas fuentes de incertidumbre en la futura carga eléctrica. Además de los pronósticos de carga alta, básica y baja, en este procedimiento, la Autoridad también desarrolló pronósticos de "cero eficiencia energética" y "eficiencia energética baja" (descritas en detalle en la Parte III (B)) que amplían el alcance de las posibles cargas futuras que debe atender la empresa de servicios públicos.
219. Aunque, al Negociado de la Energía, le preocupa que la Autoridad no incluya explícitamente las cargas de vehículos eléctricos en su pronóstico de carga, sobre la base de las pruebas presentadas por la Autoridad y RMI, creemos que el impacto en la carga en los próximos años será pequeño y está dentro del rango de incertidumbre expresado por el rango de pronósticos de carga examinado en el PIR Propuesto. Sin embargo, el Negociado de Energía también está consciente de que las cargas de vehículos eléctricos podrían ser grandes en el futuro. Con el fin de explorar plenamente esta fuente de incertidumbre, el Negociado de Energía le **ORDENA** a la Autoridad que elabore e incorpore pronósticos de vehículos eléctricos en sus futuros PIR. Estos pronósticos de EVs deben incluir una gama de tasas potenciales de adopción de vehículos eléctricos que sean consistentes con la política pública establecida de Puerto Rico, deben tomar en cuenta los mercados de automóviles de Puerto Rico y los estados de Estados Unidos y deben explicar el impacto de la carga controlada o sin controlar de vehículos eléctricos en la demanda pico.
220. Aunque el Negociado de Energía ha identificado dos áreas para mejora en el pronóstico de carga, la Autoridad ha llevado a cabo pronósticos que son coherentes con el Reglamento 9021. La gama de pronósticos de carga utilizados para la evaluación del plan de recursos, incluyendo los pronósticos de cargas alta y baja, así como los casos de "cero eficiencia energética" y "eficiencia energética baja" (discutidos en la Parte III (B)) dan lugar a una amplia gama de cargas potenciales para su evaluación en el PIR Propuesto, tal como se prevé en

¹⁶⁵ Vista Evidenciaria, 4 de febrero de 2020, sesión matutina, 00:29:30 a 00:31:15.

¹⁶⁶ *Id.* en 00:31:15 a 00:32:00.

¹⁶⁷ Reglamento 9021 § 2.03(C)(2)(a).



el Reglamento 9021. Esta gama de pronósticos de carga refleja las buenas prácticas de planificación de recursos frente al tipo de incertidumbre que Puerto Rico enfrenta en términos de su economía futura, población y adopción de tecnología. Por estas razones, el Negociado de Energía **ACEPTA** los pronósticos de carga presentados por la Autoridad para propósitos de este PIR.

B. Eficiencia energética y respuesta a la demanda

221. El artículo 2.03(F)(3) del Reglamento 9021 establece que "[e]l PIR debe identificar e incluir una amplia gama de posibles programas nuevos de eficiencia energética y respuesta a la demanda." El PIR debe incluir todos los programas de manejo de demanda actualmente en funcionamiento, y considerar todas las medidas y programas rentables disponibles para eficiencia energética y respuesta a la demanda. El PIR también debe considerar conjuntos de recursos de manejo de demanda y diferentes niveles de costo y efectividad y su aplicación a lo largo del período de planificación. Además, el PIR debe identificar las restricciones en la adquisición de recursos de manejo de demanda, tales como la velocidad de adopción, la vida útil esperada y la disponibilidad del programa.¹⁶⁸
222. Hasta que llegue el momento en el que el Negociado de Energía haya aprobado los resultados de un estudio del potencial de la eficiencia energética y la respuesta a la demanda, el cual identificaría el tamaño y la forma del recurso costo-efectivo de manejo de demanda en Puerto Rico, el Reglamento 9021 requiere que el PIR considere el costo y el impacto de desarrollar e implementar programas que tengan como objetivo ahorros de al menos el dos por ciento (2%) por año, por al menos 10 años. El 26 de abril de 2019, el Negociado de Energía le ordenó a la Autoridad "modelar la eficiencia energética con ganancias del dos por ciento (2%) por año, sobre la base de las ventas de energía de ese año (o el año anterior), durante 18 años de 2020 a 2037 (inclusive)."¹⁶⁹
223. En octubre de 2019, el Senado de Puerto Rico aprobó el P.S. 1427. Este proyecto de ley, de ser promulgado, derogaría el artículo 6.29B de la Ley 57.¹⁷⁰ El Artículo 6.29B establece el objetivo de una eficiencia energética del treinta por ciento (30%) para 2040, requiere que el Negociado de Energía promulgue las regulaciones para EE y pretende reemplazar todos los focos del alumbrado público en Puerto Rico con Diodos Emisores de Luz ("LEDs" por sus siglas en

¹⁶⁸ Véase Reglamento 9021 § 2.03(F)(3)(a)-(f).

¹⁶⁹ *Resolución y Orden* (26 de abril de 2019), página 4.

¹⁷⁰ A la fecha de esta Resolución y Orden Final, el Proyecto del Senado 1427 no ha pasado en la Cámara.



inglés). Con el fin de comprender el impacto potencial de este proyecto de ley, el Negociado le ordenó a la Autoridad que desarrollará y modelará casos con Cero EE y Baja EE en el ROI PREB-PREPA-09-01¹⁷¹.

1. La radicación de la Autoridad

224. El Apéndice 4 del PIR Propuesto contiene detalles de los supuestos y modelos de la Autoridad con respecto a los programas de eficiencia energética ("EE") y respuesta a la demanda ("DR" por sus siglas en inglés). La Autoridad también presentó un documento de trabajo (el "EE and DR Workpaper") que contiene los cálculos para los programas de EE y DR y los resultados, los cuales se describen en el Apéndice 4 del PIR Propuesto ("Apéndice 4").¹⁷²

a. Eficiencia Energética ("EE")

225. El Apéndice 4 y el *EE and DR Workpaper* describen los programas modelados que, en conjunto, acumularían al 35.8% de las ventas para 2038. El ahorro promedio anual en EE presentado fue del 2.26% de las ventas, aunque el ahorro anual osciló entre el 1.94% y el 3.25%. La Autoridad proyecta reducciones de demanda pico de 86 MW en 2020, aumentando a 814 MW de reducción en demanda pico para 2038.¹⁷³

226. Los ahorros del primer año presentados en el Apéndice 4 son más altos que el promedio (3.25%) porque incluyen ahorros por el aumento de la eficiencia en la reconstrucción después de los huracanes Irma y María. Como se describe, estos ahorros se lograrían sin programas de la empresa de servicios públicos. La Autoridad modeló estos ahorros como ocurrirían de forma natural en 2019 y 2020.¹⁷⁴ La Autoridad no presentó ninguna prueba sobre si, en efecto, estos ahorros que ocurren naturalmente se han producido durante la reconstrucción que se ha observado hasta la fecha. En ausencia de estos ahorros de "eficiencia en reconstrucción", el ahorro total para 2038 es del 34.6% de las ventas, con un ahorro promedio anual del 2.17% de las ventas.

227. Los programas de eficiencia modelados en el Apéndice 4 y el *EE and DR Workpaper* son aire acondicionado residencial, iluminación residencial, aire acondicionado comercial, alumbrado comercial, alumbrado público y eficiencia de reconstrucción.

¹⁷¹ Negociado de Energía ROI 9, 29 de octubre de 2019, 09-01.

¹⁷² Véase documento de trabajo "EE-DSM Cost Calculation FOR PREPA 04-12-19_PREB Reference_30_TIP Update v4newTRCs.053019.xlsx".

¹⁷³ Respuesta de la Autoridad al Negociado de Energía, ROI 1,18(e), 2 de agosto de 2019.

¹⁷⁴ PIR Propuesto, Apéndice 4, páginas 2-10.



- El programa de aire acondicionado residencial ofrecería un reembolso de \$50 por la compra de un aire acondicionado de ventana SEER 12 (Energy Star). La Autoridad también asume un costo de \$150 por participante para administrar el programa y ahorros de 500 kWh por año por unidad. Esto equivale a un costo de \$400 por cada MWh en el primer año. La Autoridad asume que las unidades de aire acondicionado de ventana se utilizan durante diez años. Con una tasa de descuento del nueve por ciento (9%), el costo nivelado de energía ahorrada para la empresa de servicios públicos bajo este programa sería de 6.2 centavos/kWh. En su modelo, la Autoridad supone que siete punto cinco por ciento (7.5%) de los hogares se aprovecharía de este programa cada año.
- El programa de iluminación residencial ofrecería cinco bombillas LED gratuitas a cada hogar participante. La Autoridad asume un costo de \$65 por hogar participante para cinco bombillas (\$5 por bombilla) y el costo de administración (\$40 por hogar) del programa y ahorros de 172 kWh por año, por hogar. Esto equivale a un costo de \$378 por cada MWh del primer año. Con una tasa de descuento del nueve por ciento (9%), el costo nivelado de la energía ahorrada para la empresa de servicios públicos bajo este programa sería de 4.2 centavos/kWh. La Autoridad asume que el diez por ciento (10%) de los hogares aprovecharían este programa cada año.
- El programa de aire acondicionado comercial ofrecería un incentivo de \$700 para la compra de un aire acondicionado SEER 17. La Autoridad también asume un costo de \$500 por participante para administrar el programa y ahorros de 1,750 kWh por año, por unidad. Esto equivale a un costo de \$686 por cada MWh del primer año. Con una tasa de descuento del nueve por ciento (9%), el costo nivelado de la energía ahorrada para la empresa de servicios públicos bajo este programa sería de 7.5 centavos/kWh. La Autoridad supone que el diez por ciento (10%) de los clientes comerciales aprovecharían este programa cada año.
- El programa de iluminación comercial ofrecería un incentivo para las lámparas de alta eficiencia en los establecimientos comerciales. La Autoridad asume un incentivo de \$3,900 por participante, costos de administración del programa de \$2,000 por participante y ahorros de 15,000 kWh por año, por participante. Esto equivale a un costo de \$378 por cada MWh del primer año. Con un nueve por ciento (9%) de tasa de descuento, el costo nivelado de la energía ahorrada para la empresa de servicios públicos bajo este programa sería de 4.4 centavos/kWh. La Autoridad supone que el nueve por ciento (9%) de los clientes comerciales aprovecharían este programa cada año.



- Un programa de alumbrado público reemplazaría todos los focos por LEDs para el 2024. La Autoridad asume que habría financiamiento público disponible para este programa, por lo cual no habría costo para los clientes contribuyentes. La Autoridad modela un ahorro de 208 GWh al año (con un ahorro de energía asociado de \$48 a \$51 millones por año) una vez todos los focos del alumbrado público hayan sido reemplazados.
 - La eficiencia de la reconstrucción supone que los hogares que se recuperan de los huracanes Irma y María reemplazarán los enseres con equipos más eficientes, basados únicamente en equipos de referencia más eficientes hoy que cuando se compró el equipo dañado. La Autoridad asume que estos ahorros se producen naturalmente durante la reconstrucción (*i.e.*, no requiere ningún programa o gasto por la empresa de servicios público) y ofrecen ahorros anuales de 180 GWh y entre \$44 y \$46 millones.
228. El costo total de los programas del Apéndice 4 para la empresa de servicios públicos se modela en aproximadamente 110 millones de dólares al año, aumentando aproximadamente al dos por ciento (2%) por año. El valor actual del costo del programa de EE Base es de \$982 millones a un nueve por ciento (9%) de tasa de descuento. La Autoridad no incluyó este costo en el costo del valor actual neto (“NPV” por sus siglas en inglés) de los diferentes escenarios presentados en el PIR. El PIR Propuesto contiene los mismos programas de EE en cada caso, por lo que la exclusión del costo de los programas de EE no cambia el costo relativo de los casos presentados en el PIR Propuesto.
229. La Autoridad no modeló ni tuvo en cuenta explícitamente la eficiencia energética adquirida a través de programas no relacionados a la empresa de servicios públicos, más allá de los programas de eficiencia de la reconstrucción y alumbrado público. La Autoridad no tuvo en cuenta explícitamente los estándares de enseres electrodomésticos, códigos de construcción o programas de climatización financiados por otras fuentes. El pronóstico de carga basado en la regresión de la Autoridad captura cierta eficiencia "natural" de este tipo en la medida en que la tendencia subyacente del consumo eléctrico en función de la población y la actividad económica refleja la eficiencia histórica de los programas no relacionados a la empresa de servicios públicos.

i Casos de Cero EE y Baja EE

230. El caso de Cero EE presentado en respuesta a PREB-la Autoridad-09-01 no incluye eficiencia energética, aunque conserva la generación distribuida y el



mismo recurso de respuesta a la demanda (“DR” por sus siglas en inglés) que el caso EE Base.¹⁷⁵

231. El caso Baja EE presentado en respuesta a PREB-PREPA-09-01 contiene aproximadamente un tercio de la eficiencia energética incluida en el Apéndice 4. Este nivel de eficiencia se modeló como logrado a través de versiones más pequeñas de los mismos programas que el Apéndice 4.¹⁷⁶ Por ejemplo, la participación en el programa de aire acondicionado residencial aumenta hasta un cinco por ciento (5%) durante 5 años, a partir de 2021, en lugar de asumir el diez por ciento (10%) en 2020 y cada año a partir de entonces.¹⁷⁷ La iluminación residencial aumenta al cinco por ciento (5%) para el 2023,¹⁷⁸ aire acondicionado comercial a sólo 0.3% para 2025¹⁷⁹ y la iluminación comercial al tres por ciento (3%) para 2023.¹⁸⁰ La Autoridad modela cada programa con crecimiento lento después de alcanzar su rápido nivel inicial de adopción. Los ahorros por el alumbrado público y la eficiencia de la reconstrucción no cambian¹⁸¹ y, por lo tanto, representan una fracción mayor del ahorro total en el caso de Baja EE.
232. En el caso de Baja EE, el ahorro acumulado de EE para 2038 es del 10.8%.¹⁸² El ahorro promedio anual es del 0.54% de las ventas al detal. Sin eficiencia de la reconstrucción, el ahorro promedio anual se reduce al 0.48% y el ahorro acumulado al 9.5%.
233. La Autoridad no asume cambios en los costos por participante de los programas de EE en el caso de Baja EE. No obstante, los costos programáticos de adquirir eficiencia cambian debido a las contribuciones de los diferentes programas y sus niveles de adopción inicial. Los costos programáticos totales aumentaron de \$19.8 millones en 2021 a \$39.3 millones en 2025 y luego aumentan lentamente.¹⁸³ El valor actual del costo del programa Baja EE es de

¹⁷⁵ Respuesta de la Autoridad al Negociado de Energía, ROI 9, Sección 2.1.1, 2 de agosto de 2019.

¹⁷⁶ Los ajustes del programa se describen en términos generales en la Respuesta de la Autoridad al Noveno Requerimiento de Información (ROI) del Negociado de Energía, Sección 2.1.2, 2 de agosto de 2019, y en términos específicos en el archivo "PREB-PREPA ROI_9_01 Attach 1.xlsx".

¹⁷⁷ Respuesta de la Autoridad al Negociado de Energía, ROI 9, Sección 2.1.2, 2 agosto 2019, "PREB-PREPA ROI_9_01 Attach 1.xlsx", hoja "PR EE RES AC."

¹⁷⁸ *Id.* hoja "PR EE RES LIGHT."

¹⁷⁹ *Id.* hoja "PR EE Comm AC."

¹⁸⁰ *Id.* hoja "PR EE Comm Ltg."

¹⁸¹ Véase *Id.*, hojas "Street Lighting" y "Reconstruction Efficiency", en comparación con las hojas de los mismos nombres en el EE and DR Workpaper.

¹⁸² Los ahorros acumulados por año y programa se encuentran en la hoja "Summary of EE Savings" en el archivo "PREB-PREPA ROI_9_01 Attach 1.xlsx".

¹⁸³ "Summary of EE Savings" en el archivo "PREB-PREPA ROI_9_01 Attach 1.xlsx."



\$286 millones a una tasa de descuento del nueve por ciento (9%). La Autoridad no incluyó este costo en el costo de NPV de los diferentes escenarios presentados en el PIR Propuesto o las respuestas de descubrimiento. Al comparar el costo neto de escenarios con diferentes niveles de EE (*i.e.*, los escenarios EE Base, Baja EE y Cero EE), es necesario agregar el costo de los diferentes programas de EE al NPV para crear una comparación justa de los costos totales para los clientes contribuyentes. Véase la La Dra. Elizabeth Stanton, perito deponente del EDF, recomienda que se lleven a cabo simulaciones con pronósticos de demanda mayor que incorporen estimados menores de eficiencia energética y una participación menor de los clientes en la generación de energía. La Dra. Stanton señala que Siemens no sometió su modelo a pruebas de sensibilidades en cuanto a los pronósticos de eficiencia energética, la generación distribuida de los clientes, o las CHP. Hizo observaciones en cuanto a que todos los pronósticos de carga base, alta y baja suponen una reducción de aproximadamente 50% en la demanda de energía para el 2038 cuando incluyen los pronósticos de eficiencia energética y generación distribuida y recursos de cogeneración. La Dra. Stanton argumenta que subestimar la demanda tendrá como resultado una generación renovable menos planificada para poder cumplir con la nueva RPS.

234. En su Escrito Final, el EDF recomienda el uso de RFP de neutralidad tecnológica para los próximos PIRs de modo que se "garantice que los estimados de costos más actualizados se incluyen en el modelo". El EDF también recomienda el uso de RFP de neutralidad tecnológica en este proceso para que la Autoridad adquiera cualesquiera servicios de capacidad necesarios al menor costo posible además de permitirle al mercado revelar el costo real de los recursos.

b. Organizaciones ambientalistas Locales ("LEOs" por sus siglas en inglés)

235. Anna Somers, perito deponente de las OALs, destacó en su ponencia varios puntos del modelo de Siemens. En primer lugar, señala que el costo adicional de \$4.35/MMBtu por transportación (licuación+ transportación + margen) cuyo valor nominal en dólares se ha mantenido constante conllevaría una reducción en términos del valor real en dólares. La Sra. Sommers hizo además una observación sobre la separación en el precio de algunas de las unidades de gas que pudiera estar relacionada a una diferencia en algún cargo de transportación no identificado que no se haya descrito en el PIR Propuesto. La Sra. Sommers señala que los documentos de trabajo de la Autoridad en cuanto a la Sensibilidad 5 no reflejan un aumento en los precios del gas natural.

c. Sin fines de lucro ("NFP" por sus siglas en inglés)

236. El Dr. Eric Ackerman, perito deponente de las SFLs, aboga por el uso de la Planificación de Redes por Adelantado mediante el cual la planificación se



llevaría a cabo desde la base hacia arriba. El Dr. Ackerman alega que este enfoque ayudaría a integrar los recursos de distribución de una forma más abarcadora que el enfoque que la Autoridad y Siemens utilizan actualmente.

d. SunRun

237. El deponente Christopher Rauscher introduce la idea de las VPPs que combinan las capacidades de la energía solar y el almacenamiento. El Sr. Rauscher promueve la idea de que las VPPs también apoyarían el concepto de las Microredes al ubicar instalaciones de energía solar y almacenamiento a lo largo de la isla.

e. Wartsila

238. Brian Fladger, perito deponente de Wartsila, presentó una Ponencia Suplementaria que resumió un modelo supletorio que desarrolló Wartsila como resultado de la respuesta de la Autoridad a los ROIs. El deponente Fladger desarrolló su modelo utilizando Plexos, un programa de planificación diferente a Aurora que es el programa que utiliza Siemens. El deponente Fladger hizo los siguientes ajustes en su modelo: 1) costos iniciales; 2) los diferentes periodos de inactividad de las unidades RICE; y 3) los diferentes costos operacionales y de mantenimiento variables. El Sr. Fladger indicó que pudo desarrollar este modelo basándose en la información provista en las respuestas de la Autoridad a los requerimientos de información. El resultado de su análisis para el desarrollo del modelo produjo más fuentes renovables y menos turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT) que el escenario del ESM de la Autoridad. El Sr. Fladger específicamente indicó que este modelo resultó en 909 MW adicionales de energía solar y almacenamiento; 530 MW de unidades RICE; 604 MW menos de CCGTs y 464 MW menos de GTs.

2. Amicus Curiae

a. ACONER

239. En su *Amicus Curiae*, ACONER señala que el PIR Propuesto limitará de manera arbitraria el uso de fuentes renovables y los recursos de almacenamiento en el plan de recursos de la Autoridad, y que la Autoridad debe considerar procurar créditos de energía renovable de generación distribuida.

b. Instituto Rocky Mountain

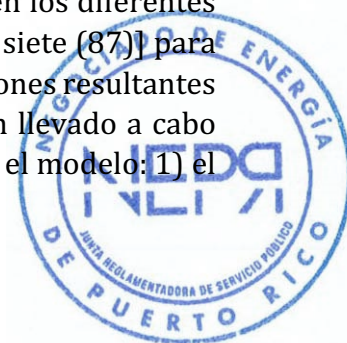
240. En su *Amicus Curiae* enmendado, el RMI indicó que la “insuficiencia fundamental” del PIR Propuesto es que el Escenario ESM es más costoso, en términos del VPNIR, que las alternativas tales como S3S2 o S4S2. El RMI indicó



que el riesgo percibido de tecnología asociado a la energía solar fotovoltaica no se justifica en términos técnicos. El RMI indicó además que solo el Escenario ESM, el cual “no está optimizado en su totalidad”, contiene un plan de instalación de unidades de gas nuevas en Mayagüez y Yabucoa para el 2025, y ningún otro plan de expansión dispone para este recurso. El RMI afirma que el plan favorecido por la Autoridad depende mayormente de gas natural y constituye un riesgo de inversión en infraestructura de gas. El RMI también señala que el plan de la Autoridad no incorpora el almacenamiento de generación distribuida e indica que esta pudiera despacharse y así beneficiar la red, lo cual constituiría un apoyo para un sistema energético flexible y resiliente que compensa a los clientes que instalan dicho tipo de almacenamiento. El RMI critica la “lógica fallida” de la Autoridad y su proceso de evaluación arbitraria mediante de “tarjetas de calificación” para justificar sus planes ESM y S4S2.

3. Discusión y hallazgos

241. Los planes de recursos que surgen como resultado de las simulaciones de LTCE de la Autoridad en los diferentes Escenarios difieren en términos de los supuestos de entrada utilizados para los costos y la disponibilidad de recursos, el precio del combustible y el pronóstico de carga, por lo cual resultaría difícil llevar a cabo comparaciones significativas entre los costos de los escenarios. Sin embargo, los resultados subyacentes aun le permiten al Negociado de Energía determinar cuál de las opciones de combinaciones de recursos tiene la mayor probabilidad de ofrecer el menor costo posible para adquirir recursos de una manera consistente con los requisitos del Reglamento 9021, de la Ley Núm. 17 y las disposiciones de las medidas legislativas previas, ya que el Negociado de Energía considera el efecto de estos factores al comparar los costos del Escenario VPN.
242. El Negociado de Energía ha considerado directamente los elementos de política pública de la Ley Núm. 17 que afectan el Plan Integrado de Recursos, incluyendo particularmente: el cumplimiento con la RPS, la reducción agresiva del uso de combustibles fósiles y el empoderamiento de los consumidores mediante estrategias de eficiencia energética, el suministro de acuerdo a la demanda, la generación distribuida, incluidas las comunidades solares y la creación de microrredes, el trasbordo, el acceso a la energía renovable, la resiliencia y la distribución soterrada de energía en los cascos urbanos.
243. El Negociado de Energía ha analizado cuidadosamente los supuestos subyacentes utilizados durante la comparación de los costos en los diferentes Escenarios. La existencia de numerosos Escenarios [ochenta y siete (87)] para los cuales se ha desarrollado un modelo surge de las combinaciones resultantes de las pruebas de diferentes supuestos de entrada que se han llevado a cabo para cada uno de los tres grupos de parámetros principales en el modelo: 1) el



nivel de carga neta de los efectos de la eficiencia energética, 2) la caracterización de los recursos de suministro (*e.g.*, el costo de capital, el ritmo de la instalación y la disponibilidad de gas) y 3) los requisitos de recursos locales (*i.e.*, suministros descentralizados vs. centralizados). La cantidad de permutaciones en estos modelos aumenta cuando se consideran hasta cinco niveles de carga diferentes, se utilizan tres grupos diferentes de costos de capital para las fuentes renovables y las baterías, se prueban diferentes opciones de disponibilidad de gas y se definen tres diferentes posibles requisitos de reservas “locales”. Esto dio paso a muchas simulaciones y le permitió a la Autoridad hacer pruebas y al Negociado de Energía a evaluar cuán robusta era una solución dentro de los supuestos de entrada de un Escenario, que es la intención de los Reglamentos del Negociado de energía en este respecto.

244. Además, en todos los Escenarios considerados, la Autoridad afirma que el requisito de las Microredes de cumplir con los requisitos del pico de la “carga crítica” deben cumplirse con recursos térmicos de combustibles fósiles e incluye este límite en todos los escenarios sin disponer alternativa alguna de simulación que elimine esta limitación. El Negociado de Energía aborda este elemento al considerar los aumentos en la capacidad de los recursos en los diferentes Escenarios en esta sección de la Orden y considera además esto cuando discute los problemas de las Microredes en la Parte III (I) de esta Resolución Final y Orden.

a. Recursos “sin arrepentimientos” [“no regrets”]

245. Los ochenta y siete (87) Escenarios diferentes comparten elementos comunes (aunque con cantidades diferentes de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en batería de entre los Escenarios) que son completamente consistentes con algunos de los aspectos de la Ley No. 17-2019. La Autoridad expresó “no tener reparo” de incluir en un Plan Preferido: i) la energía renovable y el almacenamiento, ii) la maximización del suministro de eficiencia energética, iii) la integración de la generación distribuida y iv) la consolidación de los aspectos del sistema de transmisión y distribución. El Negociado de Energía **DETERMINA** que estos elementos específicos de la “falta de reparo”, que son comunes en todos los planes de recursos, excepto aquellos que operan explícitamente sin “ninguna EE”, son el núcleo de un Plan de Recursos Preferido Modificado para la Autoridad y, además, **APRUEBA** estos cuatro aspectos del Plan de Recursos Preferidos de la Autoridad con cantidades específicas que se abordarán más adelante en esta Resolución y Orden Final como parte del Plan de Acción Modificado.

246. El Negociado de Energía también **ENTIENDE** que la conversión de plantas retiradas de generadoras de vapor a condensadores sincrónicos para proveer



soporte a los requisitos de voltaje comunes en todos los Escenarios que utilizan niveles más altos de generación a base de inversores (de energía solar fotovoltaica y baterías de almacenamiento de energía) es razonable, y **ACEPTA** el plan de la Autoridad de convertir las unidades a operaciones de condensación sincrónica, sujeto a los planes futuros de la Autoridad para llevar a cabo estudios adicionales y de modo que sean consistentes con el itinerario de retiro y la necesidad de las plantas a vapor, según se discute más adelante en esta Resolución y Orden Final.

247. En cuanto a los demás elementos del Plan de Recursos propuesto por la Autoridad, específicamente en lo que concierne los nuevos recursos de generación de combustibles fósiles, el Negociado de Energía discute el análisis aplicable que respalda los hallazgos adicionales del Negociado de Energía que se incluyen en los siguientes apartados.

b. Resumen de los resultados del modelaje - VPNIR

248. Los resultados del plan de recursos de la Autoridad desde su presentación original, que se muestran en las Tablas 7 y 8 anteriores, indican lo siguiente con respecto al valor presente neto del ingreso requerido (VPNIR), que según el Reglamento 9021 sirve como criterio principal para la selección de un Plan de Recursos Preferido:

- El Escenario S3S2 es el de menor costo en cuanto a los niveles de carga base además de ser el Escenario de menor costo en cuanto a las sensibilidades relacionadas al alto costo del combustible (que se reflejan en los niveles de carga base);
- El S4S2 es el de menor costo para los niveles de carga alta y baja y su costo es menor que el de S3S2S8 bajo cargas base (el S3S2S8 refleja una sensibilidad al Escenario 3 Estrategia 2, ajustada para reflejar costos de energía renovable de nivel “base” más altos); y
- El ESM nunca es el Escenario de menor costo, en comparación con el S4S2 o el S3S2, para cualquiera de los niveles de carga Base, Alta o Baja. El ESM mantiene los costos más altos que el Escenario S4S2 (carga base) bajo sensibilidades que reflejan costos de almacenamiento en batería y energía solar fotovoltaica más bajos o altos. Sin embargo, el ESM muestra un costo menor en términos del VPNIR (según corregido) para la sensibilidad S3S2S8 (base load).
- El Escenario 1 por lo general es un Escenario con un costo mayor en comparación con tanto el Escenario 3 como el 4, pero bajo la “Estrategia 1” (suministro más centralizado), su costo es menor que el plan del ESM para la carga base. El Escenario 1 tiene un costo mayor que el ESM bajo las consideraciones de la Estrategia 2 o 3 y bajo una carga alta.



- El Escenario 5 tiene un costo menor al plan del ESM, bajo condiciones de carga baja, pero es más costoso que los Escenarios 3 o 4. El desempeño del Escenario 5 es mejor que el del 4 y el plan de ESM bajo sensibilidades de costo de energía solar fotovoltaica y costo de batería bajo o alto.

249. El texto que acompaña el PIR Propuesto describe un patrón amplio de resultados de modelos VPNIR para los escenarios. La Autoridad señala que el S4S2 y el Plan de ESM “se consideraron como planes prácticos y de bajo costo que contenían recomendaciones sobre los próximos pasos”. No obstante, los datos y la narrativa del PIR confirman que el Escenario 3 Estrategia 2, en lugar del S4S2 o el plan de ESM, provee el costo más bajo en cuanto a los pronósticos de carga base, aunque también señala que el S3S2 asume una reducción mayor en los costos de energía renovable y almacenamiento “y puede que no se haya considerado”. La Autoridad señala, con respecto al S3S2, “[...] vemos este caso como una guía de las posibles mejoras que pueden considerarse si el costo de los paneles solares disminuye más rápido que el caso base y se puede operar con una mayor cantidad renovables de manera segura”.

250. La Autoridad también señaló que los tres casos de carga base de la Estrategia 1, S4S1, S5S1 y S1S1, o tienen un costo menor o su costo es “similar” al S4S2 y la ESM, pero sostiene que esos casos de la Estrategia 1 no se consideraron como plan de recursos preferido porque incorporaban una “estrategia centralizada” y las preocupaciones acerca de la concentración de generación en el sur, altos niveles de “energía no servida” y problemas de restricción a mediano y largo plazo.

251. Cuando se le cuestionó porque el Escenario 3 Estrategia 2, el plan de menor costo no estaba incluido como plan de recursos preferido, la Autoridad reiteró lo siguiente:

Si los supuestos del Escenario 3 sobre los costos bajos de las fuentes renovables se materializan durante el periodo de planificación, desde el punto de vista puramente económico, este sería un plan de recursos preferido y lo incorporamos indirectamente al expresar que provee indicaciones acerca de los desarrollos si estos costos futuros se materializan y las renovables implícitas en el plan pueden incorporarse efectivamente...

En resumen, este plan muestra los posibles próximos pasos si los supuestos de costos e integración se materializan.

252. La Autoridad afirmó que la implementación de niveles altos de paneles solares como en el Escenario 3 “serían un reto significativo y sería difícil de lograr por cuestiones prácticas [...] pues aumenta el riesgo de reducción [...] además de



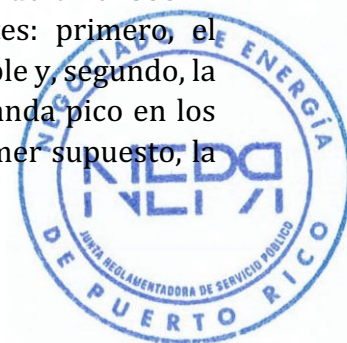
imponer una carga y depender del almacenamiento de energía”. La Autoridad reafirma lo siguiente en un requerimiento de información: “Otro problema práctico es la dependencia en los paneles solares y, a largo plazo, toda la capacidad térmica instalada en ese plan solo cubriría el 44% de la demanda pico que se espera versus 62% en el S4S2B”. La Autoridad señala que durante

Las horas del día, la energía solar fotovoltaica alcanzará varias veces la cantidad de la carga del Sistema y la mayoría de esta se destinará a almacenamiento, lo cual se espera que se encargue de su intermitencia. No tenemos experiencia con estos niveles de generación y, en general, encontramos que los modelos de despacho tienen dificultad para encontrar una solución. Así que no estamos suponiendo que el almacenamiento no está funcionando de manera adecuada, sino que nuestra preocupación es básicamente acerca de la viabilidad práctica de operar dicho sistema. De hecho, los valores comparables para el S4S2B también suponen un reto; 2,820 MW de energía solar fotovoltaica equivalen a 159% de la demanda a largo plazo y 1,614 MW de almacenamiento equivalen al 92% de la demanda; sugerimos ejercer cautela y establecer una curva de aprendizaje a medida que integramos estos niveles de energía renovable.

253. Sin embargo, la Autoridad expresa explícitamente que esta es una preocupación a largo plazo y señala, además:

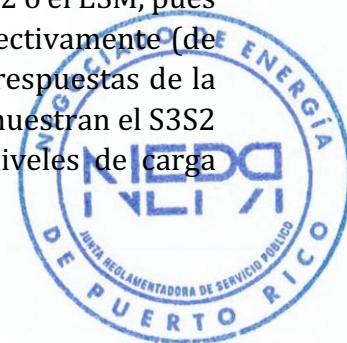
A corto plazo, tanto el S3S2B y S4S2B requieren niveles importantes de energía solar fotovoltaica (2,820 MW y 2,220 MW) y tienen los mismos niveles de almacenamiento (1,320 MW), así que un distintivo clave entre estos planes en cuanto a las decisiones a corto plazo es que el S4S2B sí requiere el desarrollo de un nuevo CCGT en el norte (Palo Seco), mientras que en el S3S2B esto no se desarrolla y se instalan grandes cantidades de paneles fotovoltaicos después del 2025 (4,140 MW para el 2038 en el S3S2B).

254. El Negociado de Energía **ACEPTA** particularmente las declaraciones de la Autoridad anteriores acerca de la "diferencia clave" a corto plazo entre el Escenario 3 y el plan de ESM o el Escenario 4 es la decisión de si hay o no un desarrollo de una unidad nueva de ciclo combinado en el norte, en Palo Seco.
255. Basado en la presentación inicial y en las respuestas al Primer ROI del Negociado de Energía, la razón de la Autoridad para no considerar el S3S2B como plan preferido se basa en dos supuestos subyacentes: primero, el supuesto con el costo más bajo en relación con energía renovable y, segundo, la relación alta de energía solar fotovoltaica instalada a la demanda pico en los últimos años del horizonte de planificación. En cuanto al primer supuesto, la



Autoridad señala que el S3S2 sí será un “plan de recursos preferido” si no se materializan costos menores. El Negociado de Energía **DETERMINA** que la preocupación de la Autoridad por el supuesto del costo no es suficiente para excluir la consideración del S3S2 como parte del Plan Preferido porque la presencia de los procesos de licitación como parte de un Plan de Acción permitirán que se pruebe directamente este supuesto y la Autoridad podrá ajustar su planificación de acuerdo a esto, de requerirlo, luego de evaluar los resultados de los procesos de compras.

256. En cuanto al segundo asunto, con respecto al nivel de energía solar fotovoltaica como porcentaje de pico de carga en los últimos años del análisis, como la propia Autoridad señala, en los primeros años del periodo cubierto, el S3S2 y el S4S2 contienen niveles altos similares de energía solar fotovoltaica; la preocupación de la Autoridad con respecto a este asunto se limita a los últimos años. Como vemos en los detalles del modelo por hora en los días de verano de carga pico para los últimos años, el Negociado de Energía señala que las declaraciones de la Autoridad de que la producción de energía solar fotovoltaica del S3S2 es “casi el doble del pronóstico de carga pico” y no incluye la carga de almacenamiento de energía en batería durante los picos de salida de energía solar. El Negociado de Energía **DETERMINA** que esta preocupación en los últimos años no es tan importante cuando se considera la carga adicional de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías durante los periodos donde hay una alta producción de energía solar fotovoltaica. El Negociado de Energía **DETERMINA** además que cualesquiera preocupaciones en este respecto se pueden abordar en ciclos subsiguientes del PIR y que esa preocupación no es suficiente para no considerar el S3S2 como parte del plan de recursos preferido.
257. Las Tablas 9 y 10 arriban indican que el Escenario S3S2 sigue siendo el menos costoso (para las comparaciones que surgen del modelo en respuesta al Noveno y Décimo Requerimiento de Información del Negociado de Energía) cuando se consideran 1) los niveles de eficiencia energética más bajos que afectan la carga y 2) el efecto de incorporar directamente los términos específicos del nuevo PPOA de EcoEléctrica y de “refinar” el modelo LTCE para poder optimizar los niveles de almacenamiento en batería y las restricciones de energía solar fotovoltaica reducida asociada.
258. La respuesta de la Autoridad al Noveno ROI del Negociado de Energía provee los resultados de las simulaciones con “EE Baja” y “Ninguna EE”. La Tabla 9 demuestra que el costo del Escenario S3S2 es menor que el S4S2 o el ESM, pues el VPNIR es menor en ambos niveles de carga aumentados efectivamente (de EE base a “Total”). Los resultados de la Tabla 10 reflejan las respuestas de la Autoridad al Décimo ROI del Negociado de Energía y además muestran el S3S2 como una opción de menor costo que el S4S2, para tres niveles de carga



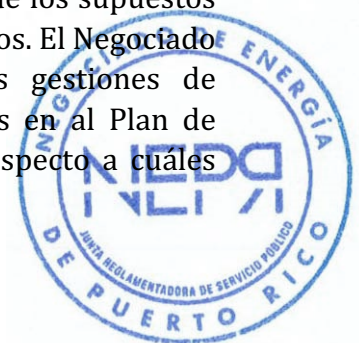
diferentes: base (con EE total), EE baja, y ninguna EE, lo cual indica un resultado robusto bajo los diferentes niveles de carga del S3S2.

259. La Autoridad produjo una sensibilidad, S3S2S8B, para reflejar el costo del Escenario S3S2B si las *cantidades y el ritmo* desarrollados de la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento en batería se mantenían iguales como se vio inicialmente en el S3S2B, pero los costos de energía solar fotovoltaica y el almacenamiento en batería se ajustaron para reflejar costos normales o base, en lugar de los supuestos de costo bajo del S3S2B. El VPNIR del S3S2S8B (presentado inicialmente) según se muestra en la Tabla 8 era de \$14.36 miles de millones, o \$514 millones por encima del Escenario S3S2B original, pero en esencia, era el mismo costo del S4S2B e incluso su costo era menor que el Escenario del ESM con \$14.43 miles de millones. Sin embargo, las correcciones subsiguientes a los estimados iniciales de la Autoridad para los costos del S3S2S8B aumentaron el VPNIR a \$14.8 miles de millones. Estas correcciones tuvieron como resultado que la sensibilidad de costo de la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento en batería en el Escenario 3 Estrategia 2 (S3S2S8B) fuera más alto que en el S4S2B y en el caso del ESM, en lugar de ser similar a esos resultados: el costo del S3S2S8 es 3.3% más alto que el de S4S2B y 2.8% más alto que el del ESM (carga base).
260. El Negociado de Energía **DETERMINA** que todos los análisis de escenarios, incluso las simulaciones finales de la LTCE que se completaron en respuesta al Noveno y Décimo ROIs del Negociado de Energía apuntan que el ritmo de instalación subyacente y el costo de la compra de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento en batería es una pieza información vital y que en última instancia demostrará cuál sería el Escenario cuyo costo es verdaderamente más bajo. El Negociado de Energía **DETERMINA** que, si los costos de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en batería son aproximadamente los mismos que los supuestos del Escenario 3, y el costo para la CCGT de Palo Seco, queda como proyectado (o son mayores) entonces queda claro que el S3S2 es el plan de menor costo y debería informar el Plan de Recursos Preferido de la Autoridad.
261. Como se señaló en la Parte F, la Autoridad modeló como una sensibilidad el S4S2B una condición donde los costos de infraestructura de LNG en el norte eran altos. En esa ejecución de modelaje, **no** se seleccionó una nueva CCGT en Palo Seco. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que el riesgo adicional de costos de infraestructura de LNG potencialmente más altos, asociados con un terminal terrestre de LNG en el norte y un nuevo CCGT en Palo Seco respalda la selección de un Plan de Recursos Preferidos Modificado que no incluya un nuevo CCGT en Palo Seco.
262. Incluso si esos supuestos del costo de energía solar fotovoltaica y batería son incorrectos, que el S3S2 continúe siendo el plan del costo más bajo dependerá



de cuáles sean los precios reales de la energía solar fotovoltaica y los recursos de almacenamiento en batería, lo cual es difícil de discernir si no se divulga el precio mediante los procesos competitivos de compra. Si los precios de la energía solar fotovoltaica y los recursos de almacenamiento en batería alcanzaran un punto medio entre los costos representados en el Escenario 3 y los de la sensibilidad 8 aplicados al Escenario 3, entonces este último sería un poco menos costoso que el Plan de ESM y tendría casi el mismo costo del Escenario 4.

263. El Negociado de Energía **DETERMINA** que la decisión sobre cuál de los planes de recursos que presentó la Autoridad es realmente el menos costoso dependerá si los costos reales que responden a las acciones de compra planificadas reflejarán los supuestos del Escenario 3 para los costos de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento en batería o los diferentes (*i.e.*, más altos) supuestos de costos que se utilizaron en otros Escenarios (S1, S4, S5, ESM). En virtud del 2018 NREL Annual Technology Baseline (ATB) los supuestos “bajos” en casos de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento de energía en batería que se utilizaron para definir el Escenario 3, el plan de recursos S3S2 que incluye todos los escenarios de carga claramente a demostrado ser el plan menos costoso considerando el valor presente neto de ingreso requerido, según lo reconoció la Autoridad. El S4S2 demostró ser el plan de suministro descentralizado menos costoso si los supuestos de costos de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento en batería son un reflejo de los supuestos “medios” del 2018 NREL ATB que era la versión más actualizada en el momento en que la Autoridad hizo su presentación. Sin embargo, desde entonces, dicha versión fue sustituida por la publicación más reciente del NREL.
264. Según señala la Autoridad, hay similitudes en el desarrollo de recursos de energía solar fotovoltaica y almacenamiento de energía en baterías durante los primeros años del S3S2 y el S4S2, puesto que la diferencia clave es la presencia o ausencia de un plan para una nueva unidad de ciclo combinado en Palo Seco. Dado que el escenario menos costoso dependerá de la materialización de los supuestos de producción de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en batería a un costo menor, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a desarrollar recursos de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en batería al nivel del S3S2 de conformidad con los protocolos de compra competitiva que se especifican en el Plan de Acción Modificado.
265. El Negociado de Energía **DETERMINA** que las diferencias en el costo del VPN en los diferentes planes varían significativamente debido a que los supuestos de costos y disponibilidad son diferentes en todos los Escenarios. El Negociado de Energía **DETERMINA** que deben llevarse a cabo las gestiones de planificación de compras competitivas según están incluidas en el Plan de Acción de la Autoridad para resolver incertidumbres con respecto a cuáles

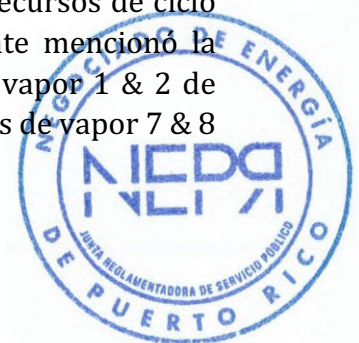


serán los costos reales para los recursos de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en batería.

266. El escenario S3S2B emite menos dióxido de carbono que el escenario ESM (Base) o S4S2B, como se ha señalado anteriormente.⁵⁷⁶ La Autoridad confirmó en la vista que si se consideraran explícitamente los precios del carbono, un escenario con más emisiones de carbono sería efectivamente penalizado más que un escenario con menores emisiones de carbono. Dadas las instrucciones de la Ley 17 para considerar los efectos del cambio climático en el proceso integrado de planificación de recursos, y observando que el Escenario S3S2B tiene un perfil de emisión de carbono más bajo que el escenario ESM o S4S2B, el Negociado de Energía **DETERMINA** que desde una perspectiva de mitigación del cambio climático, el escenario S3S2B es preferible al escenario ESM o S4S2B porque contribuye a la mitigación de los efectos del cambio climático en relación con esos otros escenarios.
267. Como se ha señalado, el artículo 1.9(3)(H) de la Ley 17 establece que el plan integrado de recursos incluirá, pero no se limitará a las evaluaciones de impacto ambiental de la Autoridad relacionadas con las emisiones atmosféricas y el consumo de agua, los desechos sólidos y otros factores como el cambio climático. El Negociado de Energía **DETERMINA** que, aunque el PIR de la Autoridad considera las evaluaciones de impacto ambiental, no abordó plena y adecuadamente el cambio climático. Por lo tanto, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad en su próximo PIR realizar una evaluación de impacto ambiental relacionada con el cambio climático, según lo exija la ley, y debe incluir explícitamente escenarios de precios del carbono en cualquier ejercicio inicial de modelaje.

c. Retiros de plantas de vapor

268. Las Tablas del Apéndice C de esta Resolución Final y Orden incluyen un modelo de las fechas de retiro de todas las plantas de vapor más viejas de combustión de combustible y las de combustión de gas que son parte del Sistema de la Autoridad para todos los Escenarios. Estas plantas incluyen las unidades en Aguirre, San Juan, Palo Seco y Costa Sur. Por lo general, los resultados de los modelos muestran el retiro de todas las unidades de vapor más viejas para el 2025 para cumplir con los requisitos de MATS (para las unidades de combustión de combustible) y por razones económicas en general, una vez haya suficiente capacidad de reemplazo mediante una batería nueva, un recurso de generación pico basado en combustible fósil y/o recursos de ciclo combinado de combustión de gas. La Autoridad directamente mencionó la intención de retirar los Frame 5 para picos, las unidades de vapor 1 & 2 de Aguirre, las unidades de vapor 5 & 6 de Costa Sur y las unidades de vapor 7 & 8

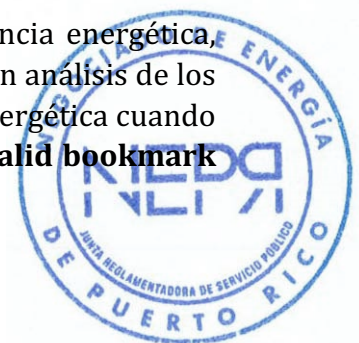


de San Juan en el artículo sobre el Plan de Acción del PIR Propuesto, dentro de los primeros cinco (5) años del plan de recursos.

269. La Autoridad recalcó que la disponibilidad de nuevos recursos de generación será un requisito para llevar a cabo los retiros.
270. Estas unidades generadoras de vapor de combustión de combustible junto con Costa Sur 5 & 6 constituyen la mayoría de los recursos de capacidad que son propiedad de la Autoridad o contratadas por esta. La vida útil de estas unidades que fueron construidas en la década de 1960 y 1970 está a punto de caducar. A excepción de Costa Sur 5 & 6, estas no cumplen con los MATS. Su operación es inflexible, tienen tasas altas de interrupciones forzadas y son relativamente ineficientes. Retirar estas unidades reduciría los costos, mejoraría la confiabilidad y lograría que se cumplieran los MATS.
271. El Negociado de Energía **DETERMINA** que la Autoridad debe retirar los activos de vapor de combustión de combustible más viejos aproximadamente en orden descendiente de costo operacional (y tomando en consideración una secuencia de retiro por unidad que sea consistente con la conversión de los condensadores sincrónicos) tan pronto dejen de ser necesarios para la operación confiable del sistema. El Negociado de Energía también **DETERMINA** que la Autoridad debe retirar Costa Sur 5 & 6 cuando se pueda sustentar que el sistema opera de manera confiable sin la presencia de estas, luego de retirar los recursos de combustión de combustible. El Negociado de Energía **APRUEBA** los planes de retiro de las unidades de vapor de la Autoridad de conformidad con las advertencias de la Autoridad que indican la necesidad de capacidad de reemplazo, la garantía de cumplimiento con las necesidades generales de confiabilidad y que son consistentes con los umbrales de ritmo más específicos que se describen en el Plan de Acción Modificado.
272. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a presentar informes trimestrales de actualización y cumplimiento en relación con los planes de retiro de estas unidades cumpliendo con unos requisitos y fechas específicos de información y cumplimiento para estos informes según descritos en el Plan de Acción Modificado. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a incluir en estos informes periódicos de actualización y cumplimiento toda información acerca del estatus de la conversión a condensadores sincrónicos, según aplique.

d. Valor de eficiencia energética en todos los planes de recursos

273. Comparar los Escenarios con los diferentes niveles de eficiencia energética, pero con el mismo conjunto de supuestos de entrada provee un análisis de los diferentes efectos de la utilización de recursos de eficiencia energética cuando los costos de dicha utilización están incluidos. **Error! Not a valid bookmark**



self-reference.3 a continuación contiene un subconjunto de información de la Tabla 10, comparando el VPNIR de los planes de recursos del Escenario 3 y el Escenario 4 con EE total, EE Baja y Ninguna EE. La presencia de eficiencia energética permite reducir la carga total, el consumo de combustibles fósiles, la necesidad de utilizar energía solar fotovoltaica y almacenamiento de energía en batería para cumplir con los requisitos y reducir las pérdidas totales del sistema. Todos esos componentes beneficiosos se reflejan en el VPNIR de los Escenarios individuales que se muestran en la Tabla 13 a continuación. La Tabla 13 muestra el “Valor de Eficiencia Energética” que es el beneficio neto acumulado para los clientes en forma de una reducción del VPNIR cuando se incluyen los costos de los recursos de eficiencia energética.

274. Esta tabla ilustra el beneficio claro para los clientes de Puerto Rico a lo largo del horizonte de planificación de la utilización de la mayor cantidad de eficiencia energética posible, al menos hasta el nivel de “EE total” modelado en los Escenarios originales. El Escenario S3S2 resulta en beneficios netos para los clientes de \$480 millones a lo largo del horizonte de planificación al utilizar un plan de recursos que incluya un nivel “bajo” de eficiencia energética (cuando se compara con ninguna eficiencia energética). Utilizar un nivel de eficiencia energética “total” en ese Escenario esto asegura \$1.14 miles de millones adicionales en beneficios netos. Combinados, utilizando una medida total de recursos de eficiencia energética a lo largo del horizonte de planificación, los clientes se ahorrarían una cantidad neta de \$1.62 miles de millones (VPN). Bajo el Escenario 4, el patrón es similar, aunque los ahorros son aún mayores debido al uso de recursos de combustión gas más costos (que los solares) en ese Escenario.
275. Tabla 13 más adelante.
276. En la vista evidenciaria, el Dr. Bacalao testificó que la eficiencia energética es un "dado" con respecto a satisfacer las necesidades de los clientes de manera rentable.¹⁸⁴ Sin embargo, el Sr. Saenz testificó que cree que los casos Cero EE o Baja EE son niveles más probables de EE para planificar que el caso base.¹⁸⁵ El Dr. Bacalao declaró que la eficiencia energética anual del 0.5-0.6% es muy alcanzable; este nivel es comparable al caso de Baja EE.¹⁸⁶ Afirmó que el nivel de participación requerido en los programas modelados para alcanzar el dos por ciento (2%) de ahorro anual es muy alto, y que este nivel de participación

¹⁸⁴ Vista Evidenciaria, 4 de febrero de 2020, sesión matutina, 01:02:30.

¹⁸⁵ *Id.* 49:30.

¹⁸⁶ *Id.* 01:04:00.



pudiera ser difícil de lograr.¹⁸⁷ Sin embargo, el Dr. Bacalao declaró que si también se incluyeran otros usos finales, tales como el calentamiento de agua, se requeriría menos participación en un programa dado para lograr el ahorro general del dos por ciento (2%).¹⁸⁸

e. Respuesta a la demanda (“DR” por sus siglas en inglés)

277. El Apéndice 4 también contiene detalles de los supuestos y modelos de la Autoridad con respecto a los programas de respuesta a la demanda. El *EE and DR Workpaper* contiene los cálculos para DR, cuyos resultados se presentan en el Apéndice 4. El Apéndice 4 y el *EE and DR Workpaper* describen los programas de DR que, en conjunto, acumulan 82.5 MW para 2038.
278. Los programas de respuesta a la demanda modelados en el Apéndice 4 utilizan aire acondicionado residencial controlado y un programa comercial que controla tanto el aire acondicionado como la iluminación.
- El programa residencial de DR asume un termostato con WiFi para controlar el aire acondicionado. La empresa de servicios públicos incurre en un costo único de \$200 por participante para los costos de instalación y configuración del termostato, y \$160 por participante en costos recurrentes anuales para la gerencia de proyectos y la administración. Los participantes reciben \$100 por año en pagos por las reducciones pico que logran, las cuales promedian 1.2 kW por participante. La Autoridad supone que el uno por ciento (1%) de los clientes se inscriben cada año, con el ochenta por ciento (80%) de los participantes cada año continuando hasta el año siguiente. En 2025, por ejemplo, el programa ofrece 51.8 MW de ahorro máximo por un costo de \$14.8 millones, o un costo de capacidad equivalente de \$285/kW-año.¹⁸⁹
 - El programa comercial de DR supone que los clientes comerciales pequeños y medianos instalarían y utilizarían termostatos con WiFi, controles de iluminación y software de comunicación asociado. La empresa de servicios públicos incurre en un costo único de \$400 por participante para los costos de instalación y configuración del termostato, y \$2,000 por participante en costos recurrentes anuales para la gerencia de proyectos y la administración. Los participantes reciben \$3,000 por año en pagos por las reducciones en relación con la demanda pico que logran, las

¹⁸⁷ *Id.* 03:29:00.

¹⁸⁸ *Id.* 03:31:00.

¹⁸⁹ PIR Propuesto, hoja "PREB-PREPA ROI_9_01 Attach 1.xlsx."



cuales promedian 6 kW por participante. La Autoridad supone que participarían entre 1,200 y 1,400 empresas. En 2025, por ejemplo, el programa ofrece 8.4 MW de ahorro máximo por un costo de \$7.5 millones, o un costo de capacidad equivalente de \$889/kW-año.¹⁹⁰

279. La Autoridad asumió que los fabricantes farmacéuticos no participarían "debido a la necesidad de entornos estrechamente controlados todas las horas del día".¹⁹¹ La Autoridad afirma además que "[l]os participantes típicos adecuados para un programa de este tipo incluyen hoteles/moteles, edificios de oficinas, establecimientos minoristas no alimentarios e instalaciones educativas."¹⁹²
280. La Autoridad no presentó pruebas que indicaran que la Autoridad ha consultado o recopilado información de sus clientes comerciales o industriales con respecto a la voluntad o la capacidad de participar en programas de respuesta a la demanda. Sin embargo, durante la presentación en la vista evidenciaria con respecto al impacto de los terremotos de enero de 2020, la Autoridad describió la capacidad de algunos clientes industriales para proveer su propia energía durante y después de situaciones de emergencia. En particular, la Autoridad describió cómo los clientes industriales estaban proveyendo su propia energía con el fin de mantener la calidad y la confiabilidad de la energía, tanto en los días inmediatos después de los terremotos¹⁹³ y tan tarde como el momento de las vistas varias semanas después de los terremotos.¹⁹⁴ Sobre la base de los datos de carga presentados en la vista evidenciaria, después de haberse reestablecido el servicio a casi todos los clientes el 15 de enero, la carga real de 2068 MW era todavía sustancialmente inferior a la carga pronosticada de 2302 MW.¹⁹⁵
281. La Autoridad asume un costo de capacidad evitada de \$1,000/kW-año, pero no ofrece una base para esta suposición. ¹⁹⁶ Los programas de DR residenciales y comerciales modelados cuestan menos que el supuesto costo evitado por la Autoridad. La cartera modelada combinada tiene un costo de capacidad de \$370/kW-año.

¹⁹⁰ PIR Propuesto, hoja "PREB-PREPA ROI_9_01 Attach 1.xlsx."

¹⁹¹ PIR Propuesto, Apéndice 4, página 2-3, anejo 2-9.

¹⁹² *Id.*

¹⁹³ Vista Evidenciaria, 3 de febrero de 2020, sesión matutina, en 00:40:20.

¹⁹⁴ *Id.* 01:51:15 a 01:54:00.

¹⁹⁵ *Id.* 00:40:20.

¹⁹⁶ Véase documento de trabajo "EE-DSM Cost Calculation FOR PREPA 04-12-19_PREB Reference_30_TJP Update-v4newTRCs.053019.xlsx" ("EE and DR Workpaper").



282. La Autoridad no modeló el almacenamiento distribuido como un tipo de recurso en el PIR Propuesto, por lo que no consideró el almacenamiento distribuido como un recurso de DR a escala residencial o comercial. Durante la Vista Evidenciaria del PIR, el Sr. Ortiz declaró que el agregado de energía solar distribuida y el almacenamiento (por lo que, a veces, se le denomina "plantas de energía virtual") está implícitos en el PIR Propuesto.¹⁹⁷ Además, en la vista evidenciaria, el Dr. Bacalao testificó que el almacenamiento distribuido que es capaz de ser controlado o servido por la empresa de servicios públicos es operativamente equivalente al almacenamiento que se modela como un recurso de la empresa de servicios públicos.¹⁹⁸ Sin embargo, no se modelan explícitamente.¹⁹⁹

4. Interventores

a. AES Puerto Rico ("AES-PR")

283. En su último informe, AES-PR insta al Negociado de Energía a que apruebe un PIR que avance "rápidamente con inversiones "sin arrepentimientos" ["no regrets"] en energía solar y medidas de eficiencia energética"²⁰⁰.

b. Environmental Defense Fund

284. La Dra. Elizabeth Stanton, testigo experta del EDF, testificó que las proyecciones sobre EE de la Autoridad acumulan una reducción total del 35%, en lugar del 30% exigido por la Ley 17.²⁰¹ La Dra. Stanton afirmó que la Autoridad ha subestimado la futura demanda eléctrica en Puerto Rico al asumir más EE de lo que se pide en la Ley 17. Identificó que "la subestimación de la demanda puede conducir a una subestimación de la oferta y, por lo tanto, a cuestiones de confiabilidad" y señaló también que "si se subestima la demanda, también lo es la cantidad esperada de capacidad renovable y generación necesaria para cumplir con la cartera estándar de renovables ("RPS" por sus

¹⁹⁷ Vista Evidenciaria, 7 de febrero de 2019, sesión matutina, 00:44:40.

¹⁹⁸ *Id.* Vista Evidenciaria, 4 de febrero de 2019, sesión de la tarde, 1:16:00 y Vista Evidenciaria, 6 de febrero de 2019, sesión matutina, 02:26:00.

¹⁹⁹ *Id.*

²⁰⁰ AES-PR, Alegato Final, 6 de marzo de 2020, página 1.

²⁰¹ EDF, Testimonio de la Dra. Elizabeth Stanton, 23 de octubre de 2019, página 13.



siglas en inglés).²⁰² En pocas palabras, según la Dra. Stanton, "subestimar la demanda conduce directamente a menos generación renovable planificada".²⁰³

285. En su Informe Final, EDF recomendó que "la Autoridad comience inmediatamente a desarrollar programas rentables de eficiencia energética y respuesta a la demanda, y comprometa esfuerzos sustanciales hacia el desarrollo de estos programas."²⁰⁴ No obstante, EDF afirma que el PIR Propuesto no refleja "cantidades realistas de eficiencia energética" porque supone que la Autoridad cumpliría o superaría los objetivos de EE en la Ley 17 a pesar de que hoy en día no existen programas de EE en vigor o en desarrollo.²⁰⁵ EDF sostiene que el PIR Propuesto no "identificó ni evaluó" posibles soluciones de EE y DR, a pesar de la dirección recibida del Negociado de Energía y de la ley para tomar en cuenta el potencial para medidas del manejo de demanda.²⁰⁶ EDF critica el PIR Propuesto por no incluir la eficiencia del calentamiento de agua o por analizar si la demanda residencial se había visto afectada por la sustitución de enseres electrodomésticos después del huracán María.²⁰⁷ EDF sugiere que el Plan de Acción incluya los programas de EE y DR presupuestados en \$300 millones o más y argumentó que estos programas serían rentables dentro de este presupuesto "si no se exceden demasiado de esta cantidad".²⁰⁸ En lo que respecta a la respuesta a la demanda en particular, EDF instó a desarrollar un programa de carga interrumpible para grandes clientes comerciales e industriales, especialmente a la luz de la necesidad de capacidad pico de verano después de los terremotos de enero de 2020.²⁰⁹ EDF recomienda el uso de cargas flexibles, incluyendo a los vehículos eléctricos, para ofrecer beneficios a la red eléctrica.²¹⁰ EDF sugiere que, en el futuro modelaje del PIR, la herramienta de modelaje debe permitir la evaluación de diferentes niveles de EE, DR y otros recursos de manejo de demanda, que van desde la no inversión hasta el máximo potencial técnico para cada recurso.²¹¹

²⁰² *Id.* página 15.

²⁰³ *Id.* páginas 15-16.

²⁰⁴ Alegato Final EDF, 6 de marzo de 2020, en la página 2.

²⁰⁵ *Id.* página 21.

²⁰⁶ *Id.* página 23.

²⁰⁷ *Id.* página 23.

²⁰⁸ *Id.* página 46.

²⁰⁹ *Id.* páginas 46-47.

²¹⁰ *Id.* página 47.

²¹¹ *Id.* páginas 57-58.



c. Oficina Independiente de Protección al Consumidor ("OIPC")

286. En su Informe Final, la OIPC critica a la Autoridad por descartar los calentadores de agua solares como una medida potencial de eficiencia energética. La OIPC afirma que el calentamiento del agua es uno de los mayores consumos de energía en los hogares de Puerto Rico y no es razonable que la Autoridad haya descartado las medidas de eficiencia para este uso final.²¹² La OIPC señala además que la calefacción de agua solar es una tecnología ampliamente disponible en Puerto Rico, que hay una industria local de fabricación de calentadores de agua solares y que el programa de climatización doméstica ha tenido éxito en gran medida debido a las medidas de eficiencia, incluyendo calentadores de agua solares.²¹³

d. Organizaciones ambientalistas locales ("LEOs")

287. El Sr. Ronny Sandoval, testigo experto de los LEOs, abordó los mercados cubiertos por los programas de eficiencia energética modelados por la Autoridad (como se presenta en el Apéndice 4).²¹⁴ El Sr. Sandoval afirmó que el ritmo de adquisición de la eficiencia en los mercados residenciales y comerciales podría ser mayor y cubrir más usos finales que los incluidos en la página 4 del Apéndice 4. En particular, el anejo LEO-Sandoval-Supp-1 identifica una mayor adopción de la eficiencia por iluminación y aire acondicionado y de la respuesta a la demanda comercial que la incluida en el Apéndice 4, y añade calentadores solares de agua, refrigeradores, energía solar fotovoltaica y almacenamiento energético distribuidos y optimización de voltaje (*conservation voltage reduction*).

288. El anejo LEO-Sandoval-Supp-1 presenta una serie de posibles reducciones adicionales de la demanda pico por la adopción de estas medidas, aumentando con el tiempo. En el caso Moderado, la reducción pico en 2025 sería de 144 MW y en 2038 aumentaría a 236 MW.²¹⁵ En el caso Agresivo, la reducción pico en 2025 sería de 184 MW y en 2038 aumentaría a 328 MW.²¹⁶ El anejo LEO-Sandoval-Supp-1 sugiere que esta eficiencia energética y gestión de la demanda

²¹² Alegato Final OIPC, 6 marzo 2020, página 12.

²¹³ *Id.* páginas 12-13.

²¹⁴ LEOs, Testimonio Suplementario de Ronny Sandoval, 11 de diciembre de 2019, anejo LEO-Sandoval-Supp-1.

²¹⁵ *Id.* página 26.

²¹⁶ *Id.*



adicionales podría evitar la necesidad de construir una planta centralizada adicional en 2025.²¹⁷

289. El anejo LEO-Sandoval-Supp-1 presenta además los costos nivelados de las medidas de manejo de demanda que oscilan desde 3 céntimos/kWh para la optimización de voltaje hasta 12 céntimos/kWh para la iluminación comercial y 19 céntimos/kWh para el calentamiento solar de agua.²¹⁸ No obstante lo anterior, las estimados de costos del Sr. Sandoval se basan en experiencias en otras jurisdicciones de Estados Unidos, en lugar de estimados específicos de Puerto Rico.
290. En su Testimonio Suplementario, el Sr. Sandoval abordó la incertidumbre con respecto al pronóstico de carga que resulta, en parte, de la incertidumbre sobre el desempeño de futuros programas de eficiencia energética (páginas 3-4). El Sr. Sandoval sugirió que la expansión de los programas de eficiencia y gestión de la demanda a medidas y segmentos adicionales podría utilizarse para manejar la incertidumbre con respecto a la adopción de los programas del Apéndice 4.
291. En su Informe Final, las LEO sostienen que la Autoridad no tiene ningún plan para incorporar EE o DR, a diferencia de los planes detallados para el despliegue de nuevos recursos con gas.²¹⁹ Las LEO identifican un contraste entre el cumplimiento de la meta de eficiencia de la Ley 17 que se asume en el caso base y la falta de detalles con respecto a cómo esta trayectoria se logrará.²²⁰ Las LEO argumentan que las opiniones de los expertos de la Autoridad, señalando los casos de Baja EE o Cero EE como el resultado más probable, son un producto de la falla de la Autoridad en cumplir con su rol crítico de lograr eficiencia energética.²²¹ Las acciones recomendadas por las LEO en relación a EE y DR, para su incorporación en el Plan de Acción, incluyen la búsqueda de eficiencia en calentadores solares de agua, refrigeradores y otros usos finales.²²² Las LEO recomiendan que el Negociado de Energía adopte las recomendaciones de los grupos de trabajo capturadas en los expedientes NEPR-MI-2019-0015, NEPR-MI-2019-0019 y NEPR-MI-2019-0011.²²³ Las LEO también instan al

²¹⁷ *Id.*

²¹⁸ *Id.* página 23.

²¹⁹ Alegato Final LEOs, 6 marzo 2020, página 4.

²²⁰ *Id.* página 24.

²²¹ *Id.* página 25.

²²² *Id.* páginas 27-28.

²²³ *Id.* página 28.



Negociado de Energía a que dirija a la Autoridad a que se comprometa con clientes comerciales e industriales para ofrecerles respuesta a la demanda.²²⁴

e. Interventores sin fines de lucro ("NFP" por sus siglas en inglés)

292. El Sr. Eric Ackerman, testigo experto de los NFP, afirmó en su Testimonio Suplementario²²⁵ que la Autoridad debe ser mucho más agresiva en promover la eficiencia energética en Puerto Rico. Afirma que es probable que la eficiencia energética sea la fuente de suministro más económica en muchas situaciones debido a las primas de riesgo relacionadas con la bancarrota que deben atender todas las inversiones del lado de la oferta. Afirma que se le debe exigir a la Autoridad que mejore su Plan de Acción para implementar una estrategia integral para la participación de los clientes, incluyendo opciones costo efectivas para la eficiencia energética y la respuesta a la demanda. El Sr. Ackerman sugirió que la Autoridad y el Negociado de Energía deberían considerar incentivos para la participación de los clientes en los programas de eficiencia energética y respuesta a la demanda, incluso mediante financiamiento en la factura.
293. En su Informe Final, los NFP afirman que la Autoridad debe impulsar agresivamente la eficiencia energética en Puerto Rico por dos razones: en primer lugar, la eficiencia energética es probablemente la fuente de suministro más económica y, en segundo lugar, la Ley 17 exige un aumento del 30% en la eficiencia energética para 2040.²²⁶ El Informe Final de los NFP enfatiza aún más la importancia de la participación del cliente, la educación del cliente y los incentivos para la participación del cliente en los programas de eficiencia energética y respuesta a la demanda.²²⁷

f. Solar and Energy Storage Association of Puerto Rico (SESA-PR)

294. El Sr. Patrick Wilson argumentó en su testimonio presentado con antelación que la adquisición de eficiencia energética, especialmente entre el presente y el 2025, será más lenta que la modelada en el PIR Propuesto. El Sr. Wilson sugirió que la adquisición de eficiencia energética será cero o casi nula hasta 2020, 0.1% en 2021 y 2022, 0.5% de 2023 a 2025 y luego aumentaría a un nivel de

²²⁴ *Id.* páginas 28-29.

²²⁵ NFPs Testimonio Suplementario del Sr. Erik Ackerman, 10 de diciembre de 2019, páginas 3-4.

²²⁶ Alegato NFPs, 6 de marzo de 2020, página 15.

²²⁷ *Id.*



hasta el 30% de ahorro total para 2040.²²⁸ En apoyo a su argumento, el Sr. Wilson afirmó que los programas normalmente requieren periodos de adopción gradual, y que Puerto Rico enfrenta una serie de circunstancias difíciles, incluyendo el estado financiero de la Autoridad, el esfuerzo pendiente para otorgar a una empresa privada el rol operativo con respecto al sistema de transmisión y distribución y el plazo incierto para la adopción de la eficiencia energética del Negociado de Energía.²²⁹

295. Durante la vista evidenciaria, el Sr. Wilson testificó sobre los programas de eficiencia energética de "inicio rápido" de los cuales recientemente tomó conocimiento través del proceso del Negociado de Energía de talleres sobre eficiencia energética.²³⁰ Testificó que los programas de "inicio rápido" pudieran aliviar algunas de sus preocupaciones con respecto a la capacidad de los programas de eficiencia para lograr ahorros rápidamente.

g. Sunrun

296. El Sr. Christopher Rauscher de Sunrun testificó que el PIR Propuesto "no debe permanecer 'silencioso'" sobre las capacidades de la energía solar y el almacenamiento distribuidos.²³¹ Según el Sr. Rauscher, "[a]l contrario, deben articularse sus capacidades, acordarse la escala que se tendrá como meta e identificarse las rutas hacia la contratación."²³² El Sr. Rauscher afirmó que los clientes que instalan energía solar y almacenamiento para resiliencia y confiabilidad pueden compartir una parte significativa de su capacidad de batería con la empresa de servicios públicos para el manejo de la energía durante los periodos en los que no se tienen emergencias.²³³ El Sr. Rauscher afirmó que Sunrun ha participado en proyectos que han entregado almacenamiento agregado como un recurso de capacidad en Nueva Inglaterra y en Hawái, con miles de participantes para un promedio de alrededor 4 kW por hogar participante.²³⁴ La subasta del Mercado de Capacidad de la empresa de servicios públicos ISO-NE, en el cual se seleccionaron los recursos de

²²⁸ SESA-PR, Testimonio de Patrick Wilson, 23 de octubre de 2019, página 13.

²²⁹ *Id.* página 12.

²³⁰ Vista Evidenciaria, 4 de febrero de 2020, sesión matutina, 03:45:30.

²³¹ Sunrun, Testimonio de Christopher Rauscher, 23 de octubre de 2020, página 4.

²³² *Id.* página 4.

²³³ *Id.* página 6.

²³⁴ *Id.* en páginas 12-13.



almacenamiento de Sunrun, tuvo un precio final de \$3.80/kW-mes (\$45.60/kW-año).²³⁵

297. En la vista evidenciaria, el Sr. Rauscher testificó que los recursos de almacenamiento distribuidos del tipo desplegado por Sunrun son capaces de ofrecer el servicio controlado necesario para cumplir con la descripción que da el Dr. Bacalao sobre recursos de almacenamiento distribuidos que pueden considerarse como recursos de la empresa de servicios públicos para propósitos del modelaje.²³⁶ Además, testificó que los recursos de almacenamiento distribuidos pueden ser costo efectivos para el uso de empresas de servicios públicos porque los pagos por servicios públicos están pagando por los servicios prestados y contribuyendo al costo de los sistemas de baterías, pero no están obligados a cubrir todo el costo de la batería.²³⁷
298. En su Informe Final, Sunrun afirmó que los servicios prestados por las centrales eléctricas virtuales ("VPP" por sus siglas en inglés) son indistinguibles de aquellas plantas de generación fósil para demandas pico²³⁸ y que el orden final del Negociado de Energía debe identificar a las VPP como una opción "sin arrepentimientos" ["no regrets"] en el Plan de Acción.²³⁹

5. Amicus Curiae

a. Instituto de las Montañas Rocosas (RMI)

299. En su Informe *Amicus Curiae* Modificado del 20 de diciembre de 2019, RMI afirmó que el progreso de la eficiencia energética probablemente será más lento de lo previsto en el pronóstico de carga de la Autoridad y en los programas de EE en el Apéndice 4, por lo cual la demanda será mayor de lo previsto en los primeros años.²⁴⁰ RMI describe que el Apéndice 4 asume que los programas de EE alcanzan el dos por ciento (2%) por año en ahorros en 2020, mientras que el borrador sobre el administrador externo del Negociado de Energía para la eficiencia energética, como se describe en el borrador del

²³⁵ ISO New England, "Markets", <https://www.iso-ne.com/about/key-stats/markets#fcaresults>, con respecto a la subasta FCA (Forward Capacity Market Auction) #13 en 2019. Consultado 13 de abril de 2020.

²³⁶ Vista Evidenciaria, 4 de febrero de 2020, sesión de la tarde, 01:04:00 a 01:06:00.

²³⁷ *Id.* 7 de febrero de 2020, sesión matutina, 03:41:00.

²³⁸ Sunrun, Alegato Final, 6 de marzo de 2020, página 1.

²³⁹ *Id.* página 2.

²⁴⁰ RMI, Alegato Enmendado Amicus Curiae, 20 de diciembre de 2019, página 7.



Reglamento sobre Eficiencia Energética y Respuesta a la Demanda,²⁴¹ comienza un proceso en 2019 que no daría lugar a la plena implementación de los programas de EE hasta 2021.²⁴²

300. En el Apéndice 1 del Informe *Amicus Curiae* Enmendado, RMI afirmó que una reciente publicación científica arbitrada explica que "eficiencia energética moderna 'muestra todas las señales de un recurso duradero con creciente cantidad y costo en declive.'"²⁴³ RMI observa que la eficiencia energética es consistentemente el recurso energético rentable que le ofrece beneficios duraderos a los clientes. El informe afirmó además que los programas de EE financiados por el cliente contribuyente han dado lugar a ahorros considerables para los clientes. El informe afirma que los clientes contribuyentes de Hawái pagan 2.1 centavos por kWh por la energía ahorrada, lo que resulta en decenas de millones de dólares en ahorros cada año.²⁴⁴

6. Discusión

a. Eficiencia energética ("EE")

301. La Autoridad ha presentado modelos basados en programas de EE financiados por clientes contribuyentes para iluminación y refrigeración residencial y comercial que cuestan entre 4.2 y 7.5 centavos por kWh. El costo promedio a nivel de cartera es de 4.8 centavos por kWh (sin contar el alumbrado público o la eficiencia por reconstrucción). Esta eficiencia energética ofrece además un recurso de capacidad al reducir las cargas máximas en 0.13 kW por cada MWh de ahorro de energía.²⁴⁵
302. Con el fin de alcanzar el nivel de ahorro anual del dos por ciento (2%) por EE de acuerdo con el objetivo legal de EE, la Autoridad asumió que la participación en estos programas limitados sería alta. Tal como se abordó por el Sr. Sandoval y en la vista evidenciaria, los usos finales, tales como el calentamiento de agua, pueden ser fuentes adicionales de eficiencia energética rentable. Los programas que abordan otros usos finales también reducirían el nivel de participación necesario para cumplir el objetivo legal de eficiencia para 2040. Como lo afirma RMI, los programas de EE en Hawái (con un clima similar de

²⁴¹ Resolución, In Re: *Reglamento sobre Eficiencia Energética y Respuesta a la Demanda* Regulation for Energy Efficiency and Demand Response, Caso Núm. NEPR-2019-0015, 4 de septiembre de 2019.

²⁴² RMI, Alegato Enmendado *Amicus Curiae*, 20 de diciembre de 2019, página 7.

²⁴³ *Id.* página 26.

²⁴⁴ *Id.*

²⁴⁵ Calculado a partir de los anejos 3-24 (pág. 3-21) y 3-25 (pág. 3-22) del PIR Propuesto.



isla tropical) logran ahorros a un costo de 2.1 centavos por kWh, por lo cual es posible que la EE financiada por el cliente contribuyente en Puerto Rico sea alcanzable a costos sustancialmente más bajos que los modelados por la Autoridad.

303. Como se aborda más adelante en esta Resolución y Orden Final, los recursos energéticos del lado de la oferta que la Autoridad considera en el PIR Propuesto han nivelado los costos en 2021 por una cantidad entre 5.8 centavos/kWh (Caso de Baja Energía Solar Fotovoltaica)²⁴⁶ y 14.6 centavos/kWh (CCGT mediana que funciona con diésel a un factor de capacidad del 90%²⁴⁷). (No hemos incluido plantas para demandas pico u otros recursos destinados a suministrar capacidad en esta comparación, pero generalmente tienen costos de energía nivelados aún más altos.) Aún a los costos de EE según lo modelado por la Autoridad, la evidencia en este expediente indica que EE es, en promedio, el recurso energético de menor costo de Puerto Rico. Si bien se desconoce el costo final de la energía ahorrada en Puerto Rico, el Negociado de Energía **ACEPTA** las pruebas presentadas en este procedimiento que apuntan a que se espera que la EE sea un recurso de menor costo que cualquier recurso del lado de la oferta evaluado en el PIR Propuesto.
304. EDF sostiene que el PIR no "identificó ni evaluó soluciones potenciales de gestión de manejo de la demanda ("DSM" por sus siglas en inglés) - programas de eficiencia energética, programas de respuesta a la demanda y generación distribuida ... aunque la Ley 17-2019, Ley 57-2014, las Reglas del PIR y la anterior Orden sobre el PIR del Negociado de Energía, ordenaron claramente a la Autoridad a tener en cuenta el potencial de DSM."²⁴⁸ El Negociado de Energía no está de acuerdo. La Autoridad identificó y evaluó los ahorros que resultarían de la implementación de los programas de EE y DR en los sectores residencial y comercial, como se describe en esta Resolución y Orden Final. El Negociado de Energía aún no ha aprobado un estudio potencial sobre EE o DR en Puerto Rico y, en esta circunstancia, el Reglamento 9021 permite explícitamente utilizar una presunción de ahorro del 2% por año, que es lo que hizo la Autoridad. EDF sostiene además que los PIR futuros deben estructurarse para permitir el modelaje de diferentes niveles de eficiencia energética, que van desde ninguno hasta el máximo potencial para cada recurso. El expediente de este procedimiento presenta resultados de análisis comparables a esta sugerencia, que van desde el caso "Cero EE" hasta el presunto potencial del 2 por ciento anual.

²⁴⁶ PIR Propuesto, página 6-23, anejo 6-31.

²⁴⁷ PIR Propuesto, página 6-16, anejo 6-21. Los factores de capacidad más bajos tienen mayores costos nivelados de energía.

²⁴⁸ EDF Alegato Final, 6 de marzo de 2020, página 23.



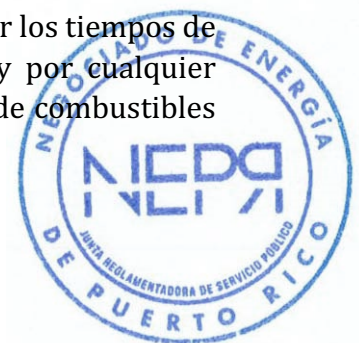
305. Los ahorros programáticos financiados por el cliente contribuyente se suman a los ahorros de otros conceptos, tales como los códigos de construcción, las normas de enseres electrodomésticos y las acciones de ahorro de energía en los edificios gubernamentales. Aunque Puerto Rico está partiendo de una base de casi ningún programa de eficiencia energética, la introducción de estructuras probadas de programas debería permitir ahorros consistentes con el objetivo legal del 30% para 2040. Se debe esperar algún período para palpar el nivel de ahorro, aunque los programas basados en productos, como los programas residenciales de enseres electrodomésticos e iluminación y otros diseños programáticos de "inicio rápido" que se han probado en otras jurisdicciones deben ser implementados rápidamente. El Negociado de Energía espera utilizar el insumo recibido a través de su reciente proceso de talleres para informar sobre los próximos pasos. El Negociado de Energía atiende las implicaciones de los datos y opiniones presentados por las partes en relación con EE y DR en el Plan de Acción en la Sección 733 de esta Resolución Final y Orden Final.
306. Las Partes en este caso han formulado numerosos argumentos con respecto a la cantidad de EE que la Autoridad debería planificar en el PIR Propuesto, a pesar de que la Autoridad modeló una amplia gama. Sin embargo, la cantidad de eficiencia que se adquirirá es incierta. Esta incertidumbre refleja en gran medida la incertidumbre en el financiamiento y los diseños de programas que funcionarán en Puerto Rico, no incertidumbre en la existencia o confiabilidad del recurso.
307. La evaluación de la eficiencia energética en los PIR futuros de la Autoridad debe estar apoyada mediante otras acciones y otros estudios. El Negociado de Energía tiene la intención de llevar a cabo estudios base del mercado y estudios de potencial del mercado dentro del próximo año, con el fin de informarse a sí misma, la Autoridad, y a otras partes interesadas con respecto al nivel actual de eficiencia en los hogares y negocios de Puerto Rico, y el nivel y el ritmo alcanzables de mejoras en eficiencia. Para el próximo PIR, el Negociado de Energía le **ORDENA** a la Autoridad a utilizar los resultados de estos estudios en el desarrollo de la EE.
308. Este procedimiento no desarrolló evidencia sobre el costo relativo y el rendimiento de los programas de EE modelados por la Autoridad con las mejores prácticas en programas de eficiencia logrados en otras partes de Estados Unidos. Para el próximo PIR, el Negociado de Energía le **ORDENA** a la Autoridad a comparar los costos y el desempeño de los programas de EE modelados en el PIR Propuesto con programas similares y con las mejores prácticas en otros lugares.
309. La Autoridad no tomó en cuenta las acciones no relacionadas con las empresas de servicios públicos que aumentan explícitamente la eficiencia energética en



su pronóstico de carga o proyección de eficiencia. Para el próximo PIR, el Negociado de Energía le **ORDENA** a la Autoridad que tenga en cuenta las normas federales de enseres electrodomésticos, los códigos de construcción y los programas gubernamentales pertinentes, tales como la asistencia para la climatización u otros programas locales (*i.e.*, del gobierno central de la Isla y/o de los municipios) para mejorar la EE en las instalaciones gubernamentales, en el desarrollo de su pronóstico de carga y proyecciones de EE.

b. Respuesta a la demanda

310. La Autoridad modeló un recurso de respuesta a la demanda que alcanza un nivel ligeramente menor al 5% de la carga pico de la Autoridad en 2038. Basado en la evidencia presentada, esto parece ser un punto de partida razonable para el potencial de la respuesta tradicional a la demanda, aunque el costo real y el desempeño de los programas de DR en Puerto Rico son inciertos porque no han sido diseñados o implementados. En particular, la Autoridad presenta poca justificación para el costo programático o el costo evitado para la respuesta a la demanda, y ningún interviniente presentó evidencias adicionales o contrarias. El Negociado de Energía **ACEPTA** las pruebas sobre la rentabilidad de la DR que la Autoridad ha presentado, para propósitos del PIR Propuesto. No obstante lo anterior, el Negociado de Energía le **ORDENA** a la Autoridad a que desarrolle rápidamente los costos programáticos basados en la respuesta del mercado según la Reglamentación de Respuesta a la Demanda del Negociado de Energía después de su aprobación, e informados por la Autoridad en el proceso de negociación, coordinación y calendarización con clientes comerciales e industriales, según lo requiere la Orden y Resolución del Negociado de Energía del 22 de mayo de 2020 en el caso NEPR-AP-2020-0001.
311. Actualmente, la Autoridad tiene un nivel significativamente bajo de involucramiento con el cliente en el caso de grandes clientes industriales o comerciales en relación con los esfuerzos de DR. La mejora en el involucramiento con estos clientes podría informar los planes futuros para el desarrollo y la utilización de recursos de respuesta a la demanda. La experiencia con el autoabastecimiento industrial después de los terremotos de enero de 2020 indica que una cantidad significativa de generación de autoabastecimiento industrial puede estar disponible (aproximadamente 200 MW) como recurso de respuesta a la demanda de emergencia, si la Autoridad la aprovechara como tal. Se trata de una capacidad sustancialmente mayor a la que la Autoridad modeló como un recurso de respuesta a la demanda en el PIR Propuesto, aunque su uso se limitaría al uso de emergencia, por los tiempos de operación permitidos para los generadores de los clientes y por cualquier política y regulación ambiental que limite el uso de sistemas de combustibles fósiles para DR.



312. Entendemos que el almacenamiento se trata como un recurso de empresa de servicios públicos en el PIR propuesto y se distribuye en el modelaje como un recurso de empresa de servicios públicos. Sin embargo, sobre la base de las evidencias presentadas en este expediente con respecto a las centrales eléctricas virtuales y el almacenamiento distribuido, es razonable suponer que el almacenamiento tras el contador también podría utilizarse para ofrecer un servicio de respuesta a la demanda o un servicio de capacidad. Cuando este servicio ha sido ofrecido por almacenamiento distribuido en otras jurisdicciones (como por ISO-NE), el costo como recurso de capacidad (en \$/kW-año) es mucho menor que los recursos de respuesta a la demanda considerados por la Autoridad en el PIR Propuesto. Esto indica que el almacenamiento distribuido puede ser un recurso de respuesta a la demanda costo efectivo en Puerto Rico siempre y cuando no se considere como un activo de la red de servicios públicos. El almacenamiento tras el contador que puede actuar como un activo de la red eléctrica también puede ser menos costoso para la Autoridad que el almacenamiento del cual es dueña.
313. El Negociado de Energía **ACEPTA** la proyección de la Autoridad con respecto a la cantidad de DR a los efectos del PIR Propuesto, al tiempo que señala que los recursos de almacenamiento distribuido que pueden ofrecer servicios de respuesta a la demanda deben contabilizarse como parte del recurso de almacenamiento de empresa de servicios públicos modelado en el próximo PIR.
314. El Negociado de Energía espera finalizar su Reglamento sobre respuesta a la demanda, tal como lo exige la Ley 17, en los próximos meses. Este Reglamento le permitirá a la Autoridad y a otras partes interesadas desarrollar una imagen más concreta del recurso de DR disponible en Puerto Rico. Para el próximo PIR, el Negociado de Energía le **ORDENA** a la Autoridad a que desarrolle una proyección de recursos de respuesta a la demanda que refleje la información obtenida a través de la implementación del próximo Reglamento sobre respuesta a la demanda del Negociado de Energía. El Negociado de Energía le **ORDENA** además a la Autoridad a que tenga en cuenta explícitamente los recursos de almacenamiento distribuidos como recursos de respuesta a la demanda, como parte de una central eléctrica virtual o como ambos. Como parte de esta proyección, el Negociado de Energía además le **ORDENA** a la Autoridad a que tome en cuenta el potencial de las tarifas de carga interrumpibles para grandes clientes comerciales e industriales.

C. Opciones de recursos existentes: Descripción y documentación

1. Requisitos del PIR

315. La sección 2.03(D) del Reglamento 9021 establece que "la Autoridad deberá describir todos los recursos existentes que sirven o satisfacen los requisitos de



energía y capacidad de los clientes de la Autoridad." De acuerdo con el artículo 2.03(D)(1)(a) del Reglamento 9021, el PIR debe describir cada tipo de recurso de suministro, incluyendo, entre otras, a las siguientes categorías: generación que son propiedad de la empresa de la Autoridad, transacciones de compra de energía al por mayor, cogeneración y producción de energía a pequeña escala, generación distribuida, agrupación o coordinación que reduzcan los requisitos de recursos y cualquier otro recurso de suministro.

316. Conforme a la sección 2.03(D)(1)(b) del Reglamento 9021, el cuerpo del PIR debe contener una tabla de recursos existentes que ofrezca la siguiente información: tipo de recurso, capacidad nominal y capacidad pico disponible, factor de capacidad anual para cada uno de los últimos cinco años, tipo de combustible, información de titularidad, ubicación, fecha de operación comercial, vida útil restante, cualquier proyecto o programa previsto que alteraría la vida útil restante, la vida útil restante del contrato, promedio anual de eficiencia térmica durante los últimos cinco años, los costos de combustible actual (\$/MMBtu), los costos variables actuales de operaciones y mantenimiento (\$/MWh), los costos totales actuales de producción (\$/MWh), los costos fijos actuales de operaciones y mantenimiento y los gastos de capital anuales promedio de los últimos cinco años en total de dólares.
317. La sección 2.03(D)(1)(c) del Reglamento 9021 exige que la Autoridad ofrezca la siguiente información complementaria: fecha de retiro proyectada para cualquier recurso que se espera que se retire dentro de los primeros diez años del período de planificación; fechas de renovación de licencias y permisos de operación; cumplimiento con los requisitos reglamentarios y legales actuales, propuestos y razonablemente previstos; los costos de capital y operación previstos para el cumplimiento de los requisitos reglamentarios y legales actuales, propuestos y razonablemente que se puedan prever; los gastos anuales de capital no ambientales previstos para los primeros diez años del Período de Planificación; cambios importantes en los recursos que se han producido desde la aprobación del PIR más reciente; y una descripción con información cuantitativa de cómo los recursos contribuyen a cumplir el requisito de generación "altamente eficiente".

2. La radicación de la Autoridad

318. La Autoridad resumió gran parte de la información requerida en la Sección 2.03(D)1.b para los recursos existentes en los anejos 4-1, 4-2, 4-3, 4-4 y 4-5 del PIR propuesto.²⁴⁹ Las tablas a las cuales se hace referencia satisfacen los

²⁴⁹ No todos los recursos enumerados en el anejo 4-1 del PIR propuesto se utilizan. Por ejemplo, dos de las cuatro unidades de vapor Palo Seco (Palo Seco 1 y 2) y dos de las cuatro unidades de San Juan (San Juan 9 y 10) están excluidas de la consideración como recursos de capacidad en el futuro en el anejo 4-5 del PIR Propuesto.



requisitos provistos en la Sección 2.03(D)(1)(b) con la excepción de ofrecer claramente los costos de producción (\$/MWh) de las unidades existentes de la Autoridad. Aunque los valores finales para las unidades y para el sistema de la Autoridad no se ofrecen en el PIR Propuesto, se proveen los elementos para calcular los costos de producción históricos.

a. Retiros

319. El anejo 4-2 del Informe del PIR "Estimated Retirement of Units to Be Retired Next 10 Years" identifica el calendario de retiro de 3,644 MW de la generación existente en los próximos diez años. El anejo 4-2 identifica 2,298 MW de retiros entre 2019 y 2024. Estas unidades incluyen: 450 MW de Unidad de Vapor Aguirre 1 (2019); 450 MW de Unidad de Vapor Aguirre 2 (2019); 410 MW de Costa Sur 5 (2020); 410 MW de Costa Sur 6 (2020); 378 MW de plantas GT para demandas pico (varias hasta 2021); 100 MW de San Juan 8 (2021) y 100 MW de San Juan 7 (2023). La Autoridad señala que los retiros que se muestran en el anejo 4-2 están impulsados por la edad de los equipos y la regulación ambiental (*i.e.*, el cumplimiento con el *Mercury and Air Toxics Standard* ("MATS") de la Agencia de Protección Ambiental ("EPA" por sus siglas en inglés). Conforme a la Ley 17, la Autoridad no podrá renovar el acuerdo de compra de energía para las unidades de carbón AES cuando se expire a finales de 2027.²⁵⁰

b. Recursos existentes incluidos en el PIR

320. Como se señala en la Sección 4.2.1 del PIR Propuesto, la Autoridad concluyó que 5,010 MW de los 6,031 MW de capacidad existente dentro del sistema se incluirían en el PIR Propuesto a base de las condiciones operacionales de 2018.²⁵¹ La Autoridad identificó los 5,010 MW de capacidad en el anejo 4-5 del PIR Propuesto. La diferencia de la Autoridad de 1,020 MW abarca recursos de generación excluidos y recursos renovables descritos a continuación.
321. La página 4-3 del PIR Propuesto establece que 707 MW de 11 unidades de generación existentes no fueron incluidas en el PIR debido a las condiciones operacionales.²⁵² Siete de las once unidades, que representan 623 MW, se mostraron en el anejo 4-6 del PIR Propuesto. Estas unidades incluyen: Costa Sur 3 (85 MW), Costa Sur 4 (85 MW), Palo Seco 1 (85 MW), Palo Seco 2 (85 MW), San Juan 9 (100 MW), San Juan 10 (100 MW) y Cambalache 1 (83 MW).

²⁵⁰ La Ley 17, Sección 1.6(3) prohíbe la generación de electricidad a base de carbón después del 31 de diciembre de 2027.

²⁵¹ PIR Propuesto, página 4-2

²⁵² El cuerpo del PIR hace referencia a 707 MW, mientras que el anejo 4-6 identifica 623 MW. La diferencia de 84 MW no está expresamente identificada.



322. La diferencia restante de aproximadamente 289.5 MW de capacidad entre los anejos 4-1, 4-6 y 4-5 del PIR reflejan las energías renovables: 54 MW de energía hidroeléctrica (Torro Negro 2, Garzas 2, Yauco 1, Caonillas 1 y Río Blanco); 128.1 MW de energía solar (Windmar Renewable, San Fermín, Horizon Energy, AES Illumina, Oriana Energy Solar, Humacao Solar (Fonroche) y Windmar Solar (Cotto Laurel)); 101 MW de viento (Punta Lima, Pattern Energy); y 6.4 MW de gas de vertedero (Fajardo y Toa Baja).
323. Para los PPOA de energía solares existentes, el PIR Propuesto proyecta un factor de capacidad del 22% basado en el historial de los extremos bajos de los factores de capacidad.²⁵³ Los precios del contrato de PPOA para estos y otros PPOA operativos o preoperativos asumidos en el PIR Propuesto según se muestran en el Anexo 4-19²⁵⁴ del PIR Propuesto son \$150 / MWh para energía solar \$ 125 / MWh para energía eólica y \$ 100 / MWh para gas de vertedero. El PIR Propuesto asume que el precio del contrato incluye REC y no tiene cláusulas de escalamiento.²⁵⁵
324. Para los 32 PPOA de energía renovable que no se renegociaron, el PIR Propuesto modeló las ubicaciones como nuevos recursos con nuevos precios.²⁵⁶ Los nuevos precios de contrato PPOA asumidos en el PIR Propuesto se muestran en el anejo 4-17 del PIR Propuesto. Estos nuevos precios de contrato son \$150/MWh para energía solar, \$125/MWh para viento y \$100/MWh para gas de vertedero. El PIR Propuesto supone que el precio del contrato incluye los créditos de energía renovable (“RECs” por sus siglas en inglés) y que no contienen cláusulas de escalada.²⁵⁷
325. El Apéndice 4 del PIR Propuesto contiene recursos de manejo de la demanda, incluida una descripción de alto nivel de los 172.75 MW de los recursos de generación distribuida existentes en el sistema de la Autoridad.

c. Gastos de capital propuestos

326. De acuerdo con la Sección 2.03(D)(1)(c) del Reglamento 9021, la Autoridad está obligada a proveer información sobre los proyectos o programas proyectados que alteren la vida útil restante de la generación existente. En el

²⁵³ *Id.* página 4-15.

²⁵⁴ *Id.* página 4-17.

²⁵⁵ *Id.* página 4-187.

²⁵⁶ *Id.* en página 4-16.

²⁵⁷ Véase anejo 3-1 del Apéndice 4 al PIR Propuesto.



PIR Propuesto, la Autoridad ofreció una hoja de proyectos capitales para 2019 y 2020.²⁵⁸

d. Cambios importantes en los recursos desde el PIR más reciente

327. La Autoridad ofrece una explicación de los cambios en las leyes y reglamentos desde el PIR de 2016 en la Sección 2.2 del PIR Propuesto. Además, la Autoridad también provee una discusión de alto nivel sobre las tendencias en las disminuciones de los costos solares y energéticos en la Sección 2.3 del PIR Propuesto. En la Sección 2.4 del PIR Propuesto, la Autoridad ofrece una discusión sobre los huracanes de 2017. Estas discusiones proveen un contexto general de eventos que afectan a Puerto Rico, pero las secciones no detallan el impacto en recursos específicos desde el PIR de 2016.

e. Generación de alta eficiencia

328. Bajo la sección 2.03(D)(1)(c) del Reglamento 9021, la Autoridad debe ofrecer una descripción con información cuantitativa de cómo el recurso contribuye a cumplir el requisito de generación de "alta eficiencia". La Autoridad señaló que hizo dos pruebas de cumplimiento. En primer lugar, la Autoridad afirmó que los costos nivelados reales para las turbinas de gas de ciclo combinado nuevas y existentes cumplen con el requisito de \$100/MWh en dólares de 2018. Sin embargo, la Autoridad señaló que la expectativa es que el factor de capacidad estaría por encima del 60%.²⁵⁹ En segundo lugar, la Autoridad confirma que al menos el 60% de la energía total de generación fósil proviene de unidades altamente eficientes.²⁶⁰

f. Parámetros de funcionamiento

i Turbinas de vapor

329. La Autoridad incluyó 2,352 MW de turbinas de vapor en el PIR (ocho unidades).²⁶¹ Las ocho unidades están sujetas a la regla del *Mercury and Air Toxics Standard* ("MATS") de la EPA y se espera que se retiren en los próximos diez años.²⁶² Por ejemplo, en el escenario ESM, el modelo asume el siguiente

²⁵⁸ PIR Propuesto, página 4-2.

²⁵⁹ PIR Propuesto, páginas 8-16.

²⁶⁰ *Id.*

²⁶¹ *Id.* página 4-4.

²⁶² *Id.* página 4-1.



calendario de retiro: Vapor Aguirre 1, 450 MW (2019); Vapor Aguirre 2, 450 MW (2019); Costa Sur 5, 410 MW (2020); Costa Sur 6, 410 MW (2020); San Juan 8, 100 MW (2021); San Juan 7, 100 MW (2023); Palo Seco 3, 216 MW (2025); y Palo Seco 4, 216 MW (2025). Como se muestra en anejo 4-7 del PIR Propuesto, la Autoridad ofreció valores mínimos de capacidad para las unidades de vapor.²⁶³ La Autoridad también basó otros parámetros de funcionamiento en las operaciones históricas de las unidades y valores modelados actuales para las tasas unitarias de calor.

ii Turbinas de gas de ciclo combinado ("CCGTs" por sus siglas en inglés)

330. La Autoridad incluyó 920 MW de CCGT en el PIR Propuesto (cuatro unidades). Estas unidades son San Juan 5 y 6 y Aguirre 1 y 2. En el momento de la radicación del PIR, la Autoridad enumeró que las cuatro unidades operaban con combustible diésel.
331. En la mayoría de los escenarios dentro del PIR Propuesto, la Autoridad modeló las unidades San Juan 5 y 6 para ser convertidas a gas natural a partir de junio de 2019.²⁶⁴ Este cambio sigue el cronograma del procedimiento de conversión de las Unidades 5 y 6 de San Juan a gas natural según está documentado en el caso CEPR-AI-2018-001 del Negociado de Energía. En agosto de 2018, se le avisó al Negociado sobre la Solicitud de Propuestas ("RFP" por sus siglas en inglés) que había emitido la Autoridad para la conversión de las Unidades 5 y 6 de San Juan de combustible diésel a gas natural.²⁶⁵ En 2019, el Negociado de Energía aprobó la conversión de San Juan 5 y 6 a gas natural e incluyó el contrato de combustible asociado de cinco años.²⁶⁶

iii Turbinas de gas

332. La Autoridad incluyó 743 MW de turbinas de gas ("GTs") en el PIR Propuesto. Como se señala en el anejo 4-5 del PIR Propuesto, todas las GT funcionan actualmente con combustible diésel. El PIR Propuesto modela 24 unidades; Cambalache 1 (83 MW) no está incluida.²⁶⁷ Como se señaló anteriormente, el anejo 4-2 del PIR Propuesto identificó el retiro de 378 MW de GTs hasta 2021. La Sección 4.2.1.3 del PIR Propuesto detalla el retiro de siete pares de 2 x 21

²⁶³ *Id.* página 4-5.

²⁶⁴ Los casos S1S2S7B, S3S2B, S3S2H, S3S2L, S3S2B, S3S2, S3S2S5B y S3S2S8B retrasan la conversión de una o ambas unidades.

²⁶⁵ Véase Resolución y Orden, 14 de agosto de 2018, Caso Núm. CEPR-AI-2018-0001.

²⁶⁶ *Id.* Véase Resolución y Orden, 25 de enero de 2019.

²⁶⁷ PIR Propuesto, página 4-7.



MW o 294 MW anticipadamente en el Plan de Acción del PIR Propuesto. Los 378 MW representan a los nueve pares de GTs con 2×21 MW que hay actualmente en la Isla.

iv Hidroelectricidad

333. La Autoridad incluyó 34 MW de energía hidroeléctrica operativa en el PIR Propuesto.²⁶⁸ Los 34 MW de energía hidroeléctrica en funcionamiento están por debajo de la capacidad de placa de 105 MW de las 11 centrales hidroeléctricas dentro de Puerto Rico. La Autoridad señaló que numerosas unidades sufren de escasez de personal y fondos.²⁶⁹ Como se muestra en el anejo 4-10 del PIR Propuesto, la Autoridad presupone que 36 MW de la capacidad hidroeléctrica existente se devuelven como un nuevo recurso. Esto llevaría el recurso hidroeléctrico a un total de 70 MW asumidos en el PIR Propuesto.

v Contratos de compra y operación de energía ("PPOA" por sus siglas en inglés)

334. El PIR Propuesto incluye el PPOA de EcoEléctrica para la planta de ciclo combinado con gas natural con una capacidad de 507 MW.²⁷⁰ La Autoridad también señaló que cambió los parámetros de modelaje de la planta para ser más flexible con el fin de acomodar más energías renovables en el sistema.²⁷¹ En el escenario del ESM, la Autoridad asume que el PPOA de EcoEléctrica está renegociado y que los pagos fijos se reducen en el futuro, en 2022. El anejo 4-12 del PIR Propuesto provee los pagos modelados de capacidad de EcoEléctrica en el escenario ESM. En respuesta al ROI-10, la Autoridad ofreció información adicional sobre los efectos específicos de los parámetros del contrato renegociado para la central eléctrica EcoEléctrica.²⁷²
335. El PIR Propuesto incluye el PPOA de AES para la planta de carbón de 454 MW.²⁷³ La Autoridad tiene un PPOA activo con AES que se extiende hasta 2027. El PIR Propuesto no supone una renovación del PPOA.

²⁶⁸ *Id.* páginas 4-8.

²⁶⁹ *Id.* páginas 4-8.

²⁷⁰ *Id.* páginas 4-9.

²⁷¹ *Id.* páginas 4-12.

²⁷² Décimo Requerimiento de Información del Negociado de Energía, 13 de diciembre de 2019.

²⁷³ *Id.* páginas 4-12.



336. El PIR Propuesto resume la situación de los 68 PPOAs renovables firmados entre 2008 y 2012.²⁷⁴ La Autoridad señaló que, a diciembre de 2018, 11 PPOAs están en funcionamiento o en pre-operación, representando 272.9 MW en energía solar (147.1 MW), eólica (121 MW) y gas de vertedero (4.8 MW).²⁷⁵ La Autoridad señaló que un proyecto eólico, Pattern Santa Isabel, está limitado a 75 MW, a pesar de que la capacidad de la placa de identificación para el proyecto es de 95 MW. La reducción del proyecto se debe al incumplimiento de los requisitos técnicos mínimos. La Autoridad utilizó operaciones históricas de las plantas para determinar los factores de capacidad modelados para las plantas en el PIR Propuesto.
337. El PIR Propuesto resume los 412.3 MW de PPOAs solares en renegociación²⁷⁶ y los 795.4 MW de PPOAs solares no renegociados.²⁷⁷ A los efectos del PIR Propuesto, la Autoridad modeló la capacidad identificada como "nuevos sitios potenciales de suministro con condiciones comerciales de acuerdo con el pronóstico de la Autoridad para nuevos precios solares".²⁷⁸ La Autoridad observó que los precios reales pueden desviarse de lo asumido a base del desarrollo delegado y costos atribuibles a retrasos.²⁷⁹

g. Reglamentos ambientales

338. El anejo 4-20 del PIR Propuesto resume las unidades de generación fósil de la Autoridad y las obligaciones de regulación ambiental correspondientes.²⁸⁰ El PIR Propuesto detalla las implicaciones de las designaciones de cumplimiento con el SO₂ de la EPA para el 2018 bajo los estándares de calidad del aire bajo los *National Ambient Air Quality Standards* ("NAAQS").²⁸¹ La EPA ha clasificado áreas alrededor de San Juan y Guayama-Salinas como áreas en incumplimiento.²⁸² Las denominaciones de incumplimiento impactan las estaciones generadoras de San Juan (800 MW) y Palo Seco (728 MW) para el área de San Juan, e impactan la instalación generadora de Aguirre (1,462 MW).

²⁷⁴ *Id.* páginas 4-14.

²⁷⁵ Los 121 MW incluyen los 26 MW del proyecto eólico Punta Lima, ubicado en Naguabo. El parque eólico sufrió daños significativos por el huracán María y actualmente no está operando.

²⁷⁶ PIR Propuesto, páginas 4-15.

²⁷⁷ *Id.* páginas 4-16.

²⁷⁸ *Id.* páginas 4-17.

²⁷⁹ *Id.* páginas 4-17.

²⁸⁰ *Id.* anejo 4-20.

²⁸¹ *Id.* páginas 4-19.

²⁸² *Id.* páginas 4-19 y 4-20.



La Autoridad señaló que las plantas implicadas seguirán supervisando e informando las emisiones, pero no tienen que alterar las operaciones en este momento.²⁸³ La Autoridad entonces señaló que los resultados del modelaje propuesto del PIR afectarán el desarrollo del Plan Estatal de Implementación de Puerto Rico ("SIP" por sus siglas en inglés), y establece que algunos de los supuestos con respecto a la remoción de Palo Seco 1 y 2 (170 MW) y dos de las unidades de San Juan (200 MW) apoyarán reducciones de emisiones SO₂ en el área de San Juan.²⁸⁴ Puerto Rico tiene hasta abril del 2023 para estar en cumplimiento con el SO₂.²⁸⁵

339. El PIR Propuesto describe las obligaciones de la Autoridad en virtud del *Mercury and Air Toxics Standard* ("MATS"). El anejo 4-25 del PIR Propuesto enumera las unidades existentes sujetas a la regla MATS.²⁸⁶ Estas unidades incluyen Aguirre 1 y 2; Costa Sur 3, 4, 5 y 6; Palo Seco 1, 2, 3 y 4; San Juan 7, 8, 9 y 10; y la planta de carbón AES (no propiedad de la Autoridad). La Autoridad describe algunas de las estrategias implementadas actualmente para abordar el cumplimiento de MATS.²⁸⁷ Estas incluyen: operaciones limitadas de Aguirre 1 y 2 hasta 2025; operaciones de Costa Sur 5 y 6 utilizando gas natural; exclusión de Costa Sur 3 y 4; exclusión de Palo Seco 1 y 2; y operaciones limitadas de dos de las cuatro unidades de San Juan hasta 2025. La Autoridad también señaló que consideró, pero en última instancia rechazó, otras opciones, incluyendo la mezcla de combustible, y otros ajustes de funcionamiento (*i.e., soot blowing*, ajuste de las temperaturas del punto de quemado, exceso de oxígeno).
340. La Autoridad señaló que actualmente no hay proyectos capitales para abordar el cumplimiento de MATS o regulaciones de carbono.²⁸⁸ En respuesta al ROI 2-35 de las LEOs, la Autoridad señaló que el PIR Propuesto suponía que las unidades afectadas por MATS existentes se retirarían para 2025; por lo tanto, la Autoridad no asumió ninguna consecuencia asociada por el incumplimiento de MATS con las penalidades o acciones de cumplimiento.²⁸⁹

²⁸³ *Id.* páginas 4-21.

²⁸⁴ *Id.* páginas 4-22.

²⁸⁵ *Id.* páginas 4-25.

²⁸⁶ *Id.* páginas 4-22 a 4-25.

²⁸⁷ *Id.* páginas 4-24 y 4-25.

²⁸⁸ *Id.* páginas 4-29.

²⁸⁹ LEOs Segundo Requerimiento de Información, 26 de agosto de 2019.



341. La Autoridad documentó las normas federales actuales relativas a la toma de agua para enfriamiento y los estándares de calidad del agua de Puerto Rico.²⁹⁰ La Autoridad afirmó que todas las instalaciones de generación actual operan bajo los permisos específicos del *National Pollutant Discharge Elimination System* (NPDES).²⁹¹

i Ley 17-2019

342. El PIR Propuesto por la Autoridad reconoce la aprobación de la Ley 17.²⁹² Aunque la Autoridad no ofrece un resumen de las disposiciones específicas de la Ley 17 en el PIR Propuesto, el PIR Propuesto hace referencia a las disposiciones de la Ley 17 en numerosos lugares a lo largo del documento.²⁹³

343. A continuación se indican disposiciones importantes de la Ley 17 que afectan a este PIR:

- La sección 1.5.(5)(b) exige que las unidades existentes y futuras que generen energía con combustibles fósiles puedan funcionar con al menos dos (2) tipos de combustibles fósiles, uno de los cuales será el gas natural, para reducir las emisiones de gases de efecto de invernadero y aumentar la capacidad de la red eléctrica para integrar la generación distribuida y las energías renovables.
- La sección 1.5(8)(c) promueve el desarrollo de microredes, particularmente en instalaciones de servicios esenciales tal como se definen en la Ley 57, y en zonas remotas, como mecanismo para promover la resiliencia y la modernización de las redes de distribución.
- La sección 1.6(3)T elimina el uso del carbón como fuente de energía a más tardar el 1 de enero de 2028.
- La sección 1.6(7) requiere la reducción y eventual eliminación de la generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles mediante la integración ordenada y gradual de energías renovables alternativas, al tiempo que se salvaguarda la estabilidad del Sistema Eléctrico y se maximizan los recursos de energía renovable a corto, medio y largo plazo. Para ello, se establece un Estándar para la Cartera de Energía Renovable (RPS por sus siglas en inglés) para alcanzar un

²⁹⁰ PIR Propuesto, páginas 4-29.

²⁹¹ *Id.* páginas 4-29.

²⁹² *Id.* páginas 2-5.

²⁹³ *Id.* páginas 1-4, 1-9, 2-2, 2-5, 3-15, 4-12, 4-28, 4-29, 5-6, 6-3, 8-1, 8-15, 8-16, 8-18, 8-22, 8-45, 10-2 y 10-3-3.



mínimo del veinte por ciento (20%) para 2022, cuarenta por ciento (40%) en o antes de 2025; sesenta por ciento (60%) en o antes de 2040; y el cien por cien (100%) en o antes de 2050.²⁹⁴

- La sección 1.6(11) requiere alcanzar el treinta por ciento (30%) de eficiencia energética para 2040, según lo dispuesto en la Ley 57.
- Sección 1.11(a) - Generación de energía eléctrica de alta eficiencia a partir de la mezcla de combustible fósil y diversificada. Toda central eléctrica nueva o existente, a partir de la fecha de aprobación de la Ley 57, excepto por las que operen exclusivamente sobre fuentes de energía renovables, tendrá la capacidad de generar energía a partir de dos (2) o más combustibles, uno de los cuales será el gas natural, teniendo en cuenta que, a partir de la aprobación de la Ley 57, la expedición de nuevos permisos y/o la adjudicación de nuevos contratos para establecer centrales eléctricas de carbón estará prohibida, y ningún permiso o modificación de un contrato existente a partir de la aprobación de la Ley 57 podrá autorizar o considerar la quema de carbón como fuente de energía después del 1 de enero de 2028. Al menos el sesenta por ciento (60%) de la energía eléctrica generada a partir de combustibles fósiles (subproductos de gas o petróleo) será de alta eficiencia, conforme al artículo 6.29 de la Ley 57. Los contratistas que adquieran u operen activos de la Autoridad relacionados con la generación deberán modernizar las centrales eléctricas o sustituirlas por centrales eléctricas de alta eficiencia en un plazo que no exceda de cinco (5) años después de la ejecución de la Alianza o el Contrato de Ventas. Transcurrido este período inicial, el contratista que haya optado por modernizar las centrales eléctricas las sustituirá por centrales eléctricas de alta eficiencia en un plazo que no exceda de cinco (5) años después de finalizado el período inicial. Sin embargo, esto no se aplicará a los operadores de activos de legado que generan energía.
- Sección 1.15. A fin de maximizar los recursos disponibles para la reconstrucción y modernización del Sistema Eléctrico, la Autoridad o el Contratista de la red de transmisión y distribución se asegurará de llevar a cabo mejoras específicas al Sistema Eléctrico para que sea robusto, resiliente y estable de acuerdo con las prioridades de modernización y reconstrucción establecidas en virtud del presente documento.

²⁹⁴ Véase Ley 82, según enmendada.



3. Interventores

344. Varias partes presentaron testimonios sobre los recursos existentes de la Autoridad y el cumplimiento por parte de la Autoridad de las regulaciones ambientales federales. Los comentarios relativos al cumplimiento por parte de la Autoridad de la Ley 17 se detallan en la Parte III (D), Parte III (E), Parte III (G).

a. AES Puerto Rico

345. El experto de AES, el Sr. Ronald Moe, comentó que la conversión de San Juan 5 y 6 parece ser una decisión forzada.²⁹⁵ Además, el Sr. Moe plantó la cuestión de que la Autoridad soltó el PPOA con AES sin considerar la posibilidad de convertir la unidad para funcionar con gas natural.²⁹⁶ El Sr. Moe identificó tres opciones de conversión para las calderas de AES: 1) conversión de las calderas de vapor para funcionar con gas natural, 2) conversión a turbinas de gas con generadores de vapor por recuperación de calor que aumentarían la capacidad a 585 MW y 3) conversión de turbina de gas y utilización de agua precalentada para alimentar la turbina convertida de vapor, lo cual aumentaría la capacidad de la planta a 642 MW.²⁹⁷

346. La testigo experta de AES, la Sra. Kristina Lund, comentó sobre el riesgo de costos varados en las conversiones de gas natural que se ocurrirían como resultado del aumento de la introducción de los recursos de energía renovable.²⁹⁸ Específicamente, describe el escenario de una nueva planta de gas natural que se está construyendo para el 2025 que puede ser incapaz de recuperar todos sus costos antes del Estado Libre Asociado alcanzar el 100% renovable para 2050, ya que la generación de gas natural disminuye constantemente con el aumento de la introducción de energía renovable.²⁹⁹

b. Organizaciones ambientalistas locales ("LEOs" por sus siglas en inglés)

347. En su testimonio, el testigo experto de las LEOs, el Sr. Daniel Gutman, resumió los estándares de calidad del aire que la Autoridad debe cumplir.³⁰⁰ Específicamente, el Sr. Gutman observó las áreas de violación de las normas de

²⁹⁵ AES-PR, Testimonio Directo de Ronald Moe, 23 de octubre de 2019, página 15.

²⁹⁶ *Id.* página 26.

²⁹⁷ *Id.* página 35.

²⁹⁸ AES-PR, Testimonio Directo de Kristina Lund, 23 de octubre de 2019, página 14.

²⁹⁹ *Id.*

³⁰⁰ LEOs, Testimonio Directo de Daniel Gutman, 23 de octubre de 2019, página 4.



calidad del aire de dióxido de azufre ("SO₂") bajo el NAAQS.³⁰¹ El Sr. Gutman también señal la falta de recopilación de datos sobre la calidad del aire y la dependencia en el modelaje informático de los contaminantes atmosféricos.³⁰²

348. El Sr. Gutman señaló que es probable que las plantas de Aguirre, Costa Sur, San Juan y Palo Seco infrinjan el límite de 1 hora de NAAQS para SO₂ de 196 microgramos por metro cúbico en función de los resultados del modelaje.³⁰³ El Sr. Gutman afirmó que la Autoridad tiene tres opciones para mantener las plantas en funcionamiento. Estos incluyen: 1) cambiar el contenido de azufre del combustible quemado en cada planta, 2) instalar controles de emisiones y 3) reducir la potencia máxima generada.³⁰⁴ Además, el Sr. Gutman señaló que las plantas de Aguirre y Palo Seco están operando actualmente por debajo de su capacidad y que los controles de contaminación y/o el cambio a combustibles con contenido de azufre más bajos serán necesarios para mantener el cumplimiento de las normas de calidad del aire.³⁰⁵
349. El informe de las LEO citó las emisiones de 2011 de Contaminantes Peligrosos del Aire ("HAPs" por sus siglas en inglés) en el complejo de energía Aguirre, y las LEO señalan que las emisiones continuadas de la planta aumentan las concentraciones de HAPs en la zona.³⁰⁶ En su Informe de Respuesta, las LEO sostienen que la exposición a largo plazo de la contaminación del aire exacerba las condiciones que contribuyen a la actual pandemia COVID-19.³⁰⁷

c. Interventores sin fines de lucro ("NFP" por sus siglas en inglés)

350. El testigo experto de los NFP, el Sr. José Alemán, señaló que, aparte de los valores del anejo 4-10 y el texto de la Sección 4.2.1.4, el PIR Propuesto no contiene ningún estimado específico de los costos para la revisión y restauración de las instalaciones hidroeléctricas existentes.³⁰⁸ El Sr. Alemán recomendó que la Autoridad realice un análisis para dar prioridad a la generación hidroeléctrica en la Isla que incluya también sitios que existan y que no estén operando.³⁰⁹

³⁰¹ *Id.* página 6.

³⁰² *Id.*

³⁰³ *Id.*

³⁰⁴ *Id.* página 7.

³⁰⁵ *Id.* página 8.

³⁰⁶ LEOs, Alegato Final, 6 de marzo de 2020, tabla 5, página 63.

³⁰⁷ LEOs, Contestación, 20 de abril de 2020, página 39.

³⁰⁸ NFPs, Testimonio Directo de José O. Alemán, 22 de octubre de 2019, página 5.

³⁰⁹ *Id.* página 11.



4. Discusión

351. A continuación se detallan nuestras conclusiones sobre los recursos existentes en el PIR Propuesto por secciones del Reglamento 9021.

a. Sección 2.03(D)(1)(a)

352. Bajo la Sección 2.03(D)(1)(a), el PIR de la Autoridad contenía tablas resumidas y descripciones de los recursos existentes. El Negociado de Energía **DETERMINA** que la descripción de los recursos existentes por parte de la Autoridad **cumple** con las Secciones 2.03(D)(1)(a).

b. Sección 2.03(D)(1)(b)

353. Bajo la Sección 2.03(D)(1)(b), el PIR Propuesto por la Autoridad está obligado a ofrecer información complementaria con respecto a los recursos de suministro de la Autoridad. El Negociado de Energía **DETERMINA** que la descripción de los recursos existentes por parte de la Autoridad **cumple** con las Secciones 2.03(D)(1)(b).

c. Sección 2.03(D)(1)(c)

354. La Sección 2.03(D)(1)(c) del Reglamento 9021 exige que la Autoridad ofrezca la siguiente información complementaria: fecha de retiro prevista para cualquier recurso que se espera que se retire dentro de los primeros diez años del período de planificación; fechas de renovación de las licencias y permisos de operación; programa de cumplimiento con los requisitos reglamentarios y legales actuales, propuestos y los que razonablemente se puedan prever; los costos de capital y de operación proyectados para el cumplimiento con los requisitos reglamentarios y legales actuales, propuestos y los que razonablemente se puedan prever; gastos de capital no-ambientales esperados para los primeros diez años del Período de Planificación; cambios importantes en los recursos que haya ocurrido desde la aprobación del PIR de 2016; y una descripción con información cuantitativa de cómo el recurso contribuye a satisfacer el requisito de generación de “alta eficiencia.”

355. La Autoridad provee los gastos de capital proyectados para 2019 y 2020, pero no ofrece los gastos anuales de capital en el cuerpo del PIR Propuesto para los próximos ocho años, como se exige en la Sección 2.03(D)(1)(c).³¹⁰ El requisito proporciona información útil para evaluar la economía futura de los recursos existentes de la Autoridad. La información que falta podría respaldar los

³¹⁰ Los costos fijos anuales de los recursos de la Autoridad se ofrecen en los archivos de métricas auxiliares para cada uno de los casos analizados y modelados por la Autoridad. Sin embargo, las proyecciones detalladas de los gastos anuales de capital por unidad no se proveen ni se resumen.



calendarios de retiros futuros al identificar plantas que necesiten inversiones de capital en los próximos diez años. Por lo tanto, el Negociado de Energía **DETERMINA** que la descripción complementaria de la Autoridad de los recursos existentes **NO CUMPLE** con la Sección 2.03 (D) (1) (c). En el próximo PIR, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que cumpla con todos los requisitos de la Sección 2.03 (D) (1) (c).

356. El Negociado de Energía observa que las circunstancias atenuantes han afectado a unidades de generación específicas durante este proceso de PIR Propuesto que han dado lugar a cambios imprevistos en los gastos de capital y los calendarios de retiro previstos. El 6 de enero de 2020, un terremoto de magnitud 5.8 sacudió la costa suroeste de Puerto Rico.³¹¹ El 7 de enero de 2020, un terremoto de magnitud 6.4 golpeó en la misma zona, dañando áreas alrededor de Ponce, incluyendo la central eléctrica de Costa Sur. Los daños resultantes a la central eléctrica de Costa Sur han cerrado la generación de energía en las instalaciones. En un procedimiento separado, la Autoridad solicitó al Negociado de Energía que aprobara un plan para reparar la Unidad Costa Sur 5 utilizando fondos predominantemente provenientes de FEMA para que la unidad pueda regresar a ofrecer servicio para el verano de 2020 para satisfacer la demanda esperada.³¹² El 22 de mayo de 2020, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden por la cual se aprobaba el trabajo de reparación de emergencia con condiciones sobre la cantidad total de gastos, requisitos adicionales de presentación de informes y requisitos de gestión de manejo de la demanda.³¹³
357. En cuanto a la cuestión de los costos de cumplimiento ambiental proyectados, la Autoridad señaló que actualmente no había proyectos de capital previstos para abordar el MATS o la regulación del carbono.³¹⁴ La Autoridad afirmó entonces que la transformación planificada de la flota de suministro de la Autoridad contribuirá a la capacidad de la Autoridad para alcanzar y mantener el cumplimiento ambiental en toda la flota.³¹⁵ En respuesta al ROI 1-15 de EDF, la Autoridad proveyó una descripción de las unidades afectadas por MATS y el cumplimiento actual de la Autoridad, lo cual complementa el anejo 4-25 de la Autoridad.³¹⁶ El cumplimiento de la Autoridad con MATS consiste en cambios

³¹¹ <https://www.usgs.gov/news/magnitude-64-earthquake-puerto-rico>.

³¹² Autoridad, Moción Informativa, 31 de marzo de 2020, Caso Núm. NEPR-AP-2020-0001.

³¹³ Resolución y Orden, 22 de mayo de 2020, Caso Núm. NEPR-AP-2020-0001, páginas 13 y 14.

³¹⁴ PIR Propuesto, páginas 4-26.

³¹⁵ *Id.* páginas 4-26.

³¹⁶ EDF, ROI 1-15, recibido el 4 de octubre de 2019.



de procesos y/o estrategias de cambio de combustible mientras se negocia con la EPA y el Departamento de Justicia para desarrollar e implementar un programa de cumplimiento más extenso en torno a la Ley del Aire Limpio.³¹⁷ La transformación de la flota de generación existente de la Autoridad continuará a medida que aumente la penetración de generación renovable y se retiren los recursos de generación existentes. El Negociado de Energía ve mérito en la implementación de la Autoridad de procesos temporeros y cambio de combustible para las unidades que eventualmente serán retiradas.

358. Para los estándares sobre la toma de agua para enfriamiento y sobre la calidad del agua, la Autoridad simplemente estableció que se requerirán nuevas instalaciones para cumplir con los requisitos actuales.³¹⁸ La Autoridad no proveyó ningún estimado separado de los costos de cumplimiento con la Ley del Agua Limpia o con el Reglamento de Calidad del Agua de Puerto Rico para cualquiera de los nuevos recursos propuestos en el PIR Propuesto. El PIR Propuesto no deja claro si los costos capitales de recursos de nueva generación de la Autoridad, para los candidatos representativos a nuevos recursos que se muestran en el anejo 6-15, incorporan costos futuros de cumplimiento ambiental para nuevos recursos.
359. Abordamos cómo los Planes de Recursos de la Autoridad cumplen con los requisitos de la Ley 17 para la generación 100% renovable para 2050 con más detalle en las Secciones G, H de la Parte III y el Plan de Acción Aprobado.
360. La Sección 2.03(D)(1)(c) también requiere que la Autoridad ofrezca información complementaria sobre cambios importantes en los recursos que se han producido desde la aprobación del PIR de 2015. El PIR Propuesto ofrece un amplio resumen de los cambios en las leyes y reglamentos; los huracanes de 2017; cambios en los costos de energía solar y almacenamiento energético; la Ley de Supervisión, Administración y Estabilidad Económica de Puerto Rico (PROMESA); y la JSF. Sin embargo, no se resume en detalle los cambios en los recursos existentes de la Autoridad. Por ejemplo, la conversión de la Autoridad de las Unidades 5 y 6 de San Juan para quemar gas natural se discute a lo largo del PIR, pero no se marca como un cambio con respecto al PIR 2015. Otro ejemplo es la terminación prevista del acuerdo de compra de energía a AES en 2027 como resultado de la Ley 17.
361. Bajo la Sección 2.03(D)(1)(c), el PIR Propuesto por la Autoridad está obligado a ofrecer información complementaria con respecto a los recursos de suministro de la Autoridad. Como se señaló en los párrafos anteriores, la Autoridad no ha provisto todos los elementos requeridos en la Sección

³¹⁷ *Id.*

³¹⁸ PIR Propuesto, páginas 4-29 y 4-30.



2.03(D)(1)(c). La Autoridad no ha provisto gastos no ambientales anuales de capital, según proyectados para los próximos 10 años. La Autoridad ha identificado las regulaciones ambientales que afectan a los nuevos recursos; sin embargo, la Autoridad no ofrece los costos de capital y operación esperados para el cumplimiento con los requisitos reglamentarios y legales actuales, propuestos y razonablemente previstos. Por último, la Autoridad no ha resumido información complementaria sobre cambios importantes en los recursos, que se han producido desde la aprobación del PIR más reciente.

362. El Negociado de Energía **DETERMINA** que la descripción complementaria de los recursos existentes por parte de la Autoridad **NO CUMPLE** con la Sección 2.03(D)(1)(c). En el próximo PIR, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que cumpla con todos los requisitos de la Sección 2.03 (D) (1) (c).

D. Evaluación de las necesidades de recursos

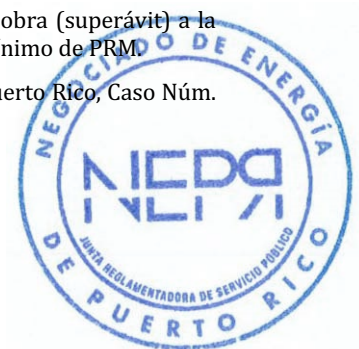
363. El Reglamento 9021³¹⁹ le exige a la Autoridad que evalúe su Margen de Reserva de Planificación ("PRM" por sus siglas en inglés)³²⁰ y que prepare una tabla con sus recursos de capacidad existentes y los requisitos de carga previstos, incluyendo al PRM, y que identifique su "posición neta anual"³²¹ en relación con las necesidades esperadas. El PIR Propuesto se determinó como completado³²² al reconocerse que la Autoridad había incluido la información disponible para evaluar directamente el PRM real sobre la base de la información existente de la unidad y la información de pronóstico de carga; y que había incluido información disponible para evaluar directamente la posición neta anual. Sin embargo, la Autoridad no incluyó explícitamente una tabla de ese PRM proyectado sólo para los recursos existentes, ni identificó explícitamente su "posición neta anual" antes de desarrollar nuevos recursos.

³¹⁹ Reglamento 9021, §§ 2.03 (E)(1) y (2).

³²⁰ El PRM es, en general, la cantidad de capacidad disponible por encima de los requisitos de carga pico durante el tiempo de carga pico. Por lo general, se expresa como un porcentaje de la carga pico. Un requisito mínimo o un requisito de umbral para un Margen de Reserva de Planificación se define generalmente como el nivel de capacidad por encima de la carga pico que se requiere para garantizar operaciones confiables, en función de una métrica específica de pérdida de carga. El PRM real es a menudo o generalmente diferente al PRM mínimo o umbral específico requerido. Si es mayor que el umbral mínimo, hay capacidad excedente; si es menor, hay una escasez de capacidad.

³²¹ La posición neta anual se refiere a la cantidad de capacidad en MW que le falta (escasez) o le sobra (superávit) a la Autoridad, en relación con la capacidad necesaria para cubrir tanto la carga pico como el requisito mínimo de PRM.

³²² Resolución y Orden, In Re: Plan Integrado de Recursos de la Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, 3 julio 2019.



1. La radicación de la Autoridad

364. La Autoridad presentó la Parte 5 del PIR Propuesto como una "Evaluación de las necesidades de recursos". En forma resumida en la Parte 1 y en la Parte 5, la Autoridad describe su enfoque para evaluar la necesidad de recursos. La Parte 5 discute la visión general de la Autoridad sobre las necesidades de recursos desde la perspectiva de su afirmación de que "el PIR no es un PIR clásico que identifica la estrategia de menor costo para atender la brecha esperada entre la carga y los recursos y mantener un margen de reserva de planificación deseado", sino que responde a las métricas centradas en el cliente.³²³ El anejo 5-4 de la Autoridad, el cual enumera en forma resumida las unidades incluidas como recursos del PIR, y las tablas y el texto adicionales de la Parte 4 de su PIR ("Recursos existentes") contenían más detalles sobre las unidades existentes. En la Tabla 2, se reprodujo en forma resumida el conjunto de recursos existentes en la Autoridad que fueron modelados en el PIR.
365. La Autoridad describe tres estrategias que presentaron para consideración como parte del proceso de las partes interesadas: Estrategia 1 (programa de energía centralizada); Estrategia 2 (sistema distribuido de generación flexible, y micro o miniredes y fortalecimiento de la infraestructura existente alrededor de Puerto Rico (haciendo hincapié en la resiliencia y la proximidad al cliente); y la Estrategia 3, refleja un híbrido de la Estrategia 1 y la Estrategia 2.
366. Esas tres estrategias constituyeron la base para la parametrización clave del modelaje utilizado en el proceso de desarrollo de recursos.³²⁴ La Autoridad también describe el uso del concepto de Minired en las tres estrategias a través del cual el 100% de las cargas críticas son atendidas por recursos térmicos durante un evento de Minired.³²⁵ La Autoridad hace referencia a que las partes interesadas "generalmente alcanzaron un consenso" sobre la consideración de una estrategia basada en recursos de suministro distribuidos, en lugar de

³²³ PIR Propuesto, páginas 5-3 y 1-2. La Autoridad describe su "pilar" centrado en el cliente en la página 1-1 para incluir "la participación del cliente a través de la eficiencia energética, los recursos energéticos del lado del cliente y la respuesta a la demanda con un papel predominante en la matriz de suministro y consumo de Puerto Rico, y capacitando a los clientes para participar y asumir la titularidad de su seguridad energética y la asequibilidad energética".

³²⁴ Respuesta de la Autoridad al Requerimiento de Información del Negociado de Energía 1-7, indicando que un requisito de reserva local del 80% se utilizó para la Estrategia 2 (1-7 a), 50% para la Estrategia 3 (1-7 b), y toda la "carga crítica" es servida por generación térmica (1-7 e). El requisito de reserva local es un parámetro del modelo, o suposición de entrada, que tiene relación directa con la cantidad de capacidad necesaria en cualquier plan óptimo de recursos.

³²⁵ Respuesta de la Autoridad al Requerimiento de Información del Negociado de Energía 1-7 e). Un evento de Minired es un evento meteorológico extremo, como un huracán, que conduce a la pérdida de líneas de transmisión interconectadas y al aislamiento de las diferentes secciones del sistema de energía de la Isla.



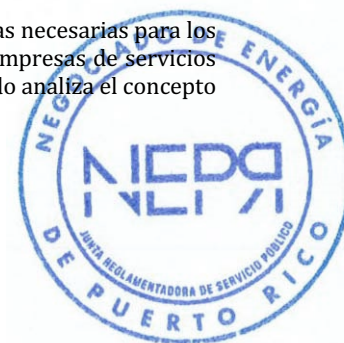
centralizados, como más apropiada para Puerto Rico "porque provee una red eléctrica más resiliente."³²⁶

367. La Autoridad describe en el Anejo 5-2 del PIR Propuesto los seis escenarios que consideraron en sus ejecuciones de modelaje (Escenarios 1 al 5 y Escenario de Modernización del Sistema Energético (ESM por sus siglas en inglés). La Autoridad describe las definiciones de los Escenarios 1 al 5, los cuales generalmente reflejan la disponibilidad de gas en toda la isla para las opciones de desarrollo de recursos de generación.³²⁷ Se describe el escenario de ESM, señalando que las decisiones fijas respecto a ciertos recursos que se incluyen en los escenarios de ESM, selecciones que no estuvieron sujetas a optimización mediante el uso de la herramienta de expansión de capacidad a largo plazo ("LTCE" por sus siglas en inglés) bajo el marco de modelaje Aurora.³²⁸ La Autoridad destaca el haber provisto un documento de trabajo radicado, "Considerations on the ESM Plan," el cual describe los elementos del plan de ESM y porqué la Autoridad considera razonable incluir esos elementos en un plan preferido. La Autoridad también describe la naturaleza general de las condiciones y supuestos modelados en todos los planes, incluyendo los niveles de carga, los supuestos de eficiencia energética, los recursos contractuales (*i.e.*, la planta de carbón AES y la planta de gas EcoEléctrica), los pronósticos de combustible, los costos de energía renovable y la elección de recursos de respuesta rápida adicionales, añadida al modelaje con la Estrategia 2 o la Estrategia 3 para reflejar el servicio a "cargas críticas" de bajo una construcción de Minired después de un evento de minired.
368. A continuación, la Autoridad describe cómo se aplican las sensibilidades en su ejercicio de modelaje y define las nueve sensibilidades probadas al momento de la radicación. (Más tarde, se añadieron corridas de sensibilidad adicionales en respuesta a las Solicitudes de Información del Negociado de Energía). Las sensibilidades generalmente reflejan variaciones en el precio del combustible, el costo de los recursos, la disponibilidad de recursos, el nivel de eficiencia energética y la asignación de suministro de gas basado en buques en San Juan. El anejo 5-3 del PIR Propuesto muestra cómo se ejecutan las sensibilidades en diferentes escenarios. La Autoridad señaló que se consideraron otras

³²⁶ PIR Propuesto, página 5-3.

³²⁷ Los Escenarios se describen con más detalle en la Sección 2 de esta Resolución y Orden Final.

³²⁸ La Autoridad utiliza el marco de modelaje Aurora para llevar a cabo las optimizaciones económicas necesarias para los planes de recursos evaluados. Es un paquete de software comercial complejo utilizado por varias empresas de servicios públicos (*utilities*) en EE. UU. con fines de planificación de recursos. Un documento de trabajo radicado analiza el concepto de modelaje con cierto detalle.



sensibilidades y provee una justificación de porqué algunas no fueron incluidas.³²⁹

369. La Autoridad señaló además que podrían incluirse sensibilidades adicionales, incluyendo los precios de emisiones de CO₂, pero no se consideraron en los conjuntos iniciales modelados. El ROI 6-3 del Negociado de Energía pidió una sensibilidad limitada sobre los precios del carbono, tras el debate en la conferencia técnica de agosto.³³⁰
370. La Autoridad también facilitó más información en la vista en respuesta a preguntas relativas al efecto comparativo de una sensibilidad a los precios del carbono aplicada a los planes de recursos existentes: el escenario de la ESM y el Escenario 3. Esta información, basada en las respuestas del Sr. Sáenz, indicaba que un mayor costo del carbono estaría presente en el escenario de la ESM en comparación con el Escenario 3 en 2025 (por ejemplo) si se tenía explícitamente en cuenta un valor de las emisiones de carbono en los análisis, ya que el escenario de la ESM (carga base) presentaba un nivel de emisión de carbono mayor en 2025 que el escenario S3S2B.³³¹

a. Evaluación del margen de reserva de planificación (PRM, por sus siglas en inglés)

371. Un PRM es un nivel de reservas de capacidad por encima de los necesarios para cumplir con los requisitos de demanda pico. Las interrupciones inesperadas del equipo y las desviaciones de pronóstico de carga dan lugar a la necesidad de mantener un PRM para garantizar operaciones confiables.³³² La Autoridad ha declarado que el 30% no es un requisito mínimo de PRM irrazonable.³³³
372. La Autoridad provee una Sección 8.7 separada sobre "Planning Reserve Margin Considerations". La Autoridad afirma que el propósito de la sección es discutir el PRM con más profundidad. La Autoridad señaló que un PRM del 30% (*i.e.*, un

³²⁹ PIR Propuesto, páginas 5-7.

³³⁰ Negociado de Energía ROI 6-3, "Carbon Adder Sensitivity". Esta solicitud de sensibilidad incluía ejecuciones del modelo LTCE para tres escenarios, S4S2, S3S2 y el escenario ESM. Estas ejecuciones del modelo dieron lugar a cambios en el plan de recursos – *e.g.*, energía solar fotovoltaica adicional y retiro anticipado de la planta AES, cuyo efecto sobre el NPV debe considerarse cuidadosamente antes de extraer conclusiones exhaustivas sobre el efecto de la adición de un precio por carbono. En esencia, estos tres modelos se distinguen de cualquier otra ejecución de modelaje en el PIR propuesto debido a la suposición de entrada cambiada y los patrones resultantes de construcción/retiro de recursos. La discusión adicional se incluye en la Parte III(G) sobre desarrollo de recursos, la cual aborda el efecto de las emisiones de carbono en la planificación de los recursos.

³³¹ Vista Evidenciaria, 6 de febrero de 2020, sesión matutina, 01:25.

³³² La Autoridad establece que sus criterios no son más de cuatro horas de pérdida de carga al año, PIR Caso Núm., Sección 8.7, página 8-89.

³³³ PIR Caso Núm., Sección 8.7, página 8-89 y página 8-91.



30% más de capacidad en MW que el nivel de carga máxima de MW) "se encontró que era adecuado en evaluaciones anteriores de suficiencia de recursos...".³³⁴ La Autoridad señaló que, si el PRM es una restricción vinculante, ello indica que los nuevos recursos para demanda pico se construyen en respuesta a niveles de reserva bajos.³³⁵ La Autoridad señaló que, para sus carteras preferidas, S4S2 y ESM, PRM nunca fue una restricción vinculante.³³⁶ Esto se debe a que se tengan crecientes requisitos de reserva local (80% para la Estrategia 2, 50% para Estrategia 3, y la capacidad térmica obligatoria para cumplir con las cargas críticas) superando el requisito mínimo aplicable para todo Puerto Rico. La Autoridad procede, en esta sección, a describir los resultados de una serie de escenarios en los que el margen de reserva estaba cerca del PRM del 30%, y las unidades para demanda pico se construyeron generalmente en esos escenarios en años posteriores.

b. Equilibrio de carga y recursos

- 373. La Autoridad no presentó una tabla clásica o convencional de equilibrio de carga y recursos asociada a los recursos existentes y su pronóstico de carga existente en el cuerpo principal del PIR Propuesto. Sin embargo, la Autoridad ofrece márgenes de reserva para escenarios modelados en sus archivos de "métricas".³³⁷
- 374. En respuesta al ROI 1-7 del Negociado de Energía, la Autoridad ofreció cálculos PRM para cuatro escenarios claves, en un archivo. La Tabla 2 que figura a continuación resume los márgenes de reserva de la Autoridad a lo largo del tiempo para esos cuatro escenarios.

Tabla 2 . Márgenes de Reserva de Planificación de la Autoridad en toda la Isla – Escenarios S1S, ESM, S4S2, S3S2 – Carga base con EE completa

Scenario	2019	2020	2025	2030	2035	2036	2037	2038
S4S2B	71%	53%	69%	48%	67%	70%	74%	69%
S3S2B	86%	70%	48%	82%	99%	114%	130%	133%
S1S2B	68%	40%	49%	44%	45%	37%	40%	52%
ESM	71%	53%	78%	78%	97%	95%	100%	95%
MinThresh30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
_50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%

³³⁴ PIR Propuesto, Sección 8.7, página 8-89.

³³⁵ *Id.*

³³⁶ *Id.*

³³⁷ Todos los archivos de métricas (*i.e.*, todos los escenarios modelados) provee una medida de PRM basada en un "pico nocturno" en la pestaña "metrics detail".



2. Interventores

a. Fondo de Defensa Ambiental (EDF)

375. EDF señaló que el plan de recursos de la Autoridad "dependía excesivamente de las plantas de gas centralizadas y producía un margen de reserva excesivo del 100%".³³⁸ EDF señaló además que dividir la isla en ocho Miniredes y aplicar restricciones de recursos locales y la necesidad de generación térmica para servir la carga crítica da como resultado un margen de reserva alto. EDF, en sus recomendaciones, sugiere que el Negociado apruebe sólo un Minired, incluyendo la cantidad de reserva para aplicar a esa Minired.³³⁹ EDF también sugiere que la Autoridad obtenga la aprobación del Negociado de Energía para el requisito de margen de reserva antes del próximo PIR.³⁴⁰

b. Organizaciones ambientalistas locales ("LEOs" por sus siglas en inglés)

376. La Sra. Sommer, testigo experta de las LEO, reaccionó a las consideraciones del margen de reserva expuesto por la Autoridad. Señaló los altos márgenes de reserva asociados con una serie de escenarios de la Autoridad. Afirmó que los altos márgenes de reserva se asocian generalmente con costos más altos. Hace referencia a la Sección 8.7 del PIR Propuesto por la Autoridad y afirmó que no es información suficiente el informar que la Autoridad tiene un margen de reserva del 30 por ciento que no es vinculante, y estableció que es importante entender por qué los márgenes de reserva en los escenarios ejecutados por la Autoridad son tan altos. Afirmó que puede haber dos posibles razones para los altos márgenes de reserva: la forma en que se considera la pérdida de carga en el modelo y la forma en que las tasas de interrupción forzada se reflejan en el modelaje de la Autoridad.³⁴¹

377. Las LEO reiteraron su preocupación por el alto margen de reserva de la Autoridad en su Informe Final, con la testigo, la Sra. Sommers, señalando los altos márgenes de reserva que resultan con el Escenario S4S2 (50% a 90%) y el escenario de la ESM (60%-100%). Las LEO también señalaron que la Orden sobre el Formato Evidenciario del Negociado de Energía planteó la posibilidad

³³⁸ EDF Alegato Final, página 1.

³³⁹ *Id.* página 26 y página 50.

³⁴⁰ *Id.* página 52.

³⁴¹ LEOs, Testimonio Directo de Anna Sommer, páginas 19-20.



de que la visión de Minired pueda estar teniendo un impacto en los requisitos de reserva.³⁴²

c. Otros interventores

378. Los participantes restantes no dieron testimonio, ni discutieron en los Informes Finales la necesidad de recursos de la Autoridad en el contexto del requisito del Reglamento 9021 de proveer una tabla de equilibrio de carga y recursos, que incluyera una evaluación del PRM y que se describiera una "posición neta anual".

3. Discusión

379. Independientemente de la caracterización que hace la Autoridad de la necesidad o los requisitos de los recursos en el contexto de las preocupaciones de resiliencia -- *i.e.*, su concepto de Minired³⁴³ -- es fundamental establecer una perspectiva prospectiva de recursos para reflejar el sistema actual de la Isla como un todo integrado. Considerando sólo los escenarios de recursos modelados de la Autoridad (ESM, S4S2, S3S2, etc.) enmascara una imagen general de un equilibrio de recursos y carga en Puerto Rico, porque esos escenarios i) incluyen nuevas instalaciones de recursos propuestas y ii) se basan en una base de modelaje que impone requisitos de reserva adicionales en el sistema. Los requisitos adicionales de reserva son los que exceden la suficiencia de recursos en toda la isla, tal como se expresa por la Autoridad, a saber, un margen de reserva del 30%.³⁴⁴
380. Un equilibrio existente de capacidad del sistema sirve como punto de partida útil para evaluar la necesidad de recursos.
381. El Reglamento 9021 exige que se ofrezca una tabla de equilibrio de carga y recursos para dichas condiciones existentes, incluyendo los requisitos de recursos que consideren un PRM en adición a un pronóstico de carga pico.³⁴⁵ El Reglamento 9021 también exige la identificación de una "posición neta anual"

³⁴² LEOs Alegato Final, página 23.

³⁴³ PIR propuesto, Apéndice 1: Transmission and Distribution. La Sección 2 describe el enfoque de microrredes de la Autoridad. En particular sobre la necesidad de recursos, la Autoridad afirma que su diseño consiste en parte de una actividad general, "la selección de recursos de generación para asegurar que la Minired tendrá recursos locales adecuados para servir su carga de forma aislada..." (página 2.4), y que "las cargas críticas deben ser atendidas únicamente por recursos térmicos..." (página 2-6), y que "La capacidad instalada teniendo en cuenta el almacenamiento y la energía térmica debe ser suficiente para cubrir la carga máxima coincidente de cargas críticas y prioritarias." (página 2-6). La Parte III(I) de esta Resolución Final y Orden cubre el concepto de minired con más detalle.

³⁴⁴ PIR Propuesto, Sección 8.7.

³⁴⁵ Reglamento 9021, Sección 2.03 (E) (2).



en relación con las necesidades previstas. La Sección 5 del PIR Propuesto, tal como fue radicada por la Autoridad, no ofrece directamente una tabla de equilibrio de carga y recursos para las condiciones existentes, ni provee una "posición neta anual" bajo ningún conjunto de combinaciones de recursos o carga. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a proveer estos dos elementos en el cuerpo de su próxima radicación de PIR, con datos de respaldo contenidos en documentos de trabajo.

382. No obstante lo anterior, los datos de la flota de generación convenientemente disponibles de la radicación de la Autoridad y sus pronósticos de carga —los tres pronósticos originales de "base", "alta" y "baja", todas con "EE completo"; y los dos pronósticos revisados³⁴⁶—permiten la derivación de los equilibrios fundamentales de carga y recursos. La Tabla 3 que figura a continuación enumera los recursos existentes en el sistema de la Autoridad (vistos en anejo 4-5 de la Autoridad) que ofrecen capacidad durante la carga pico nocturna.³⁴⁷ La Tabla 4 siguiente muestra el total de la capacidad pico nocturna, los cinco pronósticos de carga y las cinco trayectorias del margen de reserva resultantes para la base de recursos existente.

Tabla 3 . Recursos existentes y contratados por la Autoridad con provisión de capacidad pico nocturna, MW

Station or Unit	Fuel	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2038
AES_1	Coal	227	227	227	227	227	227	227	227	208	208	208	208	208
AES_2	Coal	227	227	227	227	227	227	227	227	208	208	208	208	208
EcoElectrica	Gas	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507	507
COSTA SUR 5	Gas	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388	388
COSTA SUR 6	Gas	393	393	393	393	393	393	393	393	393	393	393	393	393
SAN JUAN 5 & 6 CC - Diesel	Diesel	197												
San Juan 5 & 6 Converted CC	Gas		400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
AGUIRRE STEAM_1	HFO	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432	432
AGUIRRE STEAM_2	HFO	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429	429
AGUIRRE 1 CC	Diesel	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257	257
AGUIRRE 2 CC	Diesel	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249	249
SAN JUAN 7 & 8	HFO	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	189	# 189
PALO SECO 3 & 4	HFO	413	413	413	413	413	413	413	413	413	413	413	413	413
MAYAGUEZ GT 1, 2, 3, and 4	GT-oil	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
CAMBALACHE CT_3 and CT_2	GT-oil	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165
PALO SECO CT11, CT12, CT31	GT_old-oil	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126	126
DAGUAO GT11 & GT12	GT_old-oil	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
YABUCOA GT11 & GT12	GT_old-oil	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Jobos GT11 & GT12	GT_old-oil	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Vega Baja GT11 & GT12	GT_old-oil	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Aguirre GT21 & GT22	GT_old-oil	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Costa Sur GT11 & GT12	GT_old-oil	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
Landfill Gas (Fajardo + Toa Baja)	LFG	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
PREPA Hydro (Yauco, Dos Bocas, Caonillas, Rio Blanco)	Hydro	33	52	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Total Night Peak Capacity, MW		4,690	4,911	4,929	4,929	4,929	4,929	4,929	4,929	4,892	4,892	4,892	4,892	4,892

³⁴⁶ Con supuestos de menor eficiencia energética. Consulte la respuesta al ROI 9-1 para los pronósticos de "baja EE" y "cero EE" en el caso de carga base original.

³⁴⁷ La Autoridad hace referencia a este componente de la capacidad instalada total en sus archivos de métricas como "capacidad pico nocturna (MW)" o "Night Peak Capacity (MW)".



Notas: 1- Excluye cualquier CHP (cogeneración). 2- Asume la capacidad 2020 de San Juan 5 & 6 convertido a nivel completo durante todo el período. 3 – Supone aumento por la Autoridad de capacidad hidroeléctrica existente de 33 MW a 70 MW. Excluye las nuevas adiciones e incluye todos los demás recursos. 4 – Para los recursos térmicos de la Autoridad, refleja la capacidad de MW inferior a la capacidad máxima modelada, como se ve en el anexo 4-5. Fuente: Adaptada de la base de recursos de la Autoridad como se indica en la pestaña "metric details" de su archivo de métricas S4S2.

Tabla 4 . Carga pico total servida por la capacidad existente, pronóstico de carga pico y margen de reserva calculado

Night Peak Capacity	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2038
Capacity Total, MW	4,690	4,911	4,929	4,929	4,929	4,929	4,929	4,929	4,892	4,892	4,892	4,892	# 4,892
Night Peak Load Forecast	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2038
Low	2,575	2,487	2,416	2,362	2,305	2,243	2,188	2,133	2,072	2,010	1,951	1,899	1,609
Base	2,660	2,598	2,555	2,511	2,466	2,426	2,385	2,338	2,286	2,226	2,161	2,101	1,769
High	2,752	2,722	2,696	2,698	2,642	2,603	2,599	2,571	2,524	2,462	2,401	2,349	2,017
Base Low EE	2,692	2,675	2,664	2,651	2,634	2,613	2,597	2,577	2,552	2,517	2,481	2,448	2,345
Base No EE	2,720	2,726	2,736	2,744	2,751	2,753	2,753	2,747	2,736	2,714	2,692	2,674	2,590
Reserve Margin													
Load Forecast	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2038
Low	82%	97%	104%	109%	114%	120%	125%	131%	136%	143%	151%	158%	204%
Base Full EE	76%	89%	93%	96%	100%	103%	107%	111%	114%	120%	126%	133%	177%
High	70%	80%	83%	83%	87%	89%	90%	92%	94%	99%	104%	108%	143%
Base Low EE	74%	84%	85%	86%	87%	89%	90%	91%	92%	94%	97%	100%	109%
Base No EE	72%	80%	80%	80%	79%	79%	79%	79%	79%	80%	82%	83%	89%
Threshold PRM	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%

Notas: 1- Margen de reserva calculado directamente como (Capacidad Nocturna – Pico) /Pico. Recursos como muestran en la Tabla 1. Fuente: Pronóstico de carga pico de la Autoridad a partir de archivos de métricas.

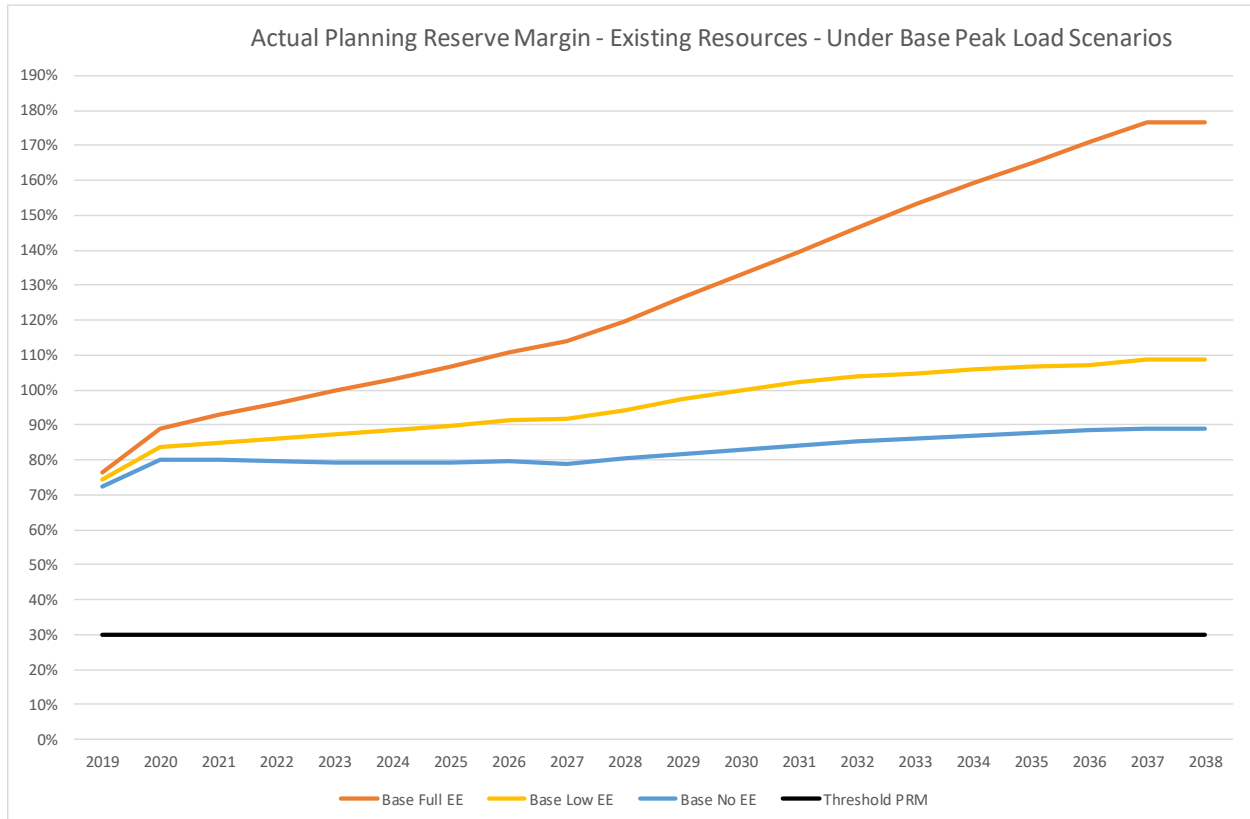
383. La Tabla 4 anterior muestra una amplia gama de posibles márgenes de reserva asumiendo la disponibilidad total de los recursos de la Autoridad, bajo distintas trayectorias de cargas pico pronosticadas.
384. La Figura 1 más adelante incorpora los datos de la unidad existente de la Autoridad (como se ve en la Tabla 3) y muestra el margen de reserva de planificación para la flota completa existente, bajo tres proyecciones diferentes de carga pico, para 2019-2038, reflejando el pronóstico "base" de la Autoridad sin eficiencia energética, con niveles "bajos" de eficiencia energética y niveles "plenos" de eficiencia energética que reflejan los requisitos actuales.³⁴⁸
385. Como se ha visto, los márgenes generales de reserva de planificación para el sistema de energía eléctrica en los tres casos de carga "base" (i.e., el pronóstico de carga base con tres niveles diferentes de eficiencia energética aplicada) siguen siendo elevados, al contar toda la capacidad existente y antes de considerar la disponibilidad y el posible retiro, cierre o cese de contratos para

³⁴⁸ Los requisitos actuales son los incorporados en el artículo 6.29B de la Ley 57, el cual requiere una mejora del 30% en la eficiencia energética para 2040.



algunos recursos.³⁴⁹ Para la proyección de carga base con EE plena, el margen de reserva de planificación aumenta constantemente a más del 100% y alcanza el 160% para 2034. El pronóstico de carga más alta, sin eficiencia energética incremental, conduce a márgenes de reserva del 89% al final del período.

Figura 1 . Margen de reserva de planificación de la Autoridad con recursos existentes y carga pico prevista, 2019-2038

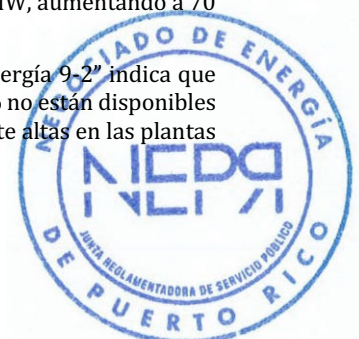


Fuente: Los recursos existentes de la Autoridad según el archivo de métricas S4S2, excluyendo todas las nuevas incorporaciones y suponiendo que no se retire ninguna unidad. Valores de "capacidad nocturna pico" de la pestaña "metrics detail" del archivo de métricas. Asume la disponibilidad total de todas las unidades en el anejo 4-5 del PIR propuesto por la Autoridad.

386. Sin embargo, dadas las condiciones degradadas en muchas centrales eléctricas,³⁵⁰ y las limitaciones impulsadas por la regulación MATS, las cuales

³⁴⁹ El anejo 4-5, "PREPA Existing Units Included in the IRP", indica un total de 5,010 MW de "Capacidad Máxima Modelada (MW)". Incluye 2 de las cuatro unidades de vapor de San Juan (de la 7 a la 10), 378 MW de unidades antiguas con turbinas de gas (alimentadas con diésel) repartidas en siete ubicaciones en Puerto Rico y las unidades restantes en Aguirre (2 unidades de vapor y 2 de ciclo combinado), Costa Sur (2 unidades de vapor alimentadas con gas, 5 y 6) y Palo Seco (unidades de vapor 3 y 4). También incluye las unidades 5 y 6 (CC) de San Juan, recientemente convertidas, facilidades para demanda pico en Mayagüez y Cambalache, unidades Hidroeléctricas (inicialmente con un total degradado 34 MW, aumentando a 70 MW en 2021) y capacidad contratada en la planta de carbón AES y la planta de gas EcoEléctrica.

³⁵⁰ El documento "Respuesta de la Autoridad al Requerimiento de Información del Negociado de Energía 9-2" indica que sólo aproximadamente la mitad de los 378 MW de GTs más antiguos están disponibles. Costa Sur 5 y 6 no están disponibles a julio de 2020 debido a los terremotos de principios de 2020. Las tasas de interrupción relativamente altas en las plantas



pueden resultar en el retiro a corto plazo de algunas de las unidades de vapor más antiguas (*e.g.*, en Aguirre, Palo Seco y San Juan), y el efecto potencial más reciente de los terremotos en Costa Sur 5 y 6, es útil —y presenta una representación más realista del margen de reserva para los recursos existentes— desarrollar varias gráficas distintas de equilibrio de carga y recursos. Esas gráficas ilustran la naturaleza de los márgenes de reserva que existen o pronto existirán en Puerto Rico con diferentes configuraciones de recursos "existentes" bajo los diferentes pronósticos de carga, esencialmente reflejando retiro o cierre.

387. La Figura 2 a continuación ilustra los márgenes de reserva en el sistema, asumiendo i) que todas las unidades afectadas por MATS se retiran a fines de 2024 (Aguirre 1 & 2, Palo Seco 3 & 4, San Juan 7 & 8); ii) las unidades 1 & 2 CC de Aguirre retiradas para finales del 2024; iii) que aproximadamente la mitad de las unidades con GT más antiguas no están disponibles al 2020; y iii) que Costa Sur 5 & 6 vuelven a dar servicio, AES cierra al final del 2027, y el contrato de la EcoEléctrica no es renovado hasta después del 2032.³⁵¹

de vapor más antiguas también limitan su disponibilidad, más allá de las limitaciones impulsadas por la regulación. Las instalaciones hidroeléctricas están actualmente en 34 MW, por debajo de su capacidad rotulada de 105 MW (PIR Propuesto, página 4-8).

³⁵¹ Bajo cualquier circunstancia en la que Costa Sur 5 y/o Costa Sur 6 vuelvan a dar servicio, los márgenes de reserva mostrados en este gráfico aumentarán significativamente, lo que refleja una mayor confiabilidad de la capacidad que acompañaría a dicho retorno al servicio.

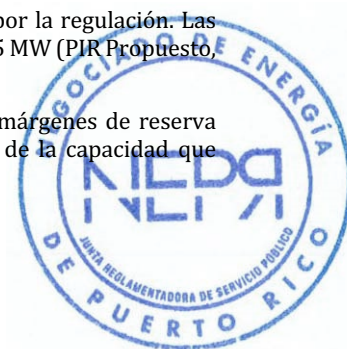
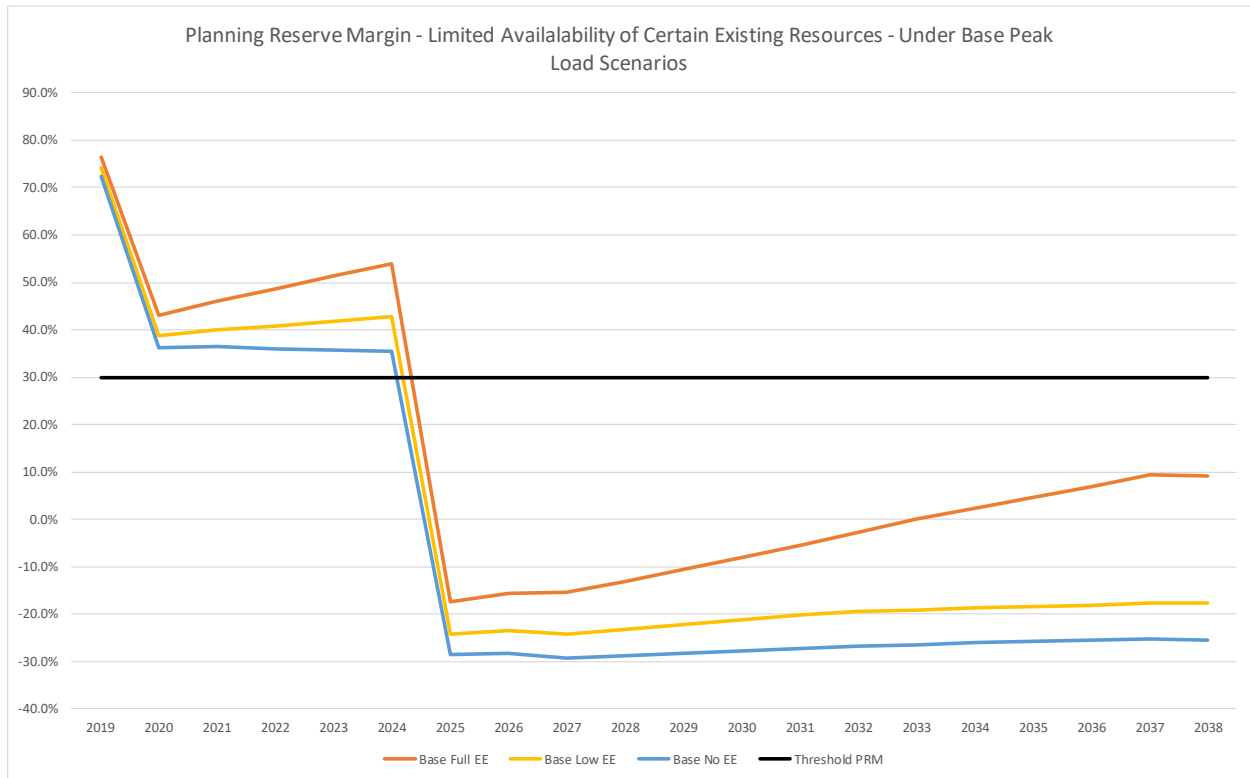


Figura 2 . Márgenes de reserva de planificación bajo disponibilidad limitada de ciertos recursos existentes



Fuente y notas: El documento "Response to ROI 9-2", anejo 2 refleja la disponibilidad de 10 de las 18 unidades "antiguas con GTs". La gráfica anterior refleja la disponibilidad para 9 de 18 unidades, o la mitad del total de 378 MW (es decir, 188 MW). Costa Sur 5 y 6 se asumió como disponible, AES y EcoEléctrica se asumió como no disponible luego del 2027 y 2032. No se reflejan nuevas adiciones de capacidad. San Juan 5 y 6 (recién convertidos) se asumió disponible en 2020 con un total de 400 MW.

388. En esta ilustración, varias observaciones son útiles:

- En primer lugar, suponiendo una menor disponibilidad de las unidades de turbinas de gas más antiguas en 2020, y la indisponibilidad de Costa Sur 5 y 6, el margen de reserva se reduce a un valor justo por encima del umbral mínimo de requisito de reserva para todos los pronósticos de carga observados para el período del Plan de Acción pendiente hasta 2024. Esto supone la plena disponibilidad de las unidades 5 y 6 de San Juan recién convertidas al ciclo combinado con gas.³⁵²
- En segundo lugar, al inicio de cualquier cierre causado por la regulación MATS de las plantas de vapor y unidades de ciclo

³⁵² La Autoridad indicó que se espera la finalización de esas unidades durante la primavera de 2020. Vista Evidenciaria, Testimonio de Alfonso Baretty-Huertas, 3 de febrero de 2020, sesión matutina, 02:01.



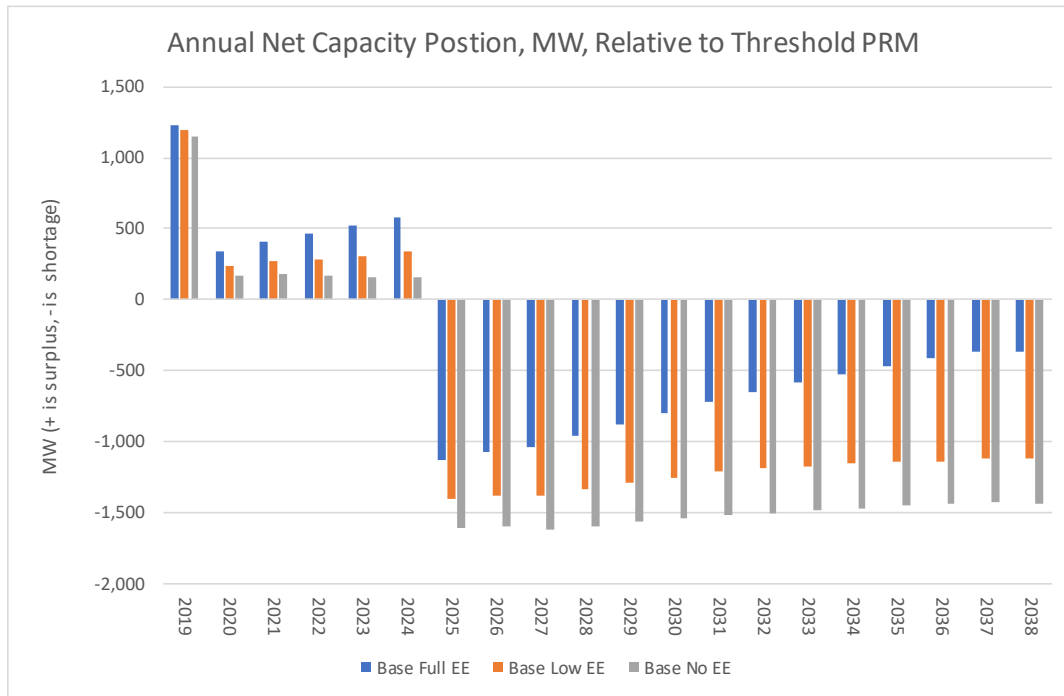
combinado en Aguirre, Palo Seco y San Juan, visto en 2025, el margen de reserva cae por debajo de los umbrales requeridos.

- En tercer lugar, se puede deducir que mantener el uso de la mayoría de las unidades afectadas por MATS más allá de 2024 permitiría continuar el mantenimiento de un PRM por encima del umbral; sin embargo, cuanta más eficiencia energética se incorpore a los escenarios, menos unidades afectadas por MATS serían necesarias para mantener el PRM por encima del umbral.
- En cuarto lugar, se supone sin reparos que el aumento de la capacidad a través de nuevas adiciones antes de 2024 – por ejemplo, nuevos recursos de almacenamiento en baterías de duración suficiente, como se elige en esencialmente todos los escenarios modelados de la Autoridad – tenderán a mejorar el margen de otro modo deficiente después de 2024. El nivel de mejora dependerá del nivel de capacidad adquirida.
- Por último, la gráfica refleja una posición de capacidad en toda la isla, antes de cualquier consideración de posibles aumentos en requisitos de capacidad local, cuya imposición cambiaría el “umbral del margen PRM” que se muestra en la gráfica.

389. La "posición neta anual" de la Autoridad -- *i.e.*, la cantidad de capacidad (superávit o escasez) en relación con el umbral del PRM -- se deriva sin reparos de los recursos y los datos de pronóstico de carga de la Autoridad. La Figura 3 a continuación muestra un rango de la posición neta anual para la circunstancia del margen de reserva de planificación ilustrada anteriormente en la Figura 2 para los tres pronósticos “base” diferentes de carga pico.



Figura 3 . Posición neta anual de la Autoridad en MW, base de recursos existentes con cierres, retiros y disponibilidad reducida proyectados



Fuente: Cálculo Sinapse de la posición neta anual utilizando los recursos existentes de la Autoridad, menos reducciones de capacidad observadas en la Figura 4 anterior, y en relación con un PRM que refleja un margen de reserva del 30% y el pronóstico de carga que se muestra en la Tabla 4 anterior.

390. La Figura 3 anterior ilustra el rango de la necesidad de capacidad que enfrenta la Autoridad, dado los pronósticos de carga y su base existente de recursos. Las siguientes observaciones pueden ser hechas:

- Tomar en cuenta la disponibilidad reducida de las GT más antiguas, y asumir en servicio la capacidad de Costa Sur 5 & 6, causan una reducción del margen de reserva, pero aun así se mantiene por encima del requisito de umbral mínimo. En términos generales, esto ilustra la importancia del mantenimiento en otras unidades hasta que se disponga de nueva capacidad, e indica la importancia de adquirir rápidamente cualquier capacidad “sin arrepentimientos”[“no regrets”] que forme parte de un plan de acción aprobado, especialmente los recursos de batería.³⁵³ En la medida en que Costa Sur 5 & 6 estuvieran disponibles, los excedentes observados en los primeros años aumentarían; y, si alguna o ambas unidades permanecieran disponibles en 2025 y más allá, la escasez mostrada aquí en esos años sería menor.

³⁵³ Como señaló el Dr. Bacalao, la capacidad de batería también tiene el beneficio adicional de reducir la reserva rotativa requerida por las unidades térmicas. Vista Evidenciaria, 6 de febrero de 2020, sesión matutina, 00:30 y 02:26.



- Mientras se mantenga la capacidad disponible en Costa Sur 5 & 6, habrá suficiente margen para que la Autoridad comience a considerar la planificación de retiro de las unidades de ciclo combinado de vapor y petróleo más antiguas afectadas por MATS. El Plan de Acción Modificado del Negociado de Energía aborda la cronología y los informes de cumplimiento para dichos retiros.
- El efecto de la potencial pérdida de capacidad de las plantas AES y EcoEléctrica se aprecia en el cambio de posición neta anual en el 2028 y 2033.
- A corto y largo plazo, los recursos de eficiencia energética pueden ayudar a aumentar el superávit y reducir la escasez para un año determinado.

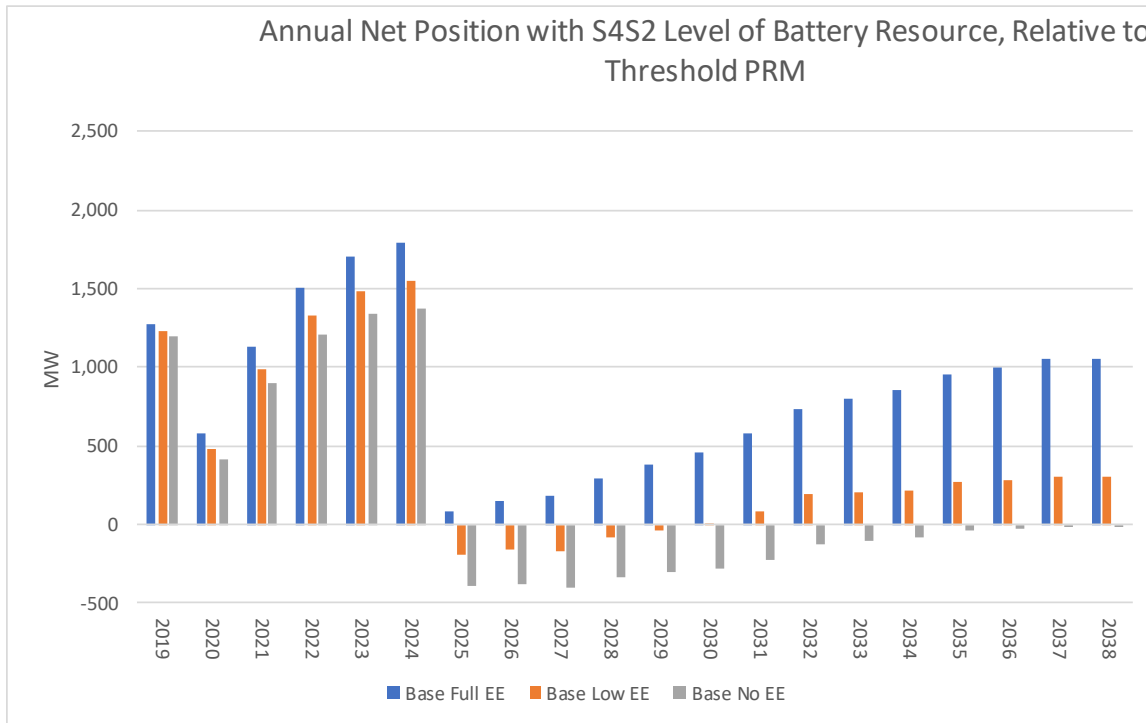
391. En todos los escenarios de recursos de la Autoridad, se crea nueva capacidad en las ejecuciones de LTCE a medida que se retiran los recursos de capacidad existentes.³⁵⁴ Con el fin de evaluar cómo la posición neta anual de la Autoridad con respecto a la necesidad de capacidad cambia a medida que se ponen en operación nuevos recursos, es útil probar el efecto de estas adiciones de recursos.

392. Dado que la instalación de recursos de batería es común a todos los escenarios y provee capacidad firme (a diferencia de la energía solar fotovoltaica, falta de almacenamiento), y es esencialmente necesaria para evitar la reducción de los recursos solares fotovoltaicos necesarios para cumplir con los requisitos de RPS, es útil ver el impacto de la instalación de baterías en la posición neta anual de la Autoridad. Las siguientes cifras muestran cómo cambia la posición neta anual en tres escenarios diferentes de carga, para la instalación de baterías asociada con el Escenario S4S2 original y para la instalación solar fotovoltaica menos restringida del Escenario S3S2. Las siguientes cifras muestran el espacio que tiene la capacidad por encima de los requisitos mínimos al considerar únicamente las instalaciones de baterías, separadas de cualquier consideración de generación nueva con gas (recursos para demandas pico o unidades de ciclo combinado).

³⁵⁴ Véase, e.g., PIR Propuesto, anejo 8-1 y documento "PREPA Responses to Energy Bureau ROI 10-5".

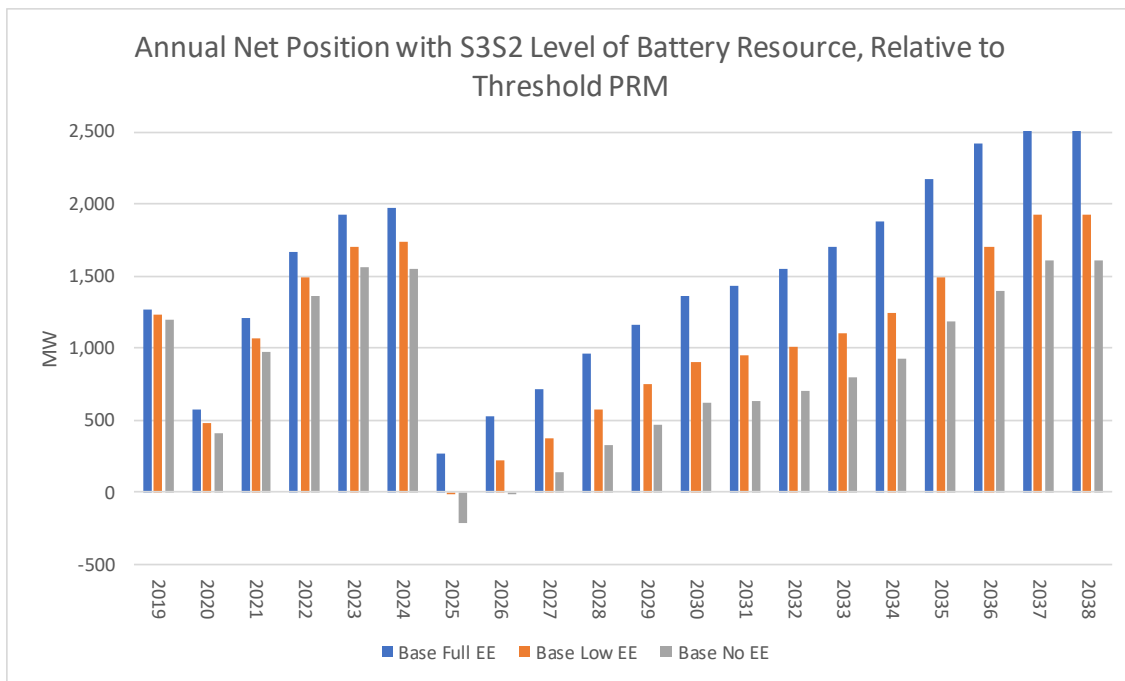


Figura 4 . Posición neta anual con nivel S4S2 de adiciones de batería



Fuente: Detalle de recursos de capacidad existente de la Autoridad, tomado de las pestañas "metrics detail" del archivo de métricas para el escenario S4S2; pronósticos de carga de la Autoridad que reflejan base (plena EE), baja EE, cero EE y 30% PRM. Tabulación y producción gráfica por Synapse.

Figura 5 . Posición neta anual con nivel S3S2 de adiciones de batería



Fuente: Detalle de recursos de capacidad existente de la Autoridad, tomado de las pestañas "metrics detail" del archivo de métricas para el escenario S3S2; pronósticos de carga de la Autoridad que reflejan base (plena EE), baja EE, cero EE y 30% PRM. Tabulación y producción gráfica por Synapse.

393. La Figura 4 y la Figura 5 (figuras anteriores) ilustran que las baterías por sí solas, sin una nueva capacidad de combustión fósil, podrían permitir que se cumpla la capacidad mínima de margen de reserva de planificación a medida que las unidades afectadas por MATS se retiren y aún si Costa Sur 5 y 6 no vuelven a dar servicio (con el regreso al servicio de una o ambas unidades de Costa Sur, por el año o años en que pudieran regresar, se incrementa el "margen" por encima de los requisitos mínimos). Los niveles más altos de eficiencia energética, como se ve en las columnas "Base con Plena EE" anteriores, permiten alcanzar el margen de reserva mínimo con niveles más bajos de instalación de baterías porque la carga máxima en los escenarios "Base con Plena EE" es menor que en los otros Escenarios "Base con Baja EE" y "Base con Cero EE". La Figura 5 también muestra que cero EE o baja EE, 2025 y 2026 son los años críticos, cuando los márgenes de reserva están en su punto más bajo. La Figura 5 también demuestra que la EE plena o un retraso de un año en el retiro de una o dos unidades impactadas por MATS resolverían esas preocupaciones de reservas (como lo haría cualquier escenario en el que se retuviera cualquiera de las unidades de Costa Sur).
394. El margen de reserva es alto al contar toda la capacidad existente, pero es mucho menor cuando los recursos afectados por Costa Sur 5 y 6 y MATS no están disponibles, como se observa en la Figura 1 y la Figura 2 (figuras anteriores). Esto indica que el aumento de la capacidad (más allá de los requisitos mínimos) para la retirada económica de las unidades afectadas por MATS sólo se producirá después de las instalaciones de capacidad.³⁵⁵ Las instalaciones de capacidad están representadas por los recursos de batería elegidos en S4S2 y S3S2 en estas figuras anteriores, Figura 4 y Figura 5 .
395. Este análisis indica además que los nuevos reemplazos de las plantas de gas para demandas pico no son necesariamente requeridos para propósitos de los márgenes de reserva de planificación, si se asume que los recursos de baterías de una escala similar a la requerida en los escenarios de la Autoridad se instalarán – primero -- de acuerdo con los plazos de principios de año en esos escenarios. Y que la capacidad en Costa Sur 5 & 6 permanece al menos hasta que tales instalaciones de recursos de batería permitan que la posición neta anual de la Autoridad sea más alta que la producción de las unidades de Costa Sur, que se ve en la Figura 5 ocurriendo tan temprano como para el 2025,

³⁵⁵ PIR Propuesto, Salvedad número 17, página 9-4. La Autoridad señala la importancia de las reducciones de carga a través de la eficiencia energética, los recursos nuevos de generación y la confiabilidad de la flota restante al considerar los tiempos exactos para el retiro de estas unidades.



siempre que las reducciones máximas de los recursos de EE "completos" se capturen. La excepción a esta constatación, que los recursos a base de gas no son necesarios, sólo existe si uno se deja llevar por la definición de necesidad de capacidad de la Autoridad bajo el concepto propuesto de Minired. Ese concepto impone efectivamente márgenes de reserva de planificación más altos en el sistema y declara directamente que se requieren recursos "térmicos" o recursos a base de fósiles.³⁵⁶

396. El concepto de Minired según lo previsto o diseñado por la Autoridad requiere una gran cantidad de recursos térmicos para la "carga crítica" (según definido por la Autoridad, lo cual incluye toda la carga en todos los alimentadores en donde haya cualquier carga crítica), una proyección crucial que la Autoridad no ha demostrado que sea el enfoque óptimo.³⁵⁷ Puede ser razonable considerar algunos reemplazos limitados de plantas térmicas para demanda pico, pero incluso eso es cuestionable como una solución óptima, dados los excedentes de capacidad discutidos anteriormente, los cuales surgirán según se van completando en Puerto Rico instalaciones de baterías "sin arrepentimientos" ["no regrets"].³⁵⁸
397. También, como se abordará en la Parte III(I) en esta Resolución y Orden Final, con el fortalecimiento selectivo de los circuitos críticos de transmisión entre regiones, separados de las inversiones de Miniredes,³⁵⁹ y un refuerzo de transmisión/distribución óptimo en general,³⁶⁰ las necesidades de recursos locales podrían satisfacerse al menos en parte con recursos de regiones de miniredes adyacentes, además de las instalaciones de baterías instaladas localmente. La Autoridad no analizó con profundidad adecuada este escenario aparentemente realista.³⁶¹ Sus análisis en este respecto se limitaron únicamente a los cálculos del valor de la carga perdida ("VOLL" por sus siglas en inglés),³⁶² usados para indicar que el costo de los requisitos de capacidad que

³⁵⁶ PIR Propuesto, Apéndice 1, Sección 2, páginas 2-6.

³⁵⁷ Respuesta de la Autoridad al Requerimiento de Información del Negociado de Energía 1-3 (f).

³⁵⁸ El Dr. Bacalao indicó que la instalación de recursos de baterías es parte de una solución "sin remordimientos" para la Autoridad. Vista Evidenciaria, 7 de febrero de 2020, sesión matutina, 01:32:00 a 01:34:00.

³⁵⁹ PREPA Confidential Attachment 1 to the Response to ROI-1-6, el cual describe el fortalecimiento de la infraestructura de transmisión aparte de las inversiones en miniredes.

³⁶⁰ PIR Propuesto, Apéndice 1, páginas 2-98 a 2-104.

³⁶¹ La Autoridad no modificó ningún requisito de recursos de capacidad dentro de una región de minired para dar cuenta de situaciones en las que las interconexiones entre regiones de minired podrían permanecer intactas. Esencialmente, dado que no se realizó sensibilidad para considerar un número menor de miniredes, la cantidad de requisito de reserva de generación local nunca se optimizó. Véase Respuesta de la Autoridad al Requerimiento de Información del Negociado de Energía 1-3 d) and f).

³⁶² Apéndice 1, Sección 2.15, páginas 2-104 a 2-107.



la Autoridad impuso fue excedido por los beneficios reclamados por reducir esas interrupciones. Sin embargo, la Autoridad no demostró que su enfoque fuera el menor costo o la forma óptima de lograr esos beneficios por la reducción de la interrupción, ya que no puso a prueba el costo de las opciones de resiliencia competitivas.³⁶³

398. Este capítulo 5 según presentado por la Autoridad, e incluyendo su respuesta al ROI con PRM para cada escenario,³⁶⁴ no detalla específicamente ninguno de los requisitos del Reglamento del PIR (*i.e.*, PRM bajo los recursos existentes y el equilibrio de carga y recursos bajo los recursos existentes)³⁶⁵ aunque los datos presentados por el PIR permiten fácilmente que se produzcan esas métricas.
399. En cambio, este capítulo presentado por la Autoridad describe un enfoque para cumplir con otros criterios que aún no se ha demostrado que sean económicamente óptimos -- a saber, un requisito del 80 por ciento de recursos locales según definido en su Estrategia 2, sin dar el espacio para flexibilizar las exigencias de recursos locales incluso cuando se persiguen enfoques de resiliencia locales que pueden incluir el valor de interconectar líneas de transmisión entre regiones; y exigir capacidad "sólo térmica" para ofrecer servicios de restauración para cargas críticas.
400. El efecto de la Evaluación limitada de la Necesidad de Recursos de la Autoridad se puede comparar con la Autoridad indicando que el plan de recursos debe incluir nuevos recursos de gas para demandas pico e incluir PRM generales relativamente altos, porque la Autoridad ha definido las zonas de Miniredes para ser tan numerosas (*i.e.*, ocho) que un requisito general de recursos exorbitantemente alto se origina en el concepto de Miniredes y la Estrategia 2. Simultáneamente, la Autoridad está planificando un amplio refuerzo de la red eléctrica que, de otro modo, podría minimizar, o incluso obviar, la necesidad de la cantidad total de recursos de capacidad local que la Autoridad presume que se requiere en su especificación algo arbitraria de un valor del 80% para su necesidad de recursos de capacidad local.
401. El Negociado de Energía **DETERMINA** que el análisis de la necesidad de recursos de la Autoridad no ha transmitido suficientemente información fundamental sobre la cantidad de capacidad que la Autoridad puede necesitar en el horizonte de planificación. El Negociado de Energía también **DETERMINA** que la necesidad de recursos subyacentes puede cambiar en función de las decisiones que se tomen para abordar los medios óptimos para cumplir con los

³⁶³ Véase Parte III (I) (24) (c) de esta Resolución Final y Orden para seguir debatiendo en qué medida el concepto de minirred no fue "totalmente optimizada" como lo declaró el Dr. Bacalao. Vista Evidenciaria, 6 de febrero de 2020, sesión matutina, 01:08.

³⁶⁴ Respuesta de la Autoridad al Requerimiento de Información del Negociado de Energía 1-7, Apéndice 1.

³⁶⁵ Reglamento 9021, § 2.03(E)(1) y (2).



requisitos de resiliencia. La Parte III (D) de esta Resolución Final y Orden abordará esos requisitos con más detalle.

E. Nuevas opciones de recursos: Recursos de suministro de GD y a escala de empresa de servicios públicos (*utility scale*)

402. Las Secciones 2.03(F)(1), (2), y (3) del Reglamento 9021 requieren que la Autoridad describa nuevas opciones de recursos que se puedan utilizar para cumplir con las necesidades de los clientes de la Autoridad. Tales opciones incluyen recursos de suministro de escala de servicio público y opciones de generación distribuida. También indica que el PIR Propuesto identificará nuevas opciones de recursos de almacenamiento e incluye un marco de valoración para dichas opciones.
403. La Sección 1.9 de la Ley 17 también requiere contenido parecido en el PIR - esta sección de la Orden tiene que ver con la Sección 1.9(C) ("Una evaluación de la gama de tecnologías de generación convencionales y no convencionales que estén disponibles en el mercado"), la Sección 1.9(J) ("Proyecciones con relación a la integración de generación distribuida en la red de energía eléctrica"), y algunos aspectos de la Sección 1.9(E) ("Una evaluación comparada de los recursos de suministro de energía incluidas la transmisión y la distribución").

1. La presentación de la Autoridad

404. El PIR de la Autoridad considera una variedad de opciones de generación como recursos nuevos de suministro. Trata los actos potenciales de los clientes con relación a la generación distribuida como entradas fijas y mayormente se centra en opciones de recursos de escala de servicio público. La Autoridad determinó los precios y el rendimiento de las distintas opciones a base de una combinación de revisión de literatura y el peritaje de Siemens, el consultor de la Autoridad. La Autoridad no basó los costos de los nuevos recursos en sondeos de mercado o subastas. Para cada uno de los recursos potenciales, la Autoridad determinó el costo, el rendimiento y la disponibilidad. A los recursos que requieren un periodo preparativo extenso antes de la operación se les concedió dicho periodo. Como se discute en mayor detalle más adelante, la Autoridad también limitó la disponibilidad de algunos recursos a base de decisiones con relación a la velocidad en la que los recursos se podían desarrollar e interconectar.
405. En cumplimiento con la política actual de Puerto Rico, la Autoridad presupuso que los nuevos recursos estarían bajo contrato con la Autoridad mediante una estructura de acuerdo de compra y operación de energía (PPOA, por sus siglas



en inglés), en lugar de ser desarrollados por o propiedad de la Autoridad.³⁶⁶ En esta sección, la Autoridad presupuso que los desarrolladores de recursos podrían adquirir financiamiento con la Autoridad como contraparte. La Autoridad presupuso un costo medio ponderado de capital para nuevos desarrollos de 8.5%.³⁶⁷ Esto corresponde a un 3.4% del costo de la deuda (después de impuestos) y 12.91 por ciento del costo de capital propio, con una estructura de capital de 53 por ciento de capital propio y 47 por ciento de deuda.³⁶⁸ La Autoridad calculó los factores de recuperación de costo de capital para cada tipo de generación, reflejando la vida útil de cada activo.³⁶⁹ La Autoridad asumió que todos los activos de combustible fósil se recuperarían completamente (totalmente amortizados) para el 2050, en cumplimiento con la Ley 17, para que el activo pudiera retirarse totalmente sin costos aislados.³⁷⁰

a. Recursos de combustible fósil

406. La Autoridad caracterizó una variedad de opciones de generación a base del combustible fósil tradicional, incluidas las turbinas de gas de ciclo combinado y ciclo sencillo y motores recíprocos. La Autoridad identificó clases de generadores en las que existen varios productos para proveer cantidades similares de capacidad con características de rendimiento parecidas y luego seleccionó ejemplos de productos en cada clase de una variedad de manufactureros a base de su rendimiento en condiciones de Puerto Rico.³⁷¹ La Autoridad usó el software GT-Pro, que es el estándar en la industria, para modelar el rendimiento de estas unidades y establecer los parámetros relevantes de dichas unidades para usarse en el modelo de expansión de capacidad AURORA (discutido en la Parte III(G)).³⁷² Para los motores recíprocos de combustión interna (unidades RICE, por sus siglas en inglés), Siemens usó información de rendimiento publicada para una maquina grande con capacidad de combustible dual.³⁷³ La Autoridad analizó todos los generadores en todas las configuraciones que pueden operar con gas natural o diesel. La Autoridad

³⁶⁶ PIR Propuesto, página 6-2.

³⁶⁷ PIR Propuesto, anejo 6-1, página 6-2.

³⁶⁸ *Id.*

³⁶⁹ PIR Propuesto, anejo 6-12, página 6-3.

³⁷⁰ PIR Propuesto, página 6-3.

³⁷¹ PIR Propuesto, páginas 6-3 y 6-4.

³⁷² PIR Propuesto, página 6-4.

³⁷³ *Id.*



proyectó que el gas natural sería el combustible principal cuando este estuviera disponible.³⁷⁴

407. Para estimar el costo capital de cada opción de generación de combustible fósil, la Autoridad utilizó la herramienta PEACE asociada con el software GT Pro para estimar el costo capital.³⁷⁵ El costo global de capital de sistema en el software PEACE incluye costos de equipo e instalación (incluidos los cimientos, la tubería, el cableado, etc.) además de ingeniería por contratistas, gastos indirectos de puesta en servicio, escala, contingencia y honorarios (para determinar el precio de ingeniería, adquisición y construcción o “EPC” por sus siglas en inglés). También se incluyeron los costos de los propietarios para el desarrollo, permisología y costos legales/de contratación. PEACE supuso que los costos de desarrollo serían iguales al 9% del precio EPC.³⁷⁶ El software de PEACE incluye algunos ajustes de costo específicos al sitio para costos de materiales y mano de obra pero no incluye ajustes específicos para Puerto Rico. La Autoridad le aplicó el Factor de Costo de Área del Departamento de Defensa de los EE.UU. para Puerto Rico (Factor de Costo de Área del Depto. de Defensa), o el 16 por ciento a los resultados de PEACE, a los costos de equipo, material y mano de obra.³⁷⁷ La Autoridad indicó que los estimados de costo de PEACE no son tan precisos como obtener información de costo específico para el proyecto de los proveedores, pero sí provee un enfoque consistente para todas las opciones de recursos de combustible fósil.³⁷⁸ Los costos de capital arrojados se incluyen en el PIR Propuesto Anejo 6-15. El documento de trabajo de la Autoridad titulado “Autoridad Fossil New Resources 10-9 2018_v6.2”³⁷⁹ incluye los resultados PEACE y los valores del Anuario Tecnológico de Referencia (Annual Technology Baseline o “ATB” por sus siglas en inglés) para el 2018 del Laboratorio de Energía Renovable Nacional (“NREL” por sus siglas en inglés) para las plantas de turbina de combustión y ciclo combinado de gas. Los resultados de costo de PEACE, después de aplicar el Factor de Costo de Área del Departamento de Defensa de 16%, son aproximadamente 15% más bajos que

³⁷⁴ *Id.*

³⁷⁵ PIR Propuesto, páginas 6-11.

³⁷⁶ *Id.*

³⁷⁷ *Id.*

³⁷⁸ *Id.*

³⁷⁹ Documento de trabajo de la Autoridad titulado “PREPA Fossil New Resources 10-9 2018_v6.2.”



los valores del ATB de NREL del 2018 (con variaciones dependiendo de la planta específica que se compara con el valor NREL).³⁸⁰

408. La Autoridad asumió que los costos capitales para las opciones de generación de combustible fósil se reducirían lentamente en términos reales (ajustado por la inflación) durante el transcurso del periodo de estudio, a base del ATB de NREL del 2018.³⁸¹ El PIR Propuesto indica que de acuerdo con la Autoridad, los estimados de precio se deben considerar precisos desde un -15% hasta un +30%.³⁸²
409. La Autoridad calculó el costo normalizado de energía (“LCOE,” por sus siglas en inglés) para cada opción de generación de combustible, suponiendo los precios de combustible de caso base y costos de infraestructura de combustible discutidos en la Parte III(F).³⁸³ El LCOE depende del factor de capacidad de cada instalación, ya que los costos de capital de la instalación deben recuperarse mientras más o mientras menos MWh sean generados si el factor de capacidad es mayor o menor, respectivamente. Para los CCGT, la Autoridad calculó el LCOE de muestra para factores de capacidad de entre 5% y 90%, pero indica que entre 40% y 80% es el ámbito más probable de operación.³⁸⁴ Para turbinas de gas y unidades RICE, la Autoridad indica un ámbito de factor de capacidad de entre 5% y 30%.³⁸⁵ Los LCOE por factor de capacidad y tipo de sistema se presentan en el Capítulo 6 del PIR Propuesto para propósitos de información; el software de modelización de Aurora calculó los costos operacionales y capital reales por año para cada instalación como parte de su modelización a largo plazo.³⁸⁶

1 Turbinas de gas de ciclo combinado (“CCGT” por sus siglas en inglés)

410. La Autoridad seleccionó siete unidades de ciclo combinado representativas con distintas capacidades y niveles de rendimiento como opciones de modelización y caracterizó el rendimiento y costo esperados. Las unidades fueron las siguientes:

- H Class GE S107HA.01 (capacidad máxima de 449 MW);

³⁸⁰ *Id.* hojas “GTCC Cases (2018),” “Capital Cost Curve” y “NREL 2018 ATB.”

³⁸¹ PIR Propuesto, páginas 6-12.

³⁸² *Id.* páginas 6-13.

³⁸³ *Id.* páginas 6-14 a 6-15.

³⁸⁴ *Id.* páginas 6-15 a 6-16.

³⁸⁵ *Id.* páginas 6-17 a 6-19.

³⁸⁶ Véase, por ejemplo, la hoja de “Costs by Resource” en cualquiera de los archivos “Metrics” provistos en los documentos de trabajo (*workpapers*) de la Autoridad.



- F Class GE S107F.05 (capacidad máxima de 369 MW);
- F Class GE S107F.04 (capacidad máxima de 302 MW);
- Hitachi H-100 (capacidad máxima de 144 MW);
- GE LM6000 DLE (capacidad máxima de 66 MW);
- GE LM2500 + G4 SAC (capacidad máxima de 38 MW); y
- GE LM2500 SAC (capacidad máxima de 29 MW).

411. Los anejos 6-2 al 6-9 del PIR Propuesto proveen las características de rendimiento y los costos de mantenimiento y operación para cada una de estas unidades según modeladas, operando con gas natural y con diesel. Cada una de estas unidades puede fluctuar entre operar y no operar de manera diaria, con periodos cortos de operación mínima y de tiempo inactivo. La Autoridad supuso que el cronograma requerido para desarrollar las opciones CCGT es de entre 4 años (para los CCGT pequeños) hasta 5.5 años (para el CCGT de clase H), distribuido en partes aproximadamente iguales de periodos de desarrollo y de EPC.³⁸⁷

412. En el Anejo 6-20 del PIR Propuesto, la Autoridad indica sus LCOE estimados para cada una de las nuevas opciones CCGT grandes, al igual que las curvas equivalentes para EcoEléctrica y Costa Sur (cada una bajo el contrato aplicable que esté vigente, al igual que EcoEléctrica bajo un pago de capacidad reducida asumida), al igual que la planta de carbón de AES.

ii Turbinas de gas de ciclo sencillo, calefacción y potencia combinadas y motores reciprocantes

413. La Autoridad seleccionó tres turbinas de gas representativas con distintas capacidades y niveles de rendimiento, al igual que una planta pequeña CHP y unidad RICE, como una opción para hacer el modelo y caracterizar su rendimiento y costos esperados. Dichas unidades fueron las siguientes:

- GE LM6000 DLE (41 MW GT peaker);
- GE LM2500 SAC (22 MW GT peaker);
- FT8 MOBILEPAC 25 DLN (23 MW Mobile GT);
- Solar Turbines Mars 100 (9 MW CHP); y

³⁸⁷ Id. página 6-14.



- Wartsila 18V50DF (16 MW RICE).

414. Los anejos 6-10 al 6-13 del PIR Propuesto proveen las características de rendimiento y los costos de mantenimiento y operaciones para cada una de estas unidades según modeladas operando con gas natural y con diesel, excepto la unidad CHP. La unidad CHP se describe en el Apéndice 4, en el Anejo 4-1. El modelo describe a las unidades CHP como de “uso obligatorio,” aunque se presupuso que satisfarían sólo un 30% de la carga pico de las sedes.³⁸⁸ La Autoridad no indicó cómo se les proveería gas natural a las unidades CHP.
415. La Autoridad asumió que las GT móviles FT8 MOBILEPAC 25 DLN instaladas en los lugares que actualmente tienen turbinas de gas más viejas serían 10% menos costosas que en locales nuevos.³⁸⁹
416. La Autoridad asumió que el cronograma de desarrollo requerido para cada uno de estos generadores pequeños sería de 3 años, dividido en partes iguales entre periodos de desarrollo y de EPC.³⁹⁰ En el Anejo 6-22 del PIR Propuesto, la Autoridad muestra los LCOE estimados para cada una de las opciones GT, CCGT pequeño y RICE (excepto la unidad GT Móvil). La Autoridad indica que la 66 MW GE LM6000 DLE y 144 MW Hitachi H-100 son competitivas en términos de costo aún en factores de poca capacidad.³⁹¹ El Anejo 6-24 del PIR Propuesto incluye la información equivalente para la opción CHP.

b. Viento

417. Siemens desarrolló los costos nocturnos del viento que sopla desde el mar del ATB de NREL del 2018.³⁹² La Autoridad preparó modelos de costos de sistemas solares PV de caso promedio (caso base) a base del Caso Promedio del ATB de NREL, y costos de caso bajo a base del Caso Bajo del ATB de NREL.³⁹³ La Autoridad indica que el análisis del PIR Propuesto que incluye el efecto del crédito contributivo de inversión federal por generación de viento, que estaba pautado a expirar a finales del 2019 cuando se preparó el PIR Propuesto

³⁸⁸ PIR Propuesto, Apéndice 4, página 4-2.

³⁸⁹ PIR Propuesto, anejo 6-16, página 6-10.

³⁹⁰ PIR Propuesto, página 6-14.

³⁹¹ PIR Propuesto, anejo 6-22, página 6-17, y discusión en la página 6-16.

³⁹² PIR Propuesto, página 6-32.

³⁹³ PIR Propuesto, anejo 6-41, página 6-33.



(posteriormente se extendió hasta finales del 2020).³⁹⁴ El PIR Propuesto, no menciona el crédito contributivo de producción.

418. La Autoridad asumió que los proyectos de viento en Puerto Rico usarían rutas de desarrollo de tecnología y recursos de viento TRG-8³⁹⁵, que corresponden a las condiciones de viento en Puerto Rico.³⁹⁶ TRG-8 incluye factores de capacidad que aumenta con el tiempo, lo cual resulta en reducciones del LCOE del viento durante el periodo de estudio.³⁹⁷ La Autoridad calcula el costo nivelado de nuevos recursos de viento en el caso medio que se reducen de \$121/MWh en el 2021 a \$99/MWh en el 2038.³⁹⁸ En el caso de bajo costo (que también tiene factores de capacidad mayor), el LCOE más alto es \$106/MWh en 2021 y el más bajo es \$53/MWh en el 2038.³⁹⁹
419. La Autoridad desarrolló perfiles de generación de viento por hora a base de datos meteorológicos y un formulario funcional que mide la velocidad del viento con relación a la generación de turbina (correspondiente a una turbina de viento genérica). AWS Truepower desarrolló los datos meteorológicos como parte del Estudio Renovable de la Autoridad.⁴⁰⁰ La Autoridad desarrolló estas geometrías de recursos de los perfiles de AWS Truepower en cinco sitios de la isla (Sitios 07, 10, 15, 17, y 22 de AWS, mostrados en el Anejo 6-46).⁴⁰¹ La Autoridad ajustó la producción total para que correspondiera al factor de capacidad supuesto del ATB de NREL para un generador operando en un año específico.⁴⁰² Para propósitos del perfil de producción por hora, la Autoridad supuso tres niveles de factor de capacidad a base de los datos NREL: 28% entre el 2020-22, 30% entre el 2023-29, y 33% entre el 2029-38 en el caso base, y 31%, 34%, y 39%, respectivamente, en el caso bajo.⁴⁰³

³⁹⁴ PIR Propuesto, página 6-33.

³⁹⁵ TRG significa “techno-resource group” (“grupo de recursos tecnológicos”).

³⁹⁶ PIR Propuesto, página 6-33.

³⁹⁷ PIR Propuesto, página 6-34.

³⁹⁸ PIR Propuesto, anejo 6-42, página 6-34.

³⁹⁹ *Id.*

⁴⁰⁰ PIR Propuesto, página 6-38, y Siemens, 2014. *PREPA Renewable Generation Integration Study*. Accedido en <https://Autoridadpr.com/es-pr/Documents/Siemens%20PTI%20Final%20Report%20-%20Autoridad%20Renovable%20-%20final-11.pdf>.

⁴⁰¹ PIR Propuesto, página 6-41.

⁴⁰² PIR Propuesto, páginas 6-38 y 6-39.

⁴⁰³ PIR Propuesto, página 6-40.



420. La Autoridad excluyó del modelo el viento que sopla de la tierra hacia el mar. La Sección 6.8 del PIR provee la justificación de la Autoridad.⁴⁰⁴ La Autoridad basó su decisión de excluir el viento que sopla de la tierra hacia el mar en los siguientes puntos:

- La Autoridad piensa que el viento que sopla hacia el mar tendrá costos mayores que el sistema solar PV equivalente, a base de un estudio del 2015;
- No se espera que Puerto Rico tenga un recurso de viento que sopla hacia el mar en comparación a lugares donde el viento que sopla hacia el mar se está desarrollando activamente, tales como el noreste de los EE. UU. y Europa;
- Llevar a cabo análisis adicional sería costoso y conllevaría demasiado tiempo para incluirlo en este PIR; y
- El sistema solar PV podría verse desplazado por el viento que sopla hacia el mar si dicho viento tuviera costos más bajos.

c. Sistema solar PV a escala de empresa de servicios público

421. La Autoridad desarrolló costos nocturnos del sistema solar PV del ATB de NREL del 2018.⁴⁰⁵ La Autoridad creó modelos de casos promedios (caso base) para costos de sistemas solares PV a base del Caso Promedio del ATB de NREL y costos de caso bajo a base del Caso Bajo del ATB de NREL.⁴⁰⁶ La Autoridad creó modelos del costo de sistemas solares fotovoltaico de seguimiento en un solo eje, aunque utilizó el factor de capacidad de sistemas fijos.⁴⁰⁷ La Autoridad presupone que el costo elevado del seguimiento en un solo eje es comparable al costo de protección de los módulos solares contra huracanes.⁴⁰⁸ La Autoridad desarrolló costos de capital instalados y LCOE para sistemas solares fotovoltaico tomando en cuenta lo siguiente:

- Los costos de conexión específicos para Puerto Rico, los cuales son más altos que NREL;⁴⁰⁹

⁴⁰⁴ PIR Propuesto, página 6-42.

⁴⁰⁵ PIR Propuesto, páginas 6-19.

⁴⁰⁶ PIR Propuesto, anejo 6-25, páginas 6-20.

⁴⁰⁷ PIR Propuesto, páginas 6-19.

⁴⁰⁸ *Id.*

⁴⁰⁹ PIR Propuesto, páginas 6-20.



- Los costos de propiedad específicos para Puerto Rico, los cuales son más altos que NREL;⁴¹⁰
 - La eliminación del Crédito Contributivo Federal de Inversión (“ITC” por sus siglas en inglés);⁴¹¹
 - Una proporción de 1.3 CC-a-CA;⁴¹²
 - Un factor de capacidad de 22% CA;⁴¹³ y
 - Un aumento en Puerto Rico del 16% a base de la evaluación de costos de construcción relativos en Puerto Rico hecha por el Cuerpo de Ingenieros del Ejército.⁴¹⁴
422. La Autoridad asumió una vida útil de 30 años para los generadores de sistema solar PV⁴¹⁵ y el mismo 8.5 por ciento WACC para todas las nuevas opciones de suministro.⁴¹⁶ Usando estos parámetros, la Autoridad desarrolló costos normalizados de caso bajo y caso medio de energía de sistema solar fotovoltaico instalados en cada año. Los resultados están contenidos en el Anejo 6-33 del PIR. El LCOE de caso medio en dólares del 2018 es de entre \$63/MWh (2020) y \$78/MWh (2023) durante el periodo de estudio, aumentando en el futuro inmediato según el ITC se reduce, y luego disminuyendo lentamente (en términos reales) en el futuro. La proporción de los costos solares de caso bajo y los de caso medio es de entre 1.12 en el 2021 y 1.49 al final del periodo de estudio. En los escenarios modelados, la mayoría de los PV se instalan cerca del comienzo del periodo de estudio (2024 o antes), cuando las proporciones están entre 1.12 y 1.18.⁴¹⁷
423. La Autoridad asumió que el ritmo en el que los sistemas solares PV de escala de servicio público podrían conectarse a la red se limitaría cada año. En los escenarios 1, 4, y 5, y en el caso ESM, la Autoridad limitó la instalación a 360 MW al año en el 2020 y 600 MW al año por el resto del periodo de estudio.⁴¹⁸

⁴¹⁰ *Id.* páginas 6-21.

⁴¹¹ *Id.*

⁴¹² PIR Propuesto, anejo 6-32, páginas 6-23.

⁴¹³ *Id.*

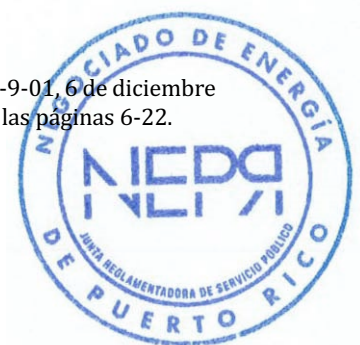
⁴¹⁴ PIR Propuesto, página 6-23.

⁴¹⁵ PIR Propuesto, Anejo 6-32, página 6-23.

⁴¹⁶ PIR Propuesto, página 6-21.

⁴¹⁷ PIRPropuesto, Anejo 6-31, página 6-23.

⁴¹⁸ Respuesta de la Autoridad al Noveno Requerimiento de Información del Negociado de Energía ROI-9-01, 6 de diciembre de 2019. Nótese que estos valores difieren de los que se muestran en el PIR Propuesto, anejo 6-28 en las páginas 6-22.



En el Escenario 3 y Sensibilidad 1, que modelan un costo menor y mayor disponibilidad de energía solar y almacenamiento, la Autoridad aumentó el límite anual a 1200 MW en el 2021 y todos los años posteriores.⁴¹⁹

424. La Autoridad modeló el almacenamiento y los sistemas solares PV como instalaciones separadas para propósitos del PIR, pero también supuso que los RFP reales para los sistemas solares PV incluirían el almacenamiento en baterías necesario para integrar los PV.⁴²⁰ Añadirle almacenamiento en batería a los PV permite que el almacenamiento se considere en el ITC,⁴²¹ y también que la Autoridad presuponga que toda la sistema solar PV no requeriría equipo o costo adicional para cumplir con los requisitos técnicos mínimos (MTR, por sus siglas en inglés) para la conexión.⁴²² La Autoridad desarrolló perfiles de generación de energía solar PV por hora a base de información meteorológica usando el programa de software PVSyst. AWS Truepower desarrolló la información meteorológica como parte del Estudio de Integración de Generación Renovable (Renewable Generation Integration Study).⁴²³ La Autoridad desarrolló estas geometrías de recursos usando los perfiles de AWS Truepower para lugares alrededor de la isla, que se muestran en el Anejo 6-46. El programa PVSyst calcula la producción de una planta sistema solar PV específica a base de los datos de irradiancia solar.⁴²⁴ La Autoridad creó modelos para una planta de energía solar PV genérica en cada lugar, y luego adaptó la producción total para corresponder al factor supuesto de 22% de capacidad.⁴²⁵
425. La Autoridad no consideró la energía solar distribuida un recurso seleccionado por empresa de servicio público. La interacción potencial entre PV distribuida y de servicio público se discute más adelante.

⁴¹⁹ PIR Propuesto, anejo 6-29, página 6-22.

⁴²⁰ PIR Propuesto, página 6-27.

⁴²¹ Respuesta de la Autoridad al Noveno Requerimiento de Información del Negociado de Energía ROI-9-03(a), 27 noviembre 2019 (El documento de trabajo “PREB-Autoridad ROI_9_03 Attach 1.xlsx”, hoja “Resource Year” muestra que la Autoridad supuso que el almacenamiento puede considerarse para el ITC).

⁴²² PIR Propuesto, páginas 6-27.

⁴²³ PIR Propuesto, página 6-38, citando Siemens, 2014. “*PREPA Renewable Generation Integration Study*”. accedido en <https://Autoridadpr.com/es-pr/Documents/Siemens%20PTI%20Final%20Report%20-%20Autoridad%20Renewable%20-%20final-11.pdf>.

⁴²⁴ PIR Propuesto, página 6-38.

⁴²⁵ PIR Propuesto, páginas 6-38 y 6-39.



d. Almacenamiento

426. La Autoridad creó modelos de baterías de ion de litio como la única opción de sistemas de almacenamiento de energía (BESS, por sus siglas en inglés); estas son las baterías de alto volumen convencionales que se producen para uso en la red al día de hoy.⁴²⁶ La Autoridad utilizó el pronóstico de costo de baterías de Siemens. Siemens desarrolló la información de precio y rendimiento de las baterías a base de varias fuentes, incluidas la Autoridad de Investigación y Desarrollo de Energía del Estado de Nueva York (New York State Energy Research and Development Authority, NYSEDA, por sus siglas en inglés), IHS Markit, Lazard, y NREL.⁴²⁷ Cada una de estas fuentes proyecta una disminución en los costos de las baterías en términos reales, con una velocidad de disminución más alta a corto plazo que se nivela con el tiempo. El pronóstico de caso base de Siemens se aproxima más a las proyecciones de IHS Markit y Lazard. Siemens también desarrolló un caso de bajo costo de batería, utilizado en el Escenario 3.
427. La Autoridad proyectó una vida útil de 20 años de los sistemas de batería.⁴²⁸ La Autoridad no incluyó el aumento de precio para la implementación en Puerto Rico.⁴²⁹ La Autoridad incluyó sistemas de batería de 2 horas, 4 horas y 6 horas en sus modelos, en unidades de 40 MW.⁴³⁰ La Autoridad incluyó costos operacionales fijos y variables, además de costos iniciales de capital; los valores se muestran en los Anejos 6-39 y 6-40 del PIR.
428. La Autoridad proyectó que al ritmo en el que BESS se podría conectar a la red se limitaría cada año. En los Escenarios 1, 4, y 5, y en el caso ESM, la Autoridad limitó la instalación a 40 MW en el 2019, 200 MW al año en el 2020, y 600 MW al año por el resto del periodo de estudio.⁴³¹ Para el Escenario 3 y Sensibilidad 1, que proyectan un costo menor y mayor disponibilidad de almacenamiento y

⁴²⁶ PIR Propuesto, página 6-28.

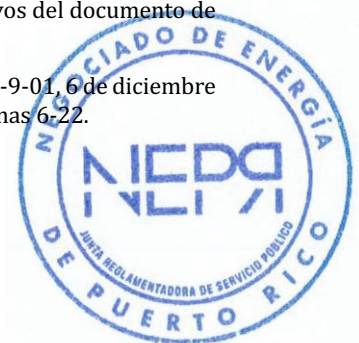
⁴²⁷ PIR Propuesto, página 6-30.

⁴²⁸ PIR Propuesto, anejo 6-32, página 6-23.

⁴²⁹ La hoja "Resource Year" dentro de cualquiera de los archivos del documento de trabajo de métricas de la Autoridad (tal como "S3S2B_Metrics_Base_Case_SII.xlsx") incluye el costo de capital de los sistemas de batería; estos costos concuerdan con los costos de almacenamiento presentados en el documento de trabajo "PREPA IRP Solar Wind Storage Costs-Updated CF-Wind-final.xlsx", el cual, a su vez, usa el ATB de NREL sin ningún ajuste regional en el costo.

⁴³⁰ PIR Propuesto, página 6-31, además de la hoja "Resource Year" dentro de cualquiera de los archivos del documento de métricas de la Autoridad (tal como "S3S2B_Metrics_Base_Case_SII.xlsx").

⁴³¹ Respuesta de la Autoridad al Noveno Requerimiento de Información del Negociado de Energía ROI-9-01, 6 de diciembre de 2019, página 9. Nótese que estos valores difieren de los que se incluyen en el PIR, anejo 6-28, páginas 6-22.



energía solar, la Autoridad aumentó el límite anual a 1200 MW en el 2021 y en todos los años subsiguientes.⁴³²

429. La Autoridad no discutió el almacenamiento en batería distribuida como recurso en el PIR Propuesto, ya sea en las opciones de recursos nuevos o en la evaluación del lado de cliente/demanda contenida en el Apéndice 4. La discusión de la Autoridad de las microrredes en el contexto de MiniGrids implica el uso de baterías distribuidas, donde las baterías de microrred podrían estar dentro de la capacidad BESS instalada para servir la carga de balance (es decir, la carga no crítica) dentro de cada área MiniGrid.⁴³³ Las baterías incorporadas en las microrredes no se separan o identifican como recursos. La Autoridad sí proyectó un aumento de 16% para Puerto Rico en el costo de almacenamiento distribuido cuando se hizo el análisis de tarifas futuras comparándolas con las opciones de autoabastecimiento.⁴³⁴

e. Cogeneración de calefacción y energía (“Combined Heat and Power” o “CHP” por sus siglas en inglés)

430. La Autoridad desarrolló parámetros para dos tipos de sistemas CHP, presentados en el Apéndice 4 del PIR Propuesto. Cada uno es una unidad 9 MW, con 47 por ciento (47%) de eficiencia eléctrica y efectiva, y eficiencia termal incluida de hasta 70 por ciento (70%). La diferencia entre los dos tipos es que uno quema gas natural y el otro diesel.

f. Pronóstico de generación distribuida

431. La Autoridad desarrolló un solo pronóstico de GD solar a base del Pronóstico de Energía Anual (Annual Energy Outlook, AEO, por sus siglas en inglés) de la Administración de Información de Energía (Energy Information Administration, EIA, por sus siglas en inglés).⁴³⁵ La Autoridad ajustó el nivel actual de GD utilizada a base de la tasa nacional de aumento contenida en el AEO para la Eficiencia y Reserva de Equipo del Sector Residencial y la Capacidad Fotovoltaica Solar de Generación Distribuida.⁴³⁶ La Autoridad calibró un modelo de pronóstico a base de una comparación del ritmo histórico de implementación GD con el AEO. El modelo se utilizó para crear un pronóstico

⁴³² PIR Propuesto, anejo 6-29, páginas 6-22.

⁴³³ PIR Propuesto, apéndice 1, páginas 2-12

⁴³⁴ Véase documento de trabajo Autoridad “ESM_Rate_Impact_v3”.

⁴³⁵ PIR Propuesto, Apéndice 4, páginas 3-19.

⁴³⁶ *Id.*



de generación de GD a nivel distributivo más allá del horizonte de planificación del PIR.⁴³⁷

432. La Autoridad desarrolló un pronóstico base para la generación distribuida CHP que suponía que todos los proyectos CHP propuestos de los que la Autoridad tenía conocimiento continuaran por los siguientes años.⁴³⁸ Además de este CHP proyectado, la Autoridad dejó que el modelo de expansión de capacidad a largo plazo de Aurora seleccionara los recursos CHP, lo cual resultó en la utilización adicional CHP con relación a lo que se incluye en el pronóstico base.⁴³⁹
433. La Autoridad proyecta que la generación nueva de energía CHP y GD solar conectada a transmisión y distribución aumente de 128 GWh en el 2019 a 2,416 GWh en el 2038.⁴⁴⁰ GD y CHP reducen la demanda total de energía provista por empresa de servicio público en el 2038 en un 14% menos que el nivel base de EE, con relación a la demanda bruta de energía.⁴⁴¹ Cuando se incluyen tanto el nivel base de EE y la generación distribuida en el pronóstico, se arroja que la carga que se debe satisfacer con recursos provistos por empresa de servicio público muestran una tasa de crecimiento anual compuesto y combinado (combined compound annual growth rate, CAGR por sus siglas en inglés) de -3.63% al año.⁴⁴²
434. La GD solar no tiene un impacto directo en la demanda pico, ya que el pico en Puerto Rico ocurre de noche. En el modelo de la Autoridad, CHP perteneciente a los consumidores tiene un impacto neto en la demanda pico de aproximadamente 146 MW.⁴⁴³ La Autoridad proyecta que la demanda pico disminuya de 2,761 MW en el 2019 a 1,706 MW en el 2038 cuando el nivel base de EE y CHP se tomen en cuenta en el pronóstico de demanda pico.⁴⁴⁴ Esta reducción representa un CAGR de -2.56% comparado con un CAGR de -0.24% para el pronóstico base de la demanda bruta pico.⁴⁴⁵ La combinación de EE y

⁴³⁷ Véase Respuesta de la Autoridad al Requerimiento de Información del Negociado de Energía ROI-01-18(c), 2 de agosto de 2019.

⁴³⁸ *Id.*

⁴³⁹ PIR Propuesto, Apéndice 4, página 4-1

⁴⁴⁰ PIR Propuesto, anejo 3-18, páginas 3-16.

⁴⁴¹ PIR Propuesto, anejo 3-19, página 3-16.

⁴⁴² PIR Propuesto, anejo 3-18, página 3-16.

⁴⁴³ PIR Propuesto, páginas 3-22 - 3-23.

⁴⁴⁴ PIR Propuesto, anejo 3-26, página 3-23.

⁴⁴⁵ PIR Propuesto, anejos 3-24 (página 3-21) y 3-26 (página 3-23).



generación perteneciente a los clientes reduce la demanda pico en un 36% comparado con la demanda bruta pico proyectada al 2038.⁴⁴⁶

g. Costos de generación distribuida

435. La Autoridad consideró la energía solar distribuida como una reducción en la carga que la empresa de servicio público tendría que servir, pero aparte de eso, no se consideró un recurso de la empresa de servicio público. La cantidad de energía solar fotovoltaica distribuida no varía en los escenarios y no responde a las tarifas de empresa de servicio público u otros resultados del PIR. Sin embargo, la Autoridad sí desarrolló y presentó un análisis de la economía relativa de los clientes de tarifas de la Autoridad, medición de red de energía solar fotovoltaica residencial, abandono de la red (autosuministro total) por energía solar con almacenamiento, cogeneración y el uso de una planta de diesel.
436. La Autoridad presentó un análisis de los costos relativos para los casos S4S2 y ESM. Estas comparaciones se encuentran en las Secciones 8.2.13 y 8.3.10 del PIR presentado, respectivamente.⁴⁴⁷ En cada caso, la Autoridad presenta el componente generativo de tarifas como equivalente a aproximadamente 11 a 12 centavos/kWh (subiendo según pasa el periodo de estudio), y el componente no generativo relativamente fijo entre 6.6 y 7.4 centavos/kWh. La tarifa combinada es de aproximadamente 19 centavos a corto plazo, bajando a casi 17 centavos, y luego subiendo a 20 centavos.⁴⁴⁸ En cada caso, la Autoridad también presenta una versión con pérdidas no técnicas (al 0.5%); las tarifas de empresa de servicio público son más bajas en esta versión.⁴⁴⁹ La Autoridad no incluyó una tarifa de reestructuración o repago de deuda en su proyección de tarifa para este análisis. La Autoridad calculó la economía de los clientes con energía solar fotovoltaica distribuida con y sin un cargo separado no trasladable.⁴⁵⁰
437. Para hacer una comparación entre el servicio de la Autoridad y la opción GD, la Autoridad preparó modelos del costo de la energía solar fotovoltaica con y sin el almacenamiento distribuido requerido para proveer servicio confiable a una casa que no esté conectada a la red. La Autoridad calculó el LCOE de la medición

⁴⁴⁶ PIR Propuesto, anejo 3-27, página 3-24.

⁴⁴⁷ Documentos de trabajo de la Autoridad titulados "S4S2B_Rate_Impact_V3.xlsm" y "ESM_Rate_Impact_v3.xlsm" (los cálculos se encuentran en estos documentos de trabajo).

⁴⁴⁸ PIR Propuesto, anejos 8-37 (página 8-41) y 8-59 (página 8-60)

⁴⁴⁹ PIR Propuesto, anejos 8-31 (página 8-41) y 8-60 (página 8-60)

⁴⁵⁰ PIR Propuesto, apéndice 4, Anejo 3-14, página 3-29.



neta de energía solar usando las proyecciones de costo ATB de NREL, ajustado por 16% por costos de instalación más altos en Puerto Rico, un factor de 1.2 entre la capacidad de CC y CA, y ITC solar (calculado como si el proyecto fuera elegible para el 10% de ITC comercial luego de que el ITC más alto expire en el 2022).⁴⁵¹ La Autoridad presupone un factor de capacidad de 20%.⁴⁵² La Autoridad incluyó el factor 1.2 CC a CA sólo por el primer año (2019), lo cual resulta en la presuposición de un costo que es 20% más alto en ese año que en los años posteriores.⁴⁵³ Los LCOE para años posteriores al 2019 corren desde \$116/MWh en el 2020 hasta \$130/MWh cuando se reduce el ITC, y luego bajan y eventualmente llegan a \$86/MWh para sistemas instalados en el 2038.⁴⁵⁴

438. Con estos precios, los análisis de la Autoridad demuestran que el costo de energía de un sistema solar fotovoltaico de techo es más alto que el costo de la Autoridad de generación hasta el 2028, pero que los sistemas solares fotovoltaicos de techo con políticas que le permitan a los clientes evitar la tarifa entera (incluidos los costos de T&D), tales como medición neta, serán sumamente costo-efectivos. La Autoridad indica que esto confirma la proyección de que la energía solar fotovoltaico con medición neta seguirá impulsando la adopción de la energía solar fotovoltaico similar a las tasas de adopción observadas.⁴⁵⁵
439. La Autoridad calcula el costo del sistema solar fotovoltaico, sumado suficiente almacenamiento para que el recurso combinado pueda satisfacer las necesidades de electricidad completas (autosuministro total). Esto requiere una batería de 6 horas con capacidad de aproximadamente la mitad de la capacidad de energía solar fotovoltaica.⁴⁵⁶ La Autoridad proyecta que las baterías residenciales cuestan 20% más que la batería equivalente a escala de servicio público (por kW), incurren en un aumento de costo de un 16% de instalación en Puerto Rico, y son elegibles para el ITC.⁴⁵⁷ Esta configuración de auto suministro de energía solar y almacenamiento es alrededor de las tarifas totales de la Autoridad, a base del LCOE, y el costo de auto suministro

⁴⁵¹ *Id.*

⁴⁵² *Id.*

⁴⁵³ Esto nos parece un error involuntario y tratamos su impacto en la discusión más adelante.

⁴⁵⁴ PIR Propuesto, apéndice 4, anejo 3-14, página 3-29.

⁴⁵⁵ PIR Propuesto, página 8-40.

⁴⁵⁶ Véase documentos de trabajo de la Autoridad "S4S2B_Rate_Impact_V3.xlsm" y "ESM_Rate_Impact_v3.xlsm," Hoja "Residencial".

⁴⁵⁷ PIR Propuesto, apéndice 4, anejo 3-18, página 3-33.



residencial completo que está por debajo de las tarifas de Autoridad en el 2026 y se queda por debajo por el resto del periodo de estudio.⁴⁵⁸

440. La Autoridad no preparó modelos en caso de una aceleración aun mayor de resultados de auto suministro (debido a ventas aún más bajas) y la Autoridad tampoco preparó modelos para casos con menor uso de GD en lugares de clientes.
441. La Autoridad analizó una opción de CHP comercial y una opción de generador de diesel para evaluar la economía de los clientes conforme el abandono de carga por cargas industriales o comerciales. En un factor de 80% de capacidad, generalmente el CHP es costo-efectivo comparado con la tarifa completa, pero más caro que la porción de generación sola.⁴⁵⁹ Según se discutió anteriormente, la Autoridad proyectó que las plantas CHP solo podrían compensar por una porción de la carga en una instalación particular (30% de la carga pico); esto limita el mercado potencial y el tamaño del recurso CHP agregado. La Autoridad dejó que el modelo Aurora determinara la cantidad de CHP utilizado, en vez de establecer una cantidad fija de aportación. La Autoridad presupone que los generadores de diesel con un factor de capacidad de 80% tienen un LCOE de \$181/MWh, que está cerca de la tasa promedio con todo incluido y considerablemente más alto que la porción de la tasa exclusivamente de generación.⁴⁶⁰
442. Los informes y testimonios de refutación de la Autoridad se discuten luego de los informes de terceros interventores.

2. Interventores

a. Environmental Defense Fund (EDF)

443. En su Testimonio Presentado Anticipadamente, la Dra. Elizabeth Stanton testificó a nombre del EDF que Puerto Rico debe aprender del ejemplo de Hawaii y desarrollar recursos de almacenamiento y energía renovable a bajo costo.⁴⁶¹
444. La Dra. Stanton también indicó que los estimados de costo de viento hacia el mar producidos por Lazard han bajado un 43 por ciento en los últimos cinco

⁴⁵⁸ PIR Propuesto, anejos 8-37 (página 8-41) y 8-59 (página 8-60).

⁴⁵⁹ *Id.*

⁴⁶⁰ *Id.*

⁴⁶¹ EDF, Testimonio de la Dr. Elizabeth Stanton, 23 de octubre de 2019, página 4.



años, a \$92/MWh en el 2018.⁴⁶² La Dra. Stanton no proveyó estimados de costo del viento hacia el mar, y tampoco incluyó costos de viento hacia el mar específicos para los recursos de viento de Puerto Rico.

445. La Dra. Stanton citó la Corporación de Finanza Internacional (International Finance Corporation), la cual indica que los generadores de energía solar con frecuencia se pueden construir en un periodo de 6 a 12 meses, comparado con los 4-5 años para generadores hidroeléctricos y de combustible fósil.⁴⁶³ La Dra. Stanton señaló que la Autoridad impuso límites en la capacidad anual de conexión para recursos solares y de batería pero no para generadores de gas.⁴⁶⁴ Señaló que estos límites crean un riesgo de que los requisitos de RPS del 2022 no se satisfagan.⁴⁶⁵
446. La Dra. Stanton sostuvo⁴⁶⁶ que las plantas de combustible fósil consideradas por la Autoridad en el PIR Propuesto corren el riesgo de convertirse en activos en desuso si no se deprecian completamente al 2050, cuando el 100 por ciento de la energía se debe generar por recursos renovables bajo la Ley 17. Alegó que la Autoridad no tomó en cuenta de manera correcta la vida útil más corta de activos de combustible fósil instalados más cerca del 2050 en el periodo de recuperación de capital, y que el valor actual neto de dichos escenarios se debe aumentar. Recomendó que los costos se amorticen durante la vida útil viable, tomando en cuenta las leyes y los reglamentos adecuados.⁴⁶⁷ La Dra. Stanton también indicó que la Autoridad no tomó en cuenta el riesgo de no tener acceso a tarifas de interés razonables para inversiones de gas. La Dra. Stanton indicó que las inversiones en generadores renovables no conllevan un riesgo tan alto de ser activos en desuso ya que su combustible es gratuito.⁴⁶⁸
447. En su Informe Final, el EDF indicó que la Autoridad debe alentar y facilitar soluciones de productores que a su vez son consumidores, incluida la generación distribuida.⁴⁶⁹ El EDF mencionó la preocupación de que la Autoridad esté subestimando el riesgo de abandono del cliente a favor del autosuministro

⁴⁶² *Id.* 23 de octubre de 2019, página 8.

⁴⁶³ *Id.* 23 de octubre de 2019, página 18.

⁴⁶⁴ *Id.* páginas 17-18.

⁴⁶⁵ *Id.* página 19.

⁴⁶⁶ *Id.* 23 de octubre de 2019, páginas 19-24.

⁴⁶⁷ *Id.* página 24.

⁴⁶⁸ *Id.*

⁴⁶⁹ EDF Alegato Final, 6 de marzo de 2020, página 2.



en la consideración de sus estrategias.⁴⁷⁰ Al EDF también le preocupa que si los hogares dejan la red, menos clientes permanecerán para compartir la carga de los costos de infraestructura de la empresa de servicio público.⁴⁷¹ Al EDF le preocupa que a pesar del crecimiento en baterías y energía solar instalados por clientes, la Autoridad actualmente no tiene ningún proceso de adquisición o incentivos para atraer clientes o añadir sus recursos a los VPP.⁴⁷² El EDF recomendó que la Autoridad investigue dichos programas y evalúe y promueva VPP y activos detrás del contador (behind-the-meter).⁴⁷³

448. El EDF criticó el PIR por poner limitaciones en la adopción anual de almacenamiento de batería y sistemas solares fotovoltaicos e indicó que las justificaciones de la Autoridad para dichos límites no tienen fundamento.⁴⁷⁴ El EDF recomendó que la energía renovable y el almacenamiento de batería estén en igualdad de condiciones con la generación de combustible fósil, sin límites arbitrarios en su velocidad de adopción.⁴⁷⁵ El EDF también criticó a la Autoridad por considerar las baterías y la energía solar recursos distintos, en vez de un recurso combinado que pudo haber reducido el costo global.⁴⁷⁶
449. El EDF alegó que el PIR Propuesto subestimó los beneficios del poder de viento e indicó que el viento es “generalmente uno de los recursos de más bajo costo” y “uno pensaría que el PIR incluiría una cantidad substancial de recursos de viento.”⁴⁷⁷ El EDF alegó que esencialmente, la Autoridad sólo analizó las plantas de gas y energía solar fotovoltaica de escala de servicio público, y no analizó la eficiencia de energía, respuesta de demanda, plantas virtuales o baterías combinadas con sistemas solares PV.⁴⁷⁸
450. El EDF recomendó que se publique una subasta (RFP) de tecnología neutra (y que lo facilite un tercero independiente) antes del próximo PIR para solicitar propuestas de generación de energía y opciones de almacenamiento, y generar los precios usados como insumo para los modelos de PIR.⁴⁷⁹ El EDF también

⁴⁷⁰ *Id.* página 24.

⁴⁷¹ *Id.* página 25.

⁴⁷² *Id.* página 49.

⁴⁷³ *Id.* página 50.

⁴⁷⁴ *Id.* página 20.

⁴⁷⁵ *Id.* página 44.

⁴⁷⁶ *Id.* página 21.

⁴⁷⁷ *Id.* página 27.

⁴⁷⁸ *Id.* página 32

⁴⁷⁹ *Id.* página 56.



sugirió que la Autoridad lleve a cabo un estudio potencial de viento desde y hacia el mar y que use los resultados para el próximo PIR.⁴⁸⁰

451. En su Memorándum de Respuesta, el EDF sugirió que la Autoridad y el Negociado de Energía evalúen los sistemas solares fotovoltaicos de techo y los sistemas solares fotovoltaicos de escala de servicio público en igualdad de condiciones⁴⁸¹ y reconozcan que mientras los sistemas solares fotovoltaicos de escala de servicio público puede tener un costo de energía (LCOE, por sus siglas en inglés) más bajo, la energía solar de techo también puede proveer beneficios de red adicionales (además de empoderar al consumidor en cuanto a la energía limpia y resiliencia) que se deben considerar al igual que el LCOE.⁴⁸² El EDF también provee pasos que la Autoridad incluya VPP en PIR futuros y adquisiciones. Estas sugerencias incluyen convocar una subasta para propuestas VPP para proveer servicios, permitiéndole a las VPP que participen en subastas para servicios específicos con relación a los recursos de escala de servicio público y ofrecer una tarifa para servicios específicos.⁴⁸³ En su Informe de Respuesta, el EDF reiteró su sugerencia de una subasta neutral en cuanto a la tecnología y recomendó que se escriba de manera suficientemente amplia como para permitirle a los VPP que participen.⁴⁸⁴ El EDF también recomendó que la Autoridad comience a desarrollar tarifas para servicios que los VPP podrían proveer y considere programas sencillos como el programa de “traer tu propio aparato” de Green Mountain Power.⁴⁸⁵ El EDF comunicó su apoyo con las sugerencias de Sunrun y las LEO con relación a los procesos para acelerar la integración de almacenamiento y energía solar.⁴⁸⁶

b. Organizaciones ambientalistas Locales (“LEOs” por sus siglas en inglés)

452. El testimonio escrito del Dr. Agustín Irizarry Rivera para las LEO, incluye un cálculo detallado de los costos alternativos de baterías y de los sistemas solares fotovoltaicos. Deriva un costo de 7.8 centavos/kWh por generación de energía solar fotovoltaica en el 2019, que baja a 2.7 centavos/kWh en el 2030 y luego a

⁴⁸⁰ *Id.* página 52.

⁴⁸¹ EDF Replica a Alegato, 20 de abril de 2020, página 7.

⁴⁸² *Id.* página 5.

⁴⁸³ *Id.* página 13.

⁴⁸⁴ *Id.* página 14.

⁴⁸⁵ *Id.* páginas 14-15.

⁴⁸⁶ *Id.* página 20.



1.8 centavos/kWh en el 2038.⁴⁸⁷ Presupone que el cliente es dueño del sistema y lo financia con un préstamo personal; no presupone el uso del ITC.⁴⁸⁸ Hace referencia al “U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018” del NREL como la fuente de sus estimados de costo.⁴⁸⁹ El Dr. Irizarry Rivera citó un costo instalado y financiado de \$2.37/W_{AC} por sistemas fotovoltaicos de techo, a base de la suma del costo del módulo PV, inversor, balance del sistema estructural y eléctrico, costo de cadena de distribución, impuestos, mano de obra de instalación, permisos y gastos indirectos, con una proporción de 1.15 CC a CA y un préstamo personal con una tasa de interés de 4.5% por 60 meses.⁴⁹⁰ Durante la vista evidenciaría el consultor del Negociado de Energía le preguntó al Dr. Irizarry Rivera sobre el hecho de que los costos que usó el informe NREL no incluyeron los costos de adquisición del cliente ni las ganancias. El Dr. Irizarry Rivera testificó que no es necesario incluir esos costos ya que su análisis se lleva a cabo desde la perspectiva de un cliente que adquiere lo que necesita para su hogar, y no desde la perspectiva de un desarrollador.⁴⁹¹

453. En su testimonio escrito, el Dr. Irizarry Rivera comparó el costo de generación de energía solar fotovoltaica al costo asumido de los contratos renegociados de la Autoridad con recursos de los sistemas solares fotovoltaicos que han firmado contratos con la Autoridad.⁴⁹² Indicó que la Autoridad debería escoger sistemas de techo, aún con el costo calculado por la Autoridad de 15.3 centavos/kWh, en vez de los sistemas renegociados a 15 centavos/kWh, porque los proyectos a escala de servicio público estarán sujetos a pérdidas de líneas, costos de servicio de la deuda y costos administrativos.⁴⁹³
454. El Dr. Irizarry Rivera también criticó a la Autoridad por incluir y no explicar el aumento de 16% al costo por costos específicos a Puerto Rico, y por usar un factor de conversión 1.2 CA-CC en vez de la proporción de 1.15 sugerida por NREL.⁴⁹⁴ También indicó que la Autoridad debió haber usado el modelo de costo ATB “de investigación y desarrollo” de NREL, en vez del caso “investigación y desarrollo + mercado” porque el último refleja la dinámica de mercado

⁴⁸⁷ LEOs, Testimonio de Agustín Irizarry Rivera, 23 de octubre de 2019, página 11.

⁴⁸⁸ *Id.* página 18

⁴⁸⁹ *Id.* página 10; LEOs, Respuesta de la Autoridad-LEO-1, 24 de noviembre de 2019, página 2.

⁴⁹⁰ LEO' Respuesta a ROI Autoridad-LEO-1, 24 de noviembre de 2019, páginas 2-3.

⁴⁹¹ Vista Evidenciaría, 4 de febrero de 2020, 2:30-2:32.

⁴⁹² LEOs, Testimonio de Agustín Irizarry Rivera, 23 de octubre de 2019, página 12.

⁴⁹³ *Id.*

⁴⁹⁴ *Id.* página 17.



alrededor de un crédito de impuestos que no le aplicaría a un dueño de una casa que use un préstamo personal en Puerto Rico.⁴⁹⁵

455. Al examinar el caso de abandono de red potencial, el Dr. Irizarry Rivera indicó que la Autoridad exageró el tamaño requerido de la batería para operaciones autosuficientes (off-grid), porque el consumo promedio por hogar (13 kWh) es menos de lo que la Autoridad presupuso (17.8 kWh).⁴⁹⁶ También indicó que las baterías en Puerto Rico cuestan menos de lo que presupuso la Autoridad. En una contestación durante el descubrimiento de prueba, indicó que el costo de una batería de 3.6 kWh de un almacén de Puerto Rico es \$2,395, o \$665.30 por kWh.⁴⁹⁷ El Dr. Irizarry Rivera comparó el costo de autoabastecimiento usando su proyección de costos a las tarifas vigentes de la Autoridad y a las tarifas de la Autoridad luego de la aplicación del cargo del acuerdo de reestructuración propuesto y muestra que los costos de autoabastecimiento son menores que los costos de energía provista por red durante todo el periodo, con un aumento de la diferencia con el pasar del tiempo.⁴⁹⁸ El Dr. Irizarry Rivera concluyó que es más probable que los clientes de la Autoridad adopten opciones de generación distribuida y autoabastecimiento de lo que indican las tendencias históricas, impulsadas por costos reducidos de PV, cargos de reestructuración, retos de fiabilidad continuados aún durante buen clima y los costos de inversión necesarios para obtener servicio eléctrico fiable.⁴⁹⁹
456. En el anejo de su testimonio suplementario, el Sr. Sandoval de las LEO presentó un cálculo de almacenamiento que distribuido podría reducir los cargos pico entre 10 y 16 MWs al 2025 y 25 y 37 MW para el 2038, lo cual refleja el efecto de 6,000 sistemas de almacenamiento residencial en el caso bajo y 9,000 en el caso alto.⁵⁰⁰
457. En su Testimonio Presentado Anticipadamente para las LEO, la Sra. Anna Sommer discutió el riesgo de salida de clientes del sistema de la Autoridad.⁵⁰¹ Demostró que la salida de clientes tiene sentido para la economía del cliente en la mayoría de los años, especialmente después de incluir los cargos del Acuerdo

⁴⁹⁵ *Id.* página 19.

⁴⁹⁶ *Id.* página 13.

⁴⁹⁷ LEOs Respuesta a ROI PREPA-LEO-1, 24 de noviembre de 2019, página 3.

⁴⁹⁸ LEOs, Testimonio de Agustín Irizarry Rivera, 23 de octubre de 2019, páginas 14-16

⁴⁹⁹ *Id.* en páginas 20-21.

⁵⁰⁰ LEOs, Testimonio Pericial Suplementario de Ronny O. Sandoval, 11 de diciembre de 2019, anejo "A Distributed Energy Resource Roadmap for Puerto Rico: Phase 1 Report," páginas 15-16.

⁵⁰¹ LEOs, Testimonio de Anna Sommer, 23 de octubre de 2019, páginas 9-12.



de Apoyo de Reestructuración Propuesto (Figura 3, página 11). Indicó que la tarifa de la Autoridad en realidad podría ser más alta debido a la forma en que se recupera la inversión de capital en la práctica (con una cantidad que disminuye todos los años según deprecia el activo), y la probabilidad de que las inversiones de endurecimiento de la red (tales como inversiones MiniGrid) crearían costos no generativos que no se reflejan en las tarifas presentadas.

458. La Sra. Sommer sostuvo en las páginas 20-21 de su Testimonio Presentado Anticipadamente que la Autoridad exageró el costo capital los sistemas solares fotovoltaicos al añadirle un factor de conversión innecesario de 1.3 entre la capacidad CC y CA como parte de su cálculo.⁵⁰² La Sra. Sommer sostuvo que el factor de capacidad está en unidades kWh_{AC}/kWh_{DC} y por lo tanto toma en cuenta la conversión entre la capacidad CC de los paneles solares y la energía CA que se provee a la red eléctrica.
459. La Sra. Sommer también sostuvo que la Autoridad subestimó el costo de nuevos generadores de gas natural de ciclo combinado. Indicó que los costos que proyecta la Autoridad son más bajos (en términos de \$ por kW) que los costos presentados en un proceso de subasta recientemente en Indiana para instalaciones más grandes, lo cual va en contra de la economía de escala esperada.⁵⁰³ La Sra. Sommer señaló que el aumento de 16% por construir en Puerto Rico debe, a fin de cuentas, acoger proyecciones de costo en Puerto Rico más altas, en vez de más bajas, que en los Estados Unidos.⁵⁰⁴
460. En su Informe Final, las LEO sostuvieron que el costo de energía solar distribuida es sustancialmente más bajo de lo que la Autoridad presupuso en su PIR, y que la Autoridad debió haber adquirido costos reales de la generación existente de clientes o instaladores en Puerto Rico, en vez de depender de las fuentes NREL.⁵⁰⁵ Las LEOs sostuvieron que la Autoridad presupuso que la generación distribuida es entre dos y cuatro veces más cara que en los Estados Unidos, con una diferencia que aumenta con el tiempo y que esto no se basa en costos reales en Puerto Rico.⁵⁰⁶ Las LEO sostuvieron, específicamente, que el Factor de Costo de Área de 16% del Departamento de Defensa no es consistente

⁵⁰² *Id.* páginas 20-21.

⁵⁰³ *Id.* páginas 21-22.

⁵⁰⁴ *Id.* páginas 22-23.

⁵⁰⁵ LEOs Alegato Final, 6 de marzo de 2020, páginas 10-11.

⁵⁰⁶ *Id.* página 11.



con los costos reales, por lo menos para energía solar de techo.⁵⁰⁷ Las LEO reiteraron muchos de estos puntos en su Informe de Respuesta.⁵⁰⁸

461. El Informe Final de las LEO sostuvieron que la generación distribuida podría contribuir “mucho más” a la red de lo que proyecta la Autoridad en el PIR Propuesto, si el costo de los sistemas distribuidos es menor de lo que estima la Autoridad y si la Autoridad ofrece “incentivos adecuados y de mejor integración”.⁵⁰⁹ Las LEO indicaron que si la generación distribuida contribuye más, entonces, “recaería menos carga de la construcción de nueva generación sobre la Autoridad y los consumidores.”⁵¹⁰
462. El Informe Final de las LEO reiteró el argumento de la Sra. Sommers (descrito anteriormente) de que el uso de un factor de conversión de CC a CA y el factor de capacidad producen estimados exagerados en cuanto al costo de energía solar a escala de servicio público.
463. El Informe de Respuesta de las LEO responde las preguntas hechas durante las vistas públicas y apoya o se opone a varias de las declaraciones hechas por otras Partes en sus Informes Finales. Con respecto a la solicitud del Negociado de Energía de proveer comentarios sobre el uso de sistemas solares de techo en vez de proyectos a escala de servicio público, lo cual es pertinente a esta sección del PIR Propuesto, las LEO sugirieron que la Autoridad provea un programa expedito para la interconexión automática de los sistemas PV distribuidos, así como la medición neta de electricidad para esos sistemas, luego de una inspección por un ingeniero independiente.⁵¹¹ Las LEO también sugirieron que la Autoridad debe entrar en coordinación con los dueños de los sistemas de almacenamiento y PV distribuidos para ganar visibilidad, y que la Autoridad debe compensar a los clientes por los servicios que estos recursos puedan proveerle a la red de suministro de electricidad.⁵¹²
464. El Informe de Respuesta de las LEO también responde a la solicitud del Negociado de Energía de proveer comentarios sobre las VPP (*i.e.*, intermediarios distribuidores) (*i.e.*, *aggregators*). Las LEO indicaron que es una “decisión que no se lamentará” (*no-regret decision*) el posicionar estos proyectos [iniciados y pagados por los clientes] por la respuesta en frecuencia

⁵⁰⁷ *Id.* página 12.

⁵⁰⁸ Véase, *e.g.*, LEOs Replica a Alegato, 20 de abril de 2020, en páginas 12-13.

⁵⁰⁹ LEOs Alegato Final, 6 de marzo de 2020, página 12.

⁵¹⁰ *Id.*

⁵¹¹ LEOs Replica a Alegato, 20 de abril de 2020, en página 3.

⁵¹² *Id.* página 4.



y otros servicios de red de suministro de electricidad que puedan proveer.”⁵¹³ Sin embargo, las LEO advirtieron que los agregados no deben ser la única manera de atraer los recursos distribuidos. Las LEO sugirieron que “se necesita un programa más profundo, holístico y proactivo para brindarles los beneficios de la generación distribuida a los puertorriqueños con ingresos limitados.”⁵¹⁴ En cuanto a la adquisición de las VPP, las LEO enfatizaron la importancia de cumplir cabalmente con los procesos de adquisición establecidos por las reglas⁵¹⁵ y hacer referencia a los procesos que se discutieron durante la vista evidenciaria, como lo serían las solicitudes de propuestas, el uso de aranceles y tarifas, y el uso de programas que fomenten EE y DR.⁵¹⁶ Las LEO indicaron que las cooperativas pueden ser modelos efectivos para promover la participación de las comunidades de bajos ingresos.⁵¹⁷

465. El Informe de Respuesta de las LEO señaló que la Autoridad no analizó de manera adecuada los recursos de viento, pues no tomó en cuenta sus patrones de producción de energía. El informe citó al Dr. Bacalao al señalar que esto fue “uno de los aspectos en el que pienso que nuestro análisis no fue exhaustivo.”⁵¹⁸ El Informe de Respuesta de las LEO no hace ninguna distinción entre los recursos de viento en tierra o costa afuera en relación con esta preocupación, o aclara qué tipo de recurso de viento ellos piensan que tiene un patrón de producción que complementa el solar.

c. Interventores sin fines de lucro (“NFPs” por sus siglas en inglés)

466. En su testimonio escrito para los NFP, el Dr. Eric Woychik testificó que los costos de los PV solares, el viento y las baterías han disminuido sustancialmente en la última década.⁵¹⁹ Recomendó que los DER, incluidos los solares y de almacenamiento, pero también la eficiencia energética y la respuesta a la demanda, pueden “orquestarse” para maximizar el valor.⁵²⁰ Señaló que los recursos que pueden aumentar, y en los que se puede confiar

⁵¹³ *Id.* página 8.

⁵¹⁴ *Id.* página 9.

⁵¹⁵ *Id.* páginas 9-10

⁵¹⁶ *Id.* página 10.

⁵¹⁷ *Id.* páginas 11-12.

⁵¹⁸ *Id.* página 22, con cita a Negociado de Energía en vivo, Vista Evidenciaria / CEPR-AP-2018-0001, YouTube (5 de febrero de 2020), <https://youtu.be/vIXWJt52Hfk?t=13073>.

⁵¹⁹ Interventores sin fines de lucro, Testimonio del Dr. Eric Woychik, 22 de octubre de 2019, páginas 7-8.

⁵²⁰ *Id.* página 9.



durante momentos de carga alta, tienen más valor y deben favorecerse.⁵²¹ Dr. Woychik también recomendó que el Negociado de Energía solo apruebe 1,000 MW de generación de la estación central que cuesta menos que el costo combinado de energía solar y almacenamiento (batería) o viento y almacenamiento (batería) de \$0.025/kWh.⁵²² Expresó su preocupación en cuanto a que, debido a que estos costos ahora están disponibles en los Estados Unidos, la generación de la estación central no será económica si cuesta más que este nivel.⁵²³

467. En su Informe Final, los NFP argumentaron que el sector de la electricidad se está “moviendo hacia la instalación de sistemas solares fotovoltaicos individuales con batería de apoyo,” y que el PIR de la Autoridad no refleja este hecho para conseguir los beneficios para sus clientes.⁵²⁴ Los NFP argumentaron que la resiliencia que ofrecen el sistema solar de techo y las baterías, impulsa una nueva realidad de mercado tras el Huracán María.⁵²⁵ Los NFP también argumentaron que, debido a que el sistema solar de techo y las baterías podrían evitar la necesidad de construir instalaciones de LNG y líneas de transmisión, usar estas tecnologías “disminuye el riesgo de que el abandono de la red de suministro de electricidad cree nuevos costos no recuperables (*stranded costs*).”⁵²⁶ Los NFP argumentan que el PIR no tomó en cuenta las centrales eléctricas virtuales (*virtual power plants*), y la Autoridad estuvo de acuerdo durante la vista evidenciaria que las VPP pueden sustituir otras centrales eléctricas.⁵²⁷
468. Los NFP indicaron que un “sistema solar tras el impuesto al contador” (“*solar behind the meter tax*”) asociado con el RSA propuesto aceleraría el abandono de la red de suministro de electricidad, empeoraría el flujo de caja de la Autoridad, y resultaría en un PIR Propuesto no viable.⁵²⁸ Argumentaron que los precios de electricidad altos fomentaría que los clientes abandonen la red de suministro de electricidad, lo cual disminuiría la “capacidad de Puerto Rico de

⁵²¹ *Id.* página 11.

⁵²² *Id.* página 14.

⁵²³ *Id.*

⁵²⁴ NFPs Alegato Final, 6 de marzo de 2020, página 8.

⁵²⁵ *Id.* página 9

⁵²⁶ *Id.* página 10

⁵²⁷ *Id.* páginas 10-11.

⁵²⁸ *Id.* páginas 12-13



pagar por soluciones energéticas sensatas”.⁵²⁹ Los NFP apoyan un “esfuerzo colaborativo” entre la Autoridad, el Negociado de Energía, los clientes, y los proveedores de DER, para reducir los costos y minimizar el abandono de la red de suministro de electricidad.⁵³⁰

d. Progression Energy

469. En su Testimonio Presentado Anticipadamente, el Sr. Kevin Bannister testificó, a favor de Progression Energy, sobre la disponibilidad y potencial atractivo económico de los recursos de la energía eólica marina para Puerto Rico. El Sr. Bannister presentó evidencia de que los costos del viento costa afuera han bajado en otras partes del mundo recientemente, y que las proyecciones recopiladas por el Departamento de Energía de EE. UU. muestran que los expertos esperan que los precios sigan bajando.⁵³¹ El Sr. Bannister señaló que se espera que los recursos de energía eólica marina tengan costos nivelados en algunos lugares de entre \$60-\$70/MWh, una vez que la industria alcance economías de escala.⁵³² El Sr. Bannister testificó que la Autoridad cometió un error al considerar que la energía eólica marina tendría el mismo patrón diario de generación eólica terrestre, a base a los datos del Centro Nacional de Boyas Colectoras de Datos (*National Data Buoy Center*).⁵³³ Él usa una relación a escala (*scaling relation*) para calcular las velocidades del viento a la altura de las turbinas de viento (porque las boyas actuales no son tan altas como una turbina), luego traza esta velocidad del viento a la producción que se espera de una turbina de viento de Siemens.⁵³⁴ El Sr. Bannister mostró que, en base a su análisis, la energía eólica marina tiene una forma de carga sustancialmente diferente a la eólica terrestre y a los sistemas de energía solar fotovoltaicos, según se muestra en la Figura 12.⁵³⁵ El Sr. Bannister concluyó su testimonio con recomendaciones para realizar más análisis, y argumentó que el PIR no debe aprobarse sin una evaluación adecuada de todos los recursos de generación.⁵³⁶ Señaló que la tecnología de Progression Energy permite que se desarrolle cerca

⁵²⁹ *Id.* página 16.

⁵³⁰ *Id.*

⁵³¹ Progression Energy, Testimony of Mr. Kevin Bannister, 23 octubre 2019, líneas 92-108.

⁵³² *Id.* líneas 115-129.

⁵³³ *Id.* líneas 185-219.

⁵³⁴ *Id.* líneas 221-234

⁵³⁵ *Id.* líneas 247-253

⁵³⁶ *Id.* líneas 266-273.



de la costa norte de Puerto Rico, y recomienda que se incluyan en el PIR hasta 500 MW de viento costa afuera.⁵³⁷

e. Solar and Energy Storage Association – Puerto Rico (SESA-PR)

470. En su Testimonio Presentado Anticipadamente, el Sr. Patrick J. Wilson recomendó cambios a algunas de las presunciones sobre la adopción de energía solar y almacenamiento distribuidos. Identificó varios proyectos actuales y probables proyectos futuros que según él no se han tomado en cuenta en el PIR Propuesto, como lo serían los fondos bajo la Subvención en Bloque para el Desarrollo Comunitario para la Recuperación ante Desastres para generación distribuida (\$400 millones), los pagos para los REC, las reducciones en costos para la innovación, agregados de la generación y almacenamiento, las opciones financieras emergentes, la adopción de almacenamiento con energía solar como práctica común tras el Huracán María, y las nuevas compañías que ofrecen energía solar y almacenamiento de nuevas maneras.⁵³⁸ Mr. Wilson sugirió que la generación distribuida se analice de manera más profunda que la presentada en el PIR Propuesto.⁵³⁹
471. Durante la vista evidenciaria, el Sr. Wilson testificó que es muy raro que los clientes que instalan sistemas solares y de almacenamiento hoy día quieran abandonar la red de suministro de electricidad.⁵⁴⁰ Señaló que como el cargo mensual por la conexión es solo cuatro dólares al mes, aún si el sistema pudiera suplir el cien por ciento del consumo del cliente, vale la pena hacer el pago de dicha cantidad baja para poder usar la red de suministro de electricidad como reserva de seguridad. El Sr. Wilson testificó que la medición neta fiel promueve la certeza de los clientes, la estabilidad del mercado y el crecimiento de la energía solar.⁵⁴¹ También señaló que el RSA propuesto fomentaría el abandono de la red de suministro de electricidad.
472. El Informe de Respuesta de SESA-PR consiste en secciones identificadas de los Informes presentados por otros Terceros Interventores con los que SESA-PR está de acuerdo. Muchos de éstos están relacionados con los temas discutidos en esta sección, y estos puntos se discuten en los materiales presentados por la parte.

⁵³⁷ *Id.* líneas 274-277.

⁵³⁸ SESA-PR, Testimonio de Patrick J. Wilson, 23 de octubre de 2019, páginas 15-16.

⁵³⁹ *Id.* página 16.

⁵⁴⁰ Vista Evidenciaria, 4 de febrero de 2020, 1:49-1:50.

⁵⁴¹ *Id.* 1:50-1:51.



f. Sunrun

473. En su Testimonio Presentado Anticipadamente, el Sr. Christopher Rauscher testificó en apoyo del uso de recursos solares y de almacenamiento por distribución agregada (*aggregated*) como lo serían las centrales eléctricas virtuales (las VPP, por sus siglas en inglés). Bajo dicha configuración, los bienes distribuidos pueden ser monitoreados y administrados como un recurso que se puede despachar a múltiples niveles de agregación (*aggregation*).⁵⁴² El Sr. Rauscher señaló que las VPP pueden proveer los mismos servicios que las facilidades de almacenamiento más grandes (como por ejemplo, servicios de mayor demanda y aumento (*peak and ramping services*), capacidad de reserva inmediata disponible, y (soporte de frecuencia),⁵⁴³ y además proveen capacidades exclusivas a base del lugar en la red de suministro de electricidad (como por ejemplo, apoyo de transmisión localizada, reducción de la carga de la red de distribución, manejo del voltaje, y resiliencia en áreas pequeñas).⁵⁴⁴
474. El Sr. Rauscher también testificó que él piensa que los recursos distribuidos pueden ser más rentables que los recursos centralizados ya que evitan las pérdidas en las líneas y pueden aprovechar las contribuciones de los clientes a los costos del sistema.⁵⁴⁵ El costo del servicio puede ser más bajo que los recursos de almacenamiento en grandes cantidades porque el cliente contribuye al costo para obtener los servicios de resiliencia local.⁵⁴⁶
475. El Sr. Rauscher señaló que el Dr. Bacalao dijo durante la Conferencia Técnica que la idea de las centrales eléctricas virtuales está “insertado” en el PIR Propuesto.⁵⁴⁷ El Sr. Rauscher recomendó la idea de las VPP se expresen de manera explícita.⁵⁴⁸ Mr. Rauscher expresó su preocupación de que si los recursos de almacenamiento detrás del contador no se explican explícitamente y se usan como recursos de la red de suministro de electricidad, la Autoridad adquirirá almacenamiento en grandes cantidades para proveer ese servicio, lo cual resultará en un costo de capital duplicado para Puerto Rico.⁵⁴⁹ Señaló que la idea de las VPP es compatible con el PIR Propuesto, el cual incluye el

⁵⁴² Sunrun, Testimonio de Christopher Rauscher, 23 de octubre de 2019, página 4.

⁵⁴³ *Id.*

⁵⁴⁴ *Id.* página 5.

⁵⁴⁵ *Id.* páginas 5-6.

⁵⁴⁶ *Id.* página 7.

⁵⁴⁷ *Id.* páginas 3-4.

⁵⁴⁸ *Id.* páginas 8-9.

⁵⁴⁹ *Id.* página 9.



desarrollo de recursos solares y de almacenamiento sustanciales dentro de los próximos años, y que las VPP pueden eliminar la mayoría de los costos de tierra e interconexión y reducir la necesidad de la capacidad de transmisión y de la capacidad de reserva inmediata disponible (*spinning reserves*).⁵⁵⁰

476. El Sr. Rauscher calcula una posible escala para el sistema solar de VPP y almacenamiento para residencias en Puerto Rico a 6.6 GW de solar y 12.4 GWh de almacenamiento.⁵⁵¹ Señaló que esta escala indica que “no hay ningún límite superior práctico” si la intención de la Autoridad es desarrollar las VPP.⁵⁵² Mr. Rauscher describió la infraestructura de comunicación necesaria para la coordinación y la intermediación y distribución relacionadas con las VPP, y señaló que pueden usarse chips celulares o redes inalámbricas de clientes, para no necesitar una red de comunicación de servicios públicos aparte.⁵⁵³ También señaló que las baterías agregadas de distribución (*aggregated batteries*) también podrían responder a las listas o las señales de precio de la Autoridad, sin tener que integrarse a los centros de control de la Autoridad.⁵⁵⁴ El Sr. Rauscher describe las opciones flexibles disponibles para la Autoridad y los intermediarios distribuidores para pagar por los servicios brindados sin hacer cambios en los procesos de facturación o las estructuras de precios; la Autoridad le pagaría al intermediario distribuidor quien entonces podría ofrecerles varias formas de remuneración a los participantes.⁵⁵⁵
477. El Sr. Rauscher sugirió que la intermediación y distribución relacionadas con las VPP pueden adquirirse de manera rentable: definiendo la necesidad, no la solución; compartiendo la información; promoviendo la creatividad de los proveedores; valorando la modularidad y la flexibilidad; y evaluando las opciones de manera holística.⁵⁵⁶ El Sr. Rauscher indicó que las VPP pueden apoyar un modelo MiniGrid, si la Autoridad y el Negociado de Energía escogen ese modelo.⁵⁵⁷ Sugirió que los edificios públicos (incluidas las escuelas, los edificios municipales y la vivienda pública) podrían un buen anfitrión para

⁵⁵⁰ *Id.* páginas 11-12.

⁵⁵¹ *Id.* página 14.

⁵⁵² *Id.*

⁵⁵³ *Id.* página 15.

⁵⁵⁴ *Id.* página 16.

⁵⁵⁵ *Id.* páginas 16-17.

⁵⁵⁶ *Id.* páginas 18-19.

⁵⁵⁷ *Id.* páginas 19-20.



recursos de almacenaje y de energía sola agregada, a la vez que ofrecerían beneficios de resiliencia.⁵⁵⁸

478. Durante la vista evidenciaria, el consultor del Negociado de Energía le preguntó al Sr. Rauscher si los sistemas solares fotovoltaicos pueden implementarse a la escala contemplada por el PIR Propuesto sin las ganancias o los costos de adquisición de los clientes.⁵⁵⁹ El Sr. Rauscher testificó que, en el caso en el que los clientes obtienen sistemas distribuidos de PV solares de manera independiente, que es lo que asume el PIR, los costos de adquisición de los clientes y otros costos variables (*soft costs*) son más altos que los costos por equipo. También testificó que el desarrollador/instalador debe tener alguna ganancia para sentirse motivado a continuar en el negocio. El Sr. Rauscher identificó un caso hipotético alterno, en el que – si la Autoridad estuviera interesada en protegerse contra el abandono de la red de suministro de electricidad – la Autoridad podría desarrollar una estructura en la que la empresa de servicio público es la compradora (*off-taker*) de la energía, y los clientes podrían ser intermediarios distribuidores (*aggregated*) para la instalación por lote (*batched installation*).⁵⁶⁰ En este caso, testificó que el cliente recibiría algún ahorro en sus facturas y energía confiable, mientras que el desarrollador recibe un rendimiento razonable, e incurre en costos más bajos de adquisición del cliente.
479. Durante la vista evidenciaria, al preguntársele sobre el abandono de la red de suministro de electricidad que está ocurriendo hoy día, el Sr. Rauscher testificó que su firma determina el tamaño de los sistemas para mantener a los clientes en la red de suministro de electricidad, lo cual él piensa que es más económico para el cliente y para la empresa de servicio público.⁵⁶¹ Luego, durante las vistas, el Sr. Rauscher testificó que las VPP pueden ser una protección contra el abandono de la red de suministro de electricidad porque los participantes en las VPP pueden proveerle un servicio a la empresa de servicio público y recibir remuneración por ese servicio, y a la vez retener la resiliencia para sus hogares.⁵⁶² El Sr. Rauscher testificó que casi todos los sistemas solares en Puerto Rico están siendo instalados con almacenamiento,⁵⁶³ pero que el almacenamiento no está siendo utilizado como un recurso para el servicio

⁵⁵⁸ *Id.* páginas 20-21.

⁵⁵⁹ Vista Evidenciaria, 4 de febrero de 2020, sesión de la tarde, 2:57-2:58.

⁵⁶⁰ *Id.*, 2:58-2:59

⁵⁶¹ *Id.*, 1:49.

⁵⁶² Vista Evidenciaria, 7 de febrero de 2020, sesión matutina, 3:41-3:43.

⁵⁶³ *Id.* 3:40-3:41



público. Por lo tanto, testificó que “probablemente Puerto Rico tiene o pronto tendrá el recurso de VPP más grande del mundo sin usar.”⁵⁶⁴

480. El Informe Final de Sunrun indicó que el testimonio del Sr. Rauscher y de otros peritos, incluido el de los testigos de la Autoridad, apoya la conclusión de que las VPP pueden proveer servicios indistinguibles de los provistos por la generación máxima (*peaker*) de los combustibles fósiles; que las VPP de “muchas maneras” son superiores a otras opciones de recursos (incluidas las energías renovables a escala de servicio público); que es sencillo obtener las VPP usando las RFP, tarifas o programas; que es sencillo construir y hacer crecer las VPP debido a su naturaleza modular; que las VPP pueden ayudar a aplazar los gastos de la infraestructura de transmisión; y que los clientes de los sistemas solares y de almacenamiento constituyen recursos de VPP sin usar de los que se hace uso cada día.⁵⁶⁵

g. Wartsila

481. En su testimonio como perito, el Sr. Brian Fladger de Wartsila señaló que la Autoridad ha considerado precios para las tecnologías de motores de combustión interna alternativos (“RICE,” por sus siglas en inglés) que son incorrectos.⁵⁶⁶ Indicó que la Autoridad usó una cotización de Wartsila de 2015 para llegar al costo usado en el PIR Propuesto, pero que los precios actuales de Wartsila son mucho más bajos que los considerados por la Autoridad.⁵⁶⁷ Específicamente, señaló que los precios actuales de Wartsila para los motores RICE fluctúan entre \$872 y \$981/kW, y la Autoridad ha considerado un costo con instalación de más de \$1,600.⁵⁶⁸ El Sr. Fladger indicó que la Autoridad debió haber contactado a los proveedores para obtener la información más precisa sobre los precios, en vez de aumentarlos en base a una cotización del 2015.⁵⁶⁹
482. El Sr. Fladger también señaló que la Autoridad debió haber tomado en cuenta aspectos adicionales del rendimiento de nuevas y potenciales unidades de generación. En particular, indicó que la Autoridad debió haber tomado en cuenta los costos iniciales al evaluar y tomar como modelo RICE y los

⁵⁶⁴ *Id.* 3:42-3:43.

⁵⁶⁵ Sunrun Alegato Final, 6 de marzo de 2020, párrafo 1 (página 0) y párrafo 11 (páginas 12-13)

⁵⁶⁶ Wartsila, Testimonio del Sr. Brian Fladger, página 6.

⁵⁶⁷ *Id.*

⁵⁶⁸ *Id.* páginas 6-7.

⁵⁶⁹ *Id.* página 7.



generadores de ciclo combinado.⁵⁷⁰ Señaló que las centrales de ciclo combinado que dan inicio 300 veces al año (aproximadamente diariamente) incurrirían en costos de \$5,000 a \$10,000 por cada inicio, y además incurrirían en costos de O&M más altos (\$5/MWh en vez de los \$1.75/MWh considerados por la Autoridad).⁵⁷¹ El Sr. Fladger también señaló que el modelo considerado por la Autoridad debió haber diferenciado entre RICE y las unidades de ciclo combinado con respecto al tiempo de inactividad mínimo.⁵⁷²

483. En su Informe Final, Wartsila señaló que la Autoridad utilizó como modelo información incorrecta en relación con RICE y las unidades de CCGT (según de discute en detalle en el testimonio del Sr. Fladger). Wartsila criticó el testimonio de refutación del Dr. Bacalao sobre los costos de instalación, e indicó que Wartsila está en mejor posición que la Autoridad para saber el costo de instalación de sus productos.⁵⁷³ Wartsila señaló que la Autoridad debió haber usado los precios que el Sr. Fladger proveyó en su testimonio.⁵⁷⁴ En cuanto a los costos de inicio, Wartsila arguyó que al excluir estos costos, los cuales el Dr. Bacalao señaló que debieron haber sido incluidos, el PIR Propuesto no refleja los costos correctos.⁵⁷⁵ De igual manera, Wartsila indicó que el modelo tomado por la Autoridad no hace distinción entre RICE y las unidades de CCGT con respecto al tiempo de inactividad mínimo, por lo que no refleja una ventaja de las unidades RICE.⁵⁷⁶ Wartsila señaló que las unidades RICE son más flexibles que las CCGT, y por lo tanto son más adecuadas para la integración renovable.⁵⁷⁷

h. Windmar

484. El testimonio escrito del perito Víctor González discute el hecho que el PIR Propuesto no trata el asunto del almacenamiento a una escala que no sea a escala de servicio público.⁵⁷⁸ Recomienda que se pague el almacenamiento por los servicios auxiliares provistos, y que la conexión sea sencilla.⁵⁷⁹ Sugiere que,

⁵⁷⁰ *Id.* página 9.

⁵⁷¹ *Id.* página 10.

⁵⁷² *Id.* páginas 10-11.

⁵⁷³ Wartsila Alegato Final, 6 de marzo de 2020, páginas 5-6.

⁵⁷⁴ *Id.* páginas 5-6.

⁵⁷⁵ *Id.* página 7

⁵⁷⁶ *Id.* páginas 7-8

⁵⁷⁷ *Id.* página 8.

⁵⁷⁸ Windmar Group, Testimonio del Sr. Víctor González, 23 de octubre de 2019, página 3.

⁵⁷⁹ *Id.*



en su experiencia, el almacenamiento *in situ*, con generación solar, es el sistema ideal.⁵⁸⁰

485. Durante la vista evidenciaria, el consultor del Negociado de Energía le preguntó al Sr. González si las PV solares pueden implementarse a la escala contemplada en el PIR Propuesto sin ganancias o costos de adquisición de los clientes.⁵⁸¹ El Sr. González testificó que los costos de adquisición de los clientes por lo general son muy altos, pero podrían reducirse a casi nada si la implementación se hiciera para un gran número de casas a la misma vez y en conjunto con la empresa de servicio público. También testificó que, como hombre de negocios, su objetivo es maximizar la ganancia. Señaló que esta ganancia remunerara al desarrollador por desarrollar el proyecto y por el riesgo de rendimiento.
486. Durante la Vista Evidenciaria, el Sr. González también testificó sobre si los clientes a los que su compañía les provee servicios de energía solar y almacenamiento tienen la capacidad de abandonar la red de suministro de electricidad.⁵⁸² Testificó que su compañía les recomienda a los clientes que no instalen suficiente almacenamiento para satisfacer todas sus necesidades, pues la mayoría de los hogares tienen la oportunidad de tener ganancias en base a la eficiencia energética. Su compañía sí educa a sus clientes sobre cómo identificar sus cargas críticas para poder determinar el tamaño del sistema para mantener un servicio con buena capacidad resiliente con respecto a esas cargas. También testificó que él piensa que si se aprueba el RSA con lo que él llamo un “impuesto solar,” los clientes adquirirán paneles y baterías adicionales para desconectarse de la red de suministro de electricidad por completo.⁵⁸³

3. Refutación e informes de la Autoridad

a. Testimonio de refutación de la Autoridad

487. El 20 de diciembre de 2019, el Dr. Nelson Bacalao presentó un testimonio de refutación que atendió muchos de los puntos traídos por testigos interventores sobre el costo y/o desempeño de las nuevas opciones de generación.
488. En cuanto a la energía eólica marina y terrestre, el Dr. Bacalao presentó el costo nivelado de energía eólica marina y terrestre generada, utilizando el 2019 NREL ATB que contiene costos proyectados para energía eólica marina. El Dr.

⁵⁸⁰ *Id.* página 4.

⁵⁸¹ Vista Evidenciaria, 4 de febrero de 2020, sesión de la tarde, 2:55-2:57.

⁵⁸² *Id.* 1:47-48.

⁵⁸³ *Id.* 1:49.



Bacalao demostró que, utilizando las suposiciones de la Autoridad, ambas la energía eólica marina y terrestre son más costosas, en una base LCOE, que la energía solar fotovoltaica en ambos el escenario de demanda moderada y demanda baja.⁵⁸⁴

489. El Dr. Bacalao abordó el riesgo de que el costo de generación fuese más alto porque los desarrolladores puedan no tener acceso a capital con tasas de interés razonables. El Dr. Bacalao argumentó que este riesgo aplica igualmente a todas las opciones de generación o almacenamiento y que esta críticamente atado a la solvencia del intermediario financiero del proyecto (es decir, la Autoridad).⁵⁸⁵
490. El Dr. Bacalao aborda la suposición del testigo Interventor sin fines de lucro Woychik de que la energía solar fotovoltaica y almacenamiento pueden obtenerse a un costo de \$25/MWh. Indicó que el PIR fue desarrollado utilizando costos NREL ATB, ajustados para factores específicos de Puerto Rico (incluyendo costos de importación, tierra y trabajo), y que costos de \$25/MWh están en “el campo bien bajo” de PPA’s solares bien recientes en los E.U. y en otros países.⁵⁸⁶
491. El Dr. Bacalao abordó la preocupación traída por el perito de EDF el Dr. Stanton que el PIR Propuesto subestima el riesgo de las plantas de gas de convertirse en activos varados porque su tiempo de vida se extiende pasado el 2050, cuando toda la generación debe ser renovable. Él explícitamente indicó que todas las unidades de combustible fósil están “complemente amortizadas para el 2050” y demuestra como el costo efectivo de capital de opciones de generación incrementa con su fecha de instalación.⁵⁸⁷
492. El Dr. Bacalao abordó varias preocupaciones traídas por el Sr. Fladger de Wartsila sobre el modelaje y suposiciones sobre el costo y desempeño de las unidades RICE y otros generadores de combustible fósil. El Dr. Bacalao indicó que la intención es que los costos de generador utilizados en el análisis de la Autoridad sean razonables y basados en costos alcanzables, incluyendo cualesquiera costos añadidos para ejecutar proyectos en Puerto Rico y los costos de los dueños “tales como desarrollo, manejo de proyecto, impuestos, financiamiento, interconexión de proyecto, etc.”⁵⁸⁸ En cuanto al desempeño

⁵⁸⁴ Autoridad, Testimonio de Refutación del Dr. Nelson Bacalao, 20 de diciembre de 2019, páginas 2-3.

⁵⁸⁵ *Id.* página 4.

⁵⁸⁶ *Id.* página 5.

⁵⁸⁷ *Id.* páginas 9-10.

⁵⁸⁸ *Id.* páginas 11-12.



asumido en el modelaje de Aurora, especialmente en relación a tiempos de actividad y tiempos de inactividad, el Dr. Bacalao indicó que el modelo Aurora opera con una resolución de no menos de una hora (y dos horas en el modo LTCE), así que el desempeño en tiempos asignados más cortos que este “no habría una diferencia en la selección de tecnologías.”⁵⁸⁹ El Dr. Bacalao reconoció que el modelo de la Autoridad no consideró los costos iniciales pero argumentó que es improbable que los costos añadidos cambien la decisión de selección de equipos porque las compañías que están comenzando operaciones (startups) están impulsadas por la necesidad de minimizar la reducción renovable.⁵⁹⁰

493. El Dr. Bacalao respondió a dos argumentos del testimonio del Dr. Irizarry Rivera de parte de LEO: i) que de acuerdo con los cálculos del Dr. Irizarry Rivera el proyecto solar residencial es menos caro que el proyecto solar a gran escala que modela la Autoridad, y ii) que la Autoridad debe depender exclusivamente de energía solar fotovoltaica residencial (en vez de a gran escala). En el primer punto, el Dr. Bacalao sugirió que la diferencia en el financiamiento de proyectos (comercial, financiamiento por tercero vs. un préstamo personal) puede ocasionar diferencias en el precio resultante.⁵⁹¹ Indicó además que los préstamos personales puede que no estén disponibles a todos los hogares requeridos para electrizar la red con energía solar fotovoltaica residencial,⁵⁹² y que el Dr. Irizarry Rivera depende de precios de Estados Unidos de NREL (en vez de precios específicos a Puerto Rico), mientras que la Autoridad ajustó los precios de Estados Unidos para tomar en cuenta los costos de Puerto Rico.⁵⁹³ El Dr. Bacalao adicionalmente argumentó que “la Autoridad no puede prudentemente planificar el sistema dependiendo de generación propiedad de los clientes que puede que aparezca o no en las cantidades requeridas.”⁵⁹⁴
494. En cuanto al argumento del Dr. Irizarry Rivera de depender de sistemas de energía solar fotovoltaica residenciales y no a gran escala, el Dr. Bacalao argumentó que la Autoridad “...simplemente no puede esperar que cantidades adecuadas de capacidad de energía solar fotovoltaica residencial y capacidad de almacenamiento de energía se materializará.”⁵⁹⁵ Además, argumentó que

⁵⁸⁹ *Id.* página 11.

⁵⁹⁰ *Id.*

⁵⁹¹ *Id.* página 16.

⁵⁹² *Id.* página 17.

⁵⁹³ *Id.* páginas 17-18.

⁵⁹⁴ *Id.* página 16.

⁵⁹⁵ *Id.* página 21.



para cumplir con la necesidad agregada de servicios de energía, capacidad y servicios auxiliares, la Autoridad requiere control sobre un conjunto de recursos, "...que puede despachar según las necesidades y contingencias que dictaminen del sistema. Los recursos de energía solar fotovoltaica a gran escala, en conjunto con los sistemas de almacenamiento de energía de batería, pueden calificar como tales recursos, así como la capacidad de generación a gas."⁵⁹⁶

495. El Dr. Bacalao respondió al testimonio del Sr. González, de Windmar, en cuanto al almacenamiento distribuido y a gran escala. El Dr. Bacalao indicó que el almacenamiento es un recurso crítico para la operación de la red según incrementa la introducción de energía renovable, pero que la Autoridad no debe depender de almacenamiento distribuido instalado por clientes porque no podría garantizar que serían provistos la cantidad necesaria y nivel de control.⁵⁹⁷

b. Informes finales e informes de respuesta de la Autoridad

496. El Informe Final de la Autoridad brevemente resume la estrategia presentada en el mismo PIR Propuesto sobre opciones nuevas de generación.
497. El Informe de Respuesta de la Autoridad responde a críticas sobre la imposición de límites de modelaje en el ritmo de instalación de la energía solar fotovoltaica y almacenamiento, arguyendo que otras partes críticas "no han ofrecido evidencia estableciendo que los límites son irrazonables, ni han demostrado que la Autoridad no está finalmente restringida en cuanto al ritmo en que los recursos renovables y de almacenaje pueden realmente ser añadidos."⁵⁹⁸ La Autoridad adicionalmente indicó que:

Dadas las restricciones que la Autoridad, un potencial concesionario de T&D y desarrolladores de energía solar fotovoltaica y sistemas de almacenamiento de energía de batería inevitablemente enfrentarán, según documentado en el Informe Principal del PIR Propuesto en la Parte 6.4.6, sencillamente no es realista, ni sería responsable, para el PIR Propuesto asumir que Puerto Rico puede lograr un uso rápido de energía solar fotovoltaica y de sistemas de almacenamiento de energía de batería ("BESS") a lo reflejado en el Plan de Acción. La evidencia presentada a través de estos

⁵⁹⁶ *Id.*

⁵⁹⁷ *Id.* página 22.

⁵⁹⁸ PREPA Alegato Final, 20 de abril de 2020, página 17.



procedimientos establece que el Plan de Acción, el cual alcanza 40% de introducción de energía renovable casi inmediatamente, contempla uno de los ritmos más rápidos de desarrollo y capacidad de integración de energía solar fotovoltaica y almacenamiento de energía de batería que se ha logrado en todo el mundo.⁵⁹⁹

498. La Autoridad añadió:

Que habrá límites a cuánta capacidad de energía solar fotovoltaica y BESS puede ser añadida al sistema de la Autoridad cada año lo que es una cuestión de sentido común. Solo hay ciertos proyectos de interconexión que la Autoridad puede supervisar y físicamente atender en un periodo determinado, y hay preocupaciones prácticas, de seguridad y confiabilidad que restringen cuánta capacidad puede ser añadida más o menos, concurrentemente a un sistema de transmisión operativo.⁶⁰⁰

499. El Informe de Respuesta de la Autoridad atendió las contribuciones relativas de generación renovable distribuida y gran escala, en respuesta a las críticas de que el PIR no pone suficiente confianza en recursos de energía distribuida. La Autoridad indicó que el PIR Propuesto asume la disponibilidad de “cantidades sustanciales de generación distribuida.”⁶⁰¹ Además, la Autoridad indicó que el análisis de PIR Propuesto:

...demuestra que los incentivos a los clientes para que desarrollen generación propiedad de los clientes continuarán a través del periodo de planificación y por tanto las proyecciones de la demanda es que continuará a niveles altos la introducción de generación propiedad de los clientes, tales como instalaciones de energía solar fotovoltaica residenciales, y recursos que pueden agregarse a través de [centrales eléctricas virtuales (VPPs, por sus siglas en inglés)]. Aun así, las pruebas del LTCE del PIR Propuesto claramente demuestran que las cantidades sustanciales de generación distribuida (incluyendo proyectos solares residenciales y otras formas de generación propiedad de clientes), eficiencia de energía y

⁵⁹⁹ *Id.* páginas 19-20.

⁶⁰⁰ *Id.* página 21.

⁶⁰¹ *Id.* página 23.



respuesta a la demanda anticipadas durante el horizonte de planificación no serían suficientes para cumplir con la demanda proyectada, y necesitarían estar complementadas por grandes cantidades de generación renovable a gran escala, como de cantidades más pequeñas pero aún sustanciales de capacidad de generación gas.⁶⁰²

500. La Autoridad reiteró la declaración del Dr. Bacalao durante la Vista Evidenciaria de que la generación distribuida y los recursos de almacenamiento pueden ser agregados para jugar un rol de recursos a gran escala.⁶⁰³
501. En su Informe de Respuesta, la Autoridad responde a la crítica de LEO del costo capital de las plantas de gas describiendo el uso de la herramienta de estimación de costos PEACE, la cual la Autoridad indicó es una herramienta y método de estimación de costos ampliamente aceptada.⁶⁰⁴ La Autoridad enfatizó que el análisis del PIR trató a todos los recursos de generación consistentemente.⁶⁰⁵
502. El Informe de Respuesta de la Autoridad también atendió cálculos particulares hechos por expertos para interventores sobre el costo de energía solar fotovoltaica. En particular, atiende el testimonio de la Sra. Anna Sommer (resumido abajo) al clarificar que el factor de capacidad utilizado para calcular el costo nivelado (y producción) de energía solar fotovoltaica es enteramente un factor de capacidad AC (sin la conversión entre DC y AC incluida).
503. La Autoridad atendió las preocupaciones de otras Partes sobre el cálculo del costo de generación distribuida. La Autoridad indicó que los precios de proyectos solares residenciales no deben ser la base sobre la cual desarrolla su plan de recursos.⁶⁰⁶ La Autoridad reiteró el argumento del Dr. Bacalao que la Autoridad “no puede tomar prudentemente decisiones de planificación de recursos con la esperanza de que miles y miles de instalaciones de almacenamiento solar de residenciales serán contratadas, financiadas, instaladas y mantenidas por los próximos par de años para que puedan proveer grandes cantidades de capacidad y energía que Puerto Rico va a requerir de

⁶⁰² *Id.* página 24.

⁶⁰³ *Id.*

⁶⁰⁴ *Id.* páginas 25-26.

⁶⁰⁵ *Id.* página 26.

⁶⁰⁶ *Id.* página 44.



recursos de energía solar fotovoltaica.”⁶⁰⁷ La Autoridad adicionalmente argumentó que los costos de generación distribuida no afectan directamente la cantidad de recursos distribuidos que modeló el PIR, que el PIR asume que los clientes continuarán teniendo una fuerte iniciativa para instalar energía solar fotovoltaica, resultando en una necesidad de recursos a gran escala que es “sustancialmente menor de lo que sería de otra manera,”⁶⁰⁸ y que aunque los recursos distribuidos costaran menos que lo que el PIR asume, las conclusiones del PIR no se afectarían.⁶⁰⁹

504. En cuanto al uso de un RFP para determinar los costos de los recursos ante un PIR Propuesto, la Autoridad argumentó que es apropiado usar un “estimados de costos basados en las fuentes de información estándares de la industria,”⁶¹⁰ en vez de “poner el carro delante de los caballos teniendo a la Autoridad corriendo múltiples RFPs para recursos de generación antes de que haya tenido el beneficio del análisis de PIR Propuesto para darle forma a estos RFPs.”⁶¹¹

4. Discusión

a. Uso del agregado por costo del área del DoD

505. La Autoridad usó un 16% de factor de costo capital para incrementar el costo de casi todas las tecnologías consideradas en el PIR.⁶¹² El factor de costo está basado en el Factores de Costo de Área del Departamento de la Defensa (“DoD” por sus siglas en inglés) de EEUU.⁶¹³ El Departamento de Defensa utiliza factores de costo como este para estimar cómo los costos para la construcción de facilidades militares variarán entre distintas localizaciones dentro de los Estados Unidos y alrededor del mundo.⁶¹⁴ La Autoridad utiliza este factor para reflejar su creencia que el desarrollo y despliegue de tecnologías de generación de energía es más costoso en Puerto Rico que en los Estados Unidos

⁶⁰⁷ *Id.*

⁶⁰⁸ *Id.* página 45

⁶⁰⁹ *Id.*

⁶¹⁰ *Id.* página 47

⁶¹¹ *Id.*

⁶¹² La única nueva tecnología que fue modelada sin este agregado de costos fue almacenamiento de energía a gran escala.

⁶¹³ PIR Propuesto, páginas 6-11.

⁶¹⁴ U.S. Army Corps of Engineers, 16 mayo 2019. “DOD AREA COST FACTORS (ACF) PAX”, página 1. Accedido en <https://usace.contentdm.oclc.org/utils/getfile/collection/p16021coll8/id/4046>.



continentales,⁶¹⁵ en ausencia de los costos actuales o precios ofrecidos para tecnologías de nueva generación para instalación en Puerto Rico.

506. Las tecnologías de generación de energía no son construcción típica. Materiales locales forman una porción relativamente pequeña de los materiales (y más aún, el valor de los materiales) utilizados para construir un generador. Gran parte del costo es para equipo que se construye en fábricas en otros sitios (como turbinas de gas o paneles solares), y entonces se mueve al sitio. La fracción de costos por trabajo (relacionado a materiales) también puede ser bastante distinta de la construcción típica. Estos factores nos hacen dudar sobre el uso de un agregado de costos desarrollado para usarse en construcción típica.
507. Sin embargo, entendemos que hay costos adicionales para construcción de generadores en Puerto Rico, tales como aquellos relacionados a la transportación de materiales por mar desde los E.U. continentales. La Autoridad ha aplicado 16% de agregado al costo de capital de todas las tecnologías,⁶¹⁶ y así de esta manera el agregado no da forma de manera significativa al resultado del modelaje que compara las distintas opciones. Los generadores de combustible fósil son menos capital intensivos (por kWh generado) que la energía solar fotovoltaica, porque también tienen costo de combustible, así que el uso de la Autoridad de un agregado de costos de capital uniforme puede levemente favorecer las opciones de combustible fósil. La Autoridad toma en cuenta el costo para entregar combustible a Puerto Rico, según discutido en la Parte III(F). Aun con el agregado la energía solar fotovoltaica generalmente permanece menos costosa que cualquier otra de las opciones de combustible fósil, en una base de LCOE, y la Autoridad no ha aplicado el agregado al almacenamiento de batería que acompaña la energía solar fotovoltaica. Por lo tanto, el Negociado de Energía concluye que el uso del agregado de costo no ha tenido un efecto fuerte o parcializado en el Plan de Acción del PIR propuesto.
508. Considerando el balance de la evidencia en este procedimiento, el Negociado de Energía decide que el uso del agregado de costo uniforme de 16% **ES ACEPTABLE** para propósitos de planificación del PIR propuesto. Sin embargo, el Negociado de Energía está deseando saber los costos y precios reales que vendrán de solicitudes competitivas vislumbradas en el Plan de Acción (y discutidas en la Parte IV). Además, para PIRs futuros, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a no descansar en un factor de costo de este tipo, y en

⁶¹⁵ PIR Propuesto, páginas 6-23.

⁶¹⁶ Nuevamente con la excepción de almacenamiento a gran escala.



vez basar su análisis en los resultados de solicitudes reales y precios del mercado disponibles para el desarrollo e instalación en Puerto Rico.

b. Acceso a capital y costo del capital

509. Todas las opciones de generación examinadas en esta Parte están modeladas como siendo financiadas, con los contribuyentes pagando por ellas a través del tiempo. La Autoridad asumió un costo de capital de 8.5% para todas las opciones. La Autoridad asumió que los costos y beneficios de cada tipo de generador son independientes de la estructura de propiedad del generador. Para un modelo PPOA, la Autoridad asumió que sería una contraparte aceptable, permitiendo al desarrollador/dueño del proyecto levantar capital al costo razonable promedio de 8.5%. Mientras que la Autoridad permanece en la Quiebra de Título III, tiene acceso limitado y/o costoso a los mercados capitales, y es poco probable que sea considerado una contraparte de bajo riesgo. No podemos saber hoy cual será la solvencia de la Autoridad cuando salga de la quiebra porque ese camino aún no se conoce. Por lo tanto, los costos de todas las opciones de generación en esta Parte están sujetos a una incertidumbre sustancial. Decidimos, sin embargo que, la paralización frente a esta incertidumbre no es una estrategia aceptable para planificar el futuro de energía de Puerto Rico. Por lo tanto **ACEPTAMOS** la suposición de la Autoridad, para propósitos del proceso del PIR propuesto, que todas las opciones de generación tengan el mismo acceso asequible a capital. La búsqueda detallada del Plan de Acción resultante del PIR propuesto necesariamente será moldeada por el proceso de Título III, entre muchos otros factores, y el Negociado de Energía quedará vigilante en su compromiso con la salud fiscal de la Autoridad y los impactos que resulten de contratación de recurso.

c. Los generadores de combustible fósil

510. La Autoridad utilizó una herramienta de estimación de costos aceptada en la industria, PEACE, para estimar los costos de las opciones de generación de combustible fósil utilizadas en el PIR. La Autoridad describe los estimados de costo que produjo como precisos dentro -15% a +30% de posibles costos finales.⁶¹⁷ Entendemos que una mayor precisión en los costos requeriría un esfuerzo sustancial para especificar los proyectos propuestos en mayor detalle, y que este tipo de trabajo adicional no es justificado a nivel de planificación. Mientras que la Autoridad utilizó las especificaciones de generadores particulares para desarrollar resultados indicativos, el PIR propuesto no especifica productos particulares o comerciantes en el Plan de Acción. La

⁶¹⁷ PIR Propuesto, páginas 6-13.



intención es que los procesos detallados de contratación cumplan con la adopción del PIR propuesto, consistente con el Plan de Acción.

511. En su testimonio, la Sa. Sommer indica que ella cree que los costos de generadores de combustible fósil desarrollados en el ISR Propuesto son más bajos que los costos de generadores similares identificados en los resultados públicos de otros procesos de planificación de servicios públicos.⁶¹⁸ Los costos de otras localizaciones que la Sa. Sommer identifica caen dentro del rango de -15% a +30% que la Autoridad identifica como el rango de precisión de su estimado.⁶¹⁹ Estamos de acuerdo con la observación de que el uso de la Autoridad de un agregado de costos para Puerto Rico debe implicar que los costos en Puerto Rico se esperarían que fuesen más altos, en promedio, que los costos en los Estados Unidos continentales, en vez de más bajos.
512. El Negociado de Energía ha considerado el testimonio del Sr. Fladger en cuanto al costo de los generadores RICE y el valor de su capacidad de reacción, así como las respuestas del Dr. Bacalao en cuanto a los costos de servicios y modelaje. El Negociado de Energía entiende que hay competencia multidireccional en el modelo de expansión de capacidad, incluyendo generadores de respuesta rápida (tales como RICE y turbinas de gas) y baterías para proveer servicios ancilares y para integrar renovables de variables y también entre plantas de ciclo combinado, solares, unidades RICE y otros para proveer generación de energía. Colocar parámetros a cada opción de generación en cuanto a costo y desempeño es importante para que estas competencias se resuelvan. El Negociado de Energía **ACEPTA** la explicación del Dr. Bacalao en cuanto a la diferencia entre el costo del comerciante de las unidades RICE (según provisto por el Sr. Fladger) y el costo completo del servicio, que es lo que debe ser modelado en el PIR propuesto.
513. Tras considerar las radicaciones de la Autoridad y el testimonio presentado en este caso (incluyendo el presentado por el Dr. Bacalao, la Sa. Sommer, y el Sr. Fladger), el Negociado de Energía **ACEPTA** el uso de la Autoridad de las suposiciones de entradas para costos y desempeño de RICE y unidades de ciclo combinado para este proceso de planificación. El PIR propuesto no es un proceso de contratación e incluye análisis de sensibilidad que refleja potenciales futuros distintos, incluyendo diferentes costos de combustible y tecnologías de generación. El Negociado de Energía entiende que el objetivo del PIR propuesto es indicar caminos hacia adelante que sean robustos contra incertidumbres, mientras que permite procesos subsiguientes para tomar decisiones finales detalladas. Según detallado en la discusión del Plan de Acción

⁶¹⁸ *Id.* páginas 21-22.

⁶¹⁹ La Sra. Sommer cita un rango en 2018 de \$960/kW a \$1101/kW (Sommer, páginas 21-22), mientras la Autoridad asume costo a tiempo presente de \$1096/kW (Sommer, página 21).



(Parte IV), esperamos que la Autoridad diseñará sus procesos de contratación conforme con el PIR aprobado de manera que ambas las unidades basadas en turbinas y RICE puedan competir para proveer servicios de generación basados en combustible, si esos servicios se requieren como parte la cartera de oferta de energía de la Autoridad.

514. El Dr. Stanton alega que la Autoridad ha fallado en tomar en cuenta la necesidad de retirar todos los activos de combustible fósil para el 2050 al fijar los ciclos de vida de amortización para los generadores de combustible fósil bajo consideración en el PIR propuesto.⁶²⁰ El Negociado de Energía identificó este potencial asunto aún antes de que se presentara el PIR propuesto (reflejando la aprobación de la Ley 17) y ordenó a la Autoridad a evitar costos varados al requerir que se retiraran todos los activos de combustible fósil para el 2050.⁶²¹ El PIR propuesto indica que la Autoridad ha hecho esta contabilidad correctamente,⁶²² y el Dr. Bacalao reitera esto en su testimonio de refutación.⁶²³ El examen de la evidencia del Negociado de Energía nos permite **CONCLUIR** que el análisis de la Autoridad es correcto en este punto.

d. Energía eólica terrestre

515. En el PIR propuesto y los documentos de apoyo, la Autoridad presentó unos perfiles de generación eólica por hora (ambos modelados según medidos de facilidades reales) y utilizó el estándar de la industria, entradas evaluadas para trayectoria de costos y factor de capacidad de turbinas de viento del mar hacia la tierra de NREL, a la medida del nivel correcto de recurso eólico para Puerto Rico. Mientras que varios interventores argumentaron que el viento es de bajo costo y que el viento ofrece un perfil de generación diferente a la energía solar, ningún interventor proveyó evidencia de que estas declaraciones sean ciertas para Puerto Rico. Por lo tanto el Negociado de Energía **ACEPTA** las suposiciones de la Autoridad en cuanto al viento del mar hacia la tierra para propósitos de planificación en este IRP. Sin embargo, los costos asumidos no reflejan las licitaciones reales de proponentes reales. El Negociado de Energía por lo tanto **ORDENA** a la Autoridad a asegurarse que todos los RFPs abiertos a energía solar fotovoltaica también permitan al viento del mar hacia la tierra a competir. Al evaluar las respuestas al RFP eólico, la Autoridad debe requerir información sobre el perfil temporal eólico en el sitio del proponente y debe

⁶²⁰ EDF, Testimonio Directo de la Dra. Elizabeth Staton, 23 de octubre de 2019, página 24.

⁶²¹ Negociado de Energía, Resolución y Orden sobre los temas discutidos en la Conferencia Técnica del 1 de abril de 2019, y aclaración de preguntas de la Autoridad, CEPR-AP-2018-0001, 5 de abril de 2019, página 4.

⁶²² PIR Propuesto, página 6-3

⁶²³ Autoridad, Testimonio del Dr. Nelson Bacalao, 20 de diciembre de 2019, páginas 9-10.



comparar el recurso eólico propuesto con la combinación de solar y baterías que puedan proveer energía comparable y capacidad pico nocturna.

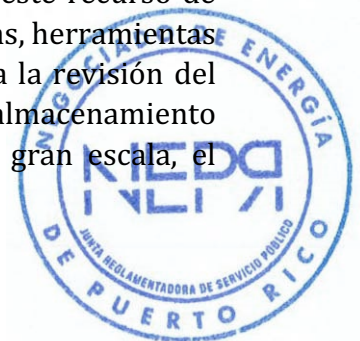
e. Energía eólica marina

516. La Autoridad no modeló viento del mar hacia la tierra en el PIR propuesto. La evidencia presentada por el Sr. Bannister indica que el viento del mar hacia la tierra puede tener una forma de carga que es complementaria a la solar. Un recurso renovable que confiablemente produce salida sustancial durante el pico de la noche sería valioso en que podría no solo evitar el costo de energía solar fotovoltaica pero también el costo del almacenamiento necesario para mover ese solar a la noche. Reconocemos que el viento del mar a la tierra es una industria relativamente emergente en los Estados Unidos, que las turbinas flotantes de viento del tipo propuestas por el Sr. Bannister para uso fuera de la costa norte de Puerto Rico son particularmente novedades, y que estudios sustanciales marinos y de viento deben requerirse antes de que cualquier recurso de viento del mar hacia la tierra pueda ser construido en Puerto Rico. Sin embargo, el testimonio del Sr. Bannister nos convence que los beneficios potenciales del viento del mar hacia la tierra son considerables.
517. El Negociado de Energía por lo tanto **ORDENA** a la Autoridad a llevar a cabo un estudio de viento del mar hacia la tierra a la medida del recurso eólico y red eléctrica de Puerto Rico que evalúe el costo, perfil de generación, y otras características de opciones ancladas y flotantes de turbinas de viento, informadas por experiencias de la industria en Europa y los E.U., y someter el estudio al Negociado de Energía dentro de dos años de la fecha de esta Resolución y Orden Final. El estudio debe considerar localizaciones en todos los lados de Puerto Rico mientras que toma en cuenta el valor de localizar generación más cercana a la carga (como en el Norte). Adicionalmente **ORDENAMOS** a la Autoridad a solicitar e incorporar la evaluación del Negociado de Energía en cuanto al alcance de este estudio antes de emitir ningún RFP.
518. Sin importar el progreso o los resultados del estudio del viento del mar hacia la tierra, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a asegurar que todos los RFPs abiertos a energía solar fotovoltaica también permitan que compita viento del mar hacia la tierra. Al evaluar las respuestas al RFP de viento del mar hacia la tierra, la Autoridad debe requerir data sobre el perfil temporal eólico en el sitio propuesto y debe comparar el recurso eólico propuesto con la combinación de solar y baterías que podrían proveer energía comparable y capacidad de capacidad pico nocturna.



f. Almacenamiento

519. Los costos y desempeño modelados de la Autoridad para almacenamiento a gran escala no fueron disputados ni impugnados por interventores en este procedimiento. La Autoridad no aplicó el Agregado de Costo de Área de 16% al almacenamiento a gran escala en su modelaje, así que las preocupaciones de los interventores sobre este factor no son aplicables aquí. La Autoridad asumió que el almacenamiento sería pareado con solar y recibiría los beneficios de ITC. Para ser elegible para el ITC, una batería puede solamente cargarse en los paneles solares. Este requisito reduciría la utilidad de las baterías, de un punto de despacho, aunque no es probable que tenga un efecto mayor en el Plan de Acción porque el caso de uso dominante de baterías en el PIR propuesto es cambiar de solar y entonces despacho para cumplir con cargas pico.
520. El Negociado de Energía **ACEPTA** el costo de almacenaje de energía de batería y las suposiciones de desempeño que la Autoridad hizo para propósitos de planificar el PIR propuesto. Como con otras tecnologías bajo consideración en este proceso de planificación, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a examinar el precio real del mercado para almacenamiento de energía, ambos como instalaciones independientes sumado con energía solar fotovoltaica, a través de procesos de contratación competitivos antes de determinar las inversiones específicas para hacer o contratos para firmar. El Negociado de Energía adicionalmente **ORDENA** a la Autoridad a utilizar los resultados de los procesos de contratación competitivos para establecer y/o confirmar los costos de almacenamiento asumidos para modelaje en todos los procedimientos IRP subsiguientes.
521. La Autoridad explícitamente no consideró el almacenamiento distribuido en el PIR propuesto, así que no asignó costos a la provisión de servicios de almacenamiento por tales activos. Según discutido en el testimonio del Sr. Rauscher, es posible que los servicios de almacenamiento puedan estar disponibles de clientes que han invertido en almacenamiento como solución individual de resiliencia. También es posible que tales servicios sean menos costosos cuando se adquieren de estos clientes que cuando se adquieren de baterías a gran escala. Ninguna parte ha presentado costos o beneficios cuantificados para esta estrategia en Puerto Rico en este procedimiento. Según discutido en las centrales eléctricas virtuales más adelante en esta Parte, y en el Plan de Acción (Parte IV), el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a usar herramientas apropiadas programáticas, basadas en el mercado, y/o basadas en tarifas, para evaluar la disponibilidad y costo de este recurso de almacenamiento distribuido. Cada uno de los nuevos programas, herramientas o cambios de tarifa de la Autoridad es, por supuesto, sujeto a la revisión del Negociado de Energía. En la medida que el recurso de almacenamiento distribuido es más costo efectivo que el almacenamiento a gran escala, el

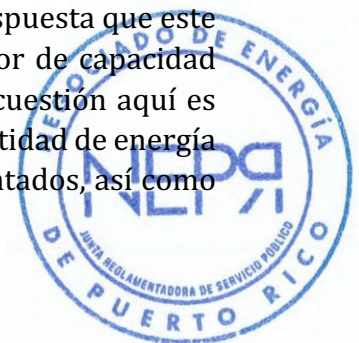


Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a utilizar este recurso. El Negociado de Energía adicionalmente **ORDENA** a la Autoridad a utilizar los resultados de sus esfuerzos para adquirir recursos de almacenamiento distribuido para proveer servicios de red para informar sus suposiciones sobre el costo, disponibilidad, y desempeño de almacenamiento distribuido en el próximo procedimiento IRP.

522. El Negociado de Energía ha considerado los argumentos presentados por EDF y la Autoridad en cuanto al uso de limitaciones de despliegue anuales para solar y almacenamiento. A través de este proceso, hemos estado preocupados que estas limitaciones tuviesen el potencial de exageradamente restringir el rango de carteras de recursos producidos por los modelos de la Autoridad. Por esto insistimos en el Escenario 3, con mayor disponibilidad, así como otros casos de sensibilidad descritos en mayor detalle en la Parte III(G). Según descrito en la Parte III(G) y la Parte IV (Plan de Acción), el Negociado de Energía ha podido utilizar los resultados de los diferentes escenarios para desarrollar una imagen adecuada de las opciones de recursos de frente a Puerto Rico, incluyendo el alcance del impacto de cualesquiera limitaciones en el ritmo de la Autoridad de interconectar sistemas solares y de batería. La Parte IV (Plan de Acción) adicionalmente atiende acciones que la Autoridad debe tomar para reducir o eliminar embotellamientos en el despliegue de solar y almacenamiento.

g. Energía solar fotovoltaica a escala de empresa de servicios públicos

523. En el PIR propuesto y los documentos de apoyo, la Autoridad presentó perfiles de generación solar por hora y utilizó entradas evaluadas estándares de la industria de NREL para la trayectoria de costo de capital de energía solar fotovoltaica a gran escala. La Autoridad hizo ajustes a los costos de NREL para tierra específica de Puerto Rico y costos de interconexión. Ninguna parte objetó a las trayectorias subyacentes de costos a gran escala de NREL que la Autoridad utilizó para este recurso en los escenarios de medio y bajo costo.
524. Varias partes, sin embargo, objetaron a ajustes que la Autoridad hizo a estos costos para traducirlos a costos nivelados de energía. En particular, muchas partes objetaron al uso del 16% de Agregado de Costo de Área DoD. Atendimos este agregado anteriormente en esta sección, ya que aplica a todas las tecnologías de generación.
525. La Sra. Sommer adicionalmente objetó al uso de 1.3 AC a DC factor de conversión para traducir costos por kW_{DC} a costos por kW_{AC} como parte de desarrollar el LCOE. La Autoridad explicó en su Informe de Respuesta que este factor de conversión es consistente con la definición del factor de capacidad que la Autoridad utilizó. Fundamentalmente, la pregunta en cuestión aquí es cuál será el costo capital de un generador en relación con la cantidad de energía (kWh) que producirá. Hemos evaluado los argumentos presentados, así como



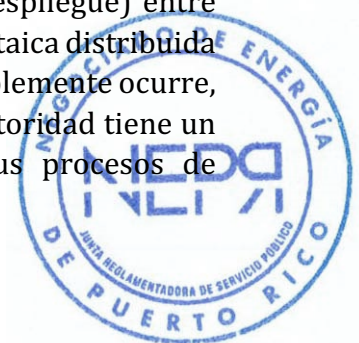
las definiciones de los términos relevantes según usados por las partes y sus fuentes (como NREL). De esta evaluación, hemos determinado que dos cálculos son equivalentes:

1. Convertir el costo por kW_{DC} a costo por kW_{AC} multiplicando por 1.3 y asumiendo un 22% de factor de capacidad, donde el factor de capacidad se define como $kWh_{AC}/(kW_{AC}*8760hrs)$
 2. No convirtiendo el costo por kW a términos AC, mientras asume un factor de capacidad de $22\%/1.3 = 16.9\%$, donde el factor de capacidad se define como $kWh_{AC}/(kW_{DC}*8760hrs)$
526. La Autoridad llevó a cabo el primero de los dos cálculos arriba. La Sa. Sommer asume lo último (mientras asume que el valor del factor de capacidad se quedaría en 22%). Entendemos que la segunda formulación es más común y es utilizada en el NREL ATB. Sin embargo, desde el punto de vista de una utilidad que interconecta con un activo como una fuente de poder AC y capacidad, utilizar el factor de capacidad AC hace sentido y la Autoridad lo ha utilizado consistentemente dentro del PIR propuesto.
527. Tras considerar la evidencia presentada en este procedimiento, el Negociado de Energía **ACEPTA** los costos de energía solar fotovoltaica a gran escala según presentados en el PIR propuesto, para propósitos de planificación. Como con las otras tecnologías de generación discutidas en esta Parte III (E), la Autoridad carece de precios probados en el mercado para la energía solar fotovoltaica a gran escala. Aun en los pocos años desde que la Autoridad solicitó por última vez nuevos proyectos de energía solar fotovoltaica, el costo de los proyectos de energía solar fotovoltaica alrededor del mundo ha caído sustancialmente. Según se detalla más adelante en la Parte IV (Plan de Acción) de esta Resolución y Orden Final, la Autoridad debe evaluar el mercado y determinar precios actualizados de energía solar fotovoltaica para desarrollo en Puerto Rico. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a usar estos procesos para adquirir energía solar fotovoltaica y para desarrollar precios para uso en análisis de IRP futuros.

h. Energía solar fotovoltaica distribuida

i Proyección de la implementación de la GD

528. La Autoridad no considera la energía solar fotovoltaica distribuida de los clientes como un recurso que cambia (en costo o nivel de despliegue) entre escenarios. En efecto, la Autoridad trata la energía solar fotovoltaica distribuida como un grupo de recursos exógeno y fijo cuyo despliegue simplemente ocurre, y para el cual la Autoridad debe dar cuenta. En realidad, la Autoridad tiene un impacto sustancial en el ritmo de despliegue a través sus procesos de

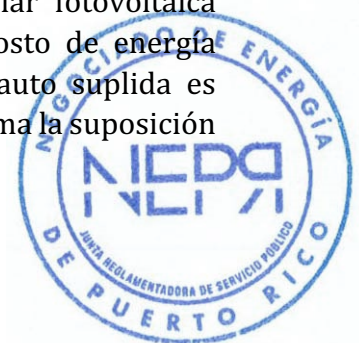


interconexión y tarifas, y podría adicionalmente incentivar o disuadir generación de los clientes a través de estrategias programáticas. Por ejemplo, como el Sr. González, el Sr. Rauscher y el Sr. Wilson testificaron, los cambios en la estructura de tarifas asociados con el RSA podrían tener impactos sustanciales en el comportamiento de los clientes.

529. La Autoridad presenta una trayectoria sola para la adopción de energía fotovoltaica distribuida, la cual se construye ajustando un modelo de adopción de energía fotovoltaica distribuido nacional al ritmo histórico de despliegue de energía fotovoltaica en Puerto Rico. Este es un punto de partida razonable, porque incorpora amplias tendencias nacionales. No está hecho a la medida o específico a Puerto Rico, sin embargo, tiene una combinación única de tarifas altas, preocupaciones de resiliencia significativas y un excelente recurso solar. La proyección de la Autoridad continúa y lentamente incrementa, la instalación de DG relativamente alta de la isla a través del periodo de planificación. La Autoridad indica que esta proyección refleja la economía continuamente favorable de DG solar en relación con la energía de servicios. Los interventores critican a la Autoridad por no hacer más para fomentar despliegue de DG solar, y no reflejar tales actividades en el pronóstico o escenarios.
530. Considerando la distinta evidencia y argumentos presentados por las partes, el Negociado de Energía decide que el análisis de la Autoridad del recurso DG utilizando un pronóstico fijo es **ACEPTABLE** para los propósitos limitados para los que se usa en este procedimiento. En efecto, no hace nada sino modificar el pronóstico de carga. Según discutido en las Partes III(A) y III(B), el pronóstico de carga es altamente incierto a través de un número de dimensiones (sobre crecimiento económico y eficiencia de energía, por ejemplo). La cantidad de despliegue de DG es una fuente más de incertidumbre para la planificación de recursos a gran escala. El Plan de Acción debe ser robusto contra incertidumbres en la carga neta a ser provista por la utilidad, según discutido en la Sección 4. Esto se extiende a ser robusto en cuanto a las distintas tasas de adopción de DG por los clientes. Según discutido más abajo (bajo “deserción de la red”) y en las Partes III(I) y IV (Plan de Acción), las soluciones de resiliencia distribuida que usan DG pueden formarse por la acción de utilidad o programas que pueden cambiar la trayectoria de despliegue DG. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a tomar en cuenta estos impactos en el próximo IRP.

ii Costo de la energía fotovoltaica distribuida

531. La Autoridad presenta un cálculo del costo de energía solar fotovoltaica distribuida para evaluar como ese costo compara con el costo de energía suplida por servicios. Este cálculo demuestra que energía auto suplida es menos costosa que la tarifa al detal, y esta determinación informa la suposición



de la Autoridad que el despliegue de DG continuará a o por encima de su tarifa histórica.

532. El Dr. Irizarry Rivera, en contraste, argumenta que la energía solar fotovoltaica distribuida no es solo menos costosa que la tarifa al detal, sino que es menos costosa que la energía fotovoltaica a gran escala. Sin embargo el argumento del Dr. Irizarry Rivera para costos solares DG más bajos no está apoyado por el balance de la evidencia. Su testimonio descansa en simplemente remover los componentes de costo de sistema solar para la adquisición de cliente y ganancia. Estos costos, sin embargo, son necesarios para un negocio instalar energía solar fotovoltaica y sistemas de baterías, según testificó el Sr. González y el Sr. Rauscher. No es razonable ignorarlos. Por lo tanto, concluimos que es razonable asumir que los costos de la energía solar fotovoltaica distribuida serán más altos que la proyección del Dr. Irizarry Rivera.
533. El Dr. Irizarry Rivera no presenta costos reales de instalación y en vez basa sus cálculos en costos NREL a nivel nacional. Sus proyecciones para costos solares caen sustancialmente a través del tiempo, extendiéndose abajo a un costo de 1.8 centavos/kWh por instalaciones de energía solar fotovoltaica residenciales en 2038. Estos valores no son apoyados por el NREL ATB que es la fuente nominal de la proyección del Dr. Irizarry Rivera. La proyección NREL de caso moderado de costos de energía fotovoltaica distribuida cae por como un factor de dos entre 2019 y 2038,⁶²⁴ no el factor de aproximadamente cuatro que está incluido en la proyección del Dr. Irizarry Rivera.
534. El Dr. Irizarry Rivera presenta una visión para la instalación de la energía solar fotovoltaica que no descansa en compañías con fines de lucro y que es guiada por clientes motivados que no necesitan ser “adquiridos”. No hemos visto evidencia en este procedimiento que esta visión sea una realidad en Puerto Rico, especialmente que esta estrategia alterna pueda resultar en los cientos de MWs de instalación por año vislumbrados en los distintos escenarios modelados en el PIR propuesto. Sin embargo, según discutido abajo, todas las partes están de acuerdo que la energía solar fotovoltaica y de baterías son y continuarán siendo altamente competitivas con servicio eléctrico suplido por la red para muchos clientes. En la medida que las tarifas de despliegue de energía solar fotovoltaica sean más rápidas en Puerto Rico debido a la adopción de un modelo distinto de instalación solar, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a adaptar su pronóstico de carga y procesos de contratación, según descrito en el Plan de Acción (Parte IV).

⁶²⁴ Véase documento de trabajo de la Autoridad “S4S2B_Rate_Impact_v3.xlsm”, hoja “Solar - PV Dist. Res”, la cual es una copia de la porción relevante del 2018 NREL ATB.



i. Energía solar fotovoltaica y almacenamiento distribuidos v. a gran escala (a escala de empresa de servicios públicos)

i Comparación de los costos solares a gran escala y por GD

535. La energía solar fotovoltaica distribuida tiene ventajas y desventajas con respecto a la energía solar fotovoltaica a gran escala. Las ventajas de la energía solar fotovoltaica de los clientes incluyen la reducción de pérdidas de línea y el hecho de que el acceso de la Autoridad a capital tiene poco o ningún impacto en su costo o disponibilidad (porque los clientes u otros terceros lo pagan e instalan). La desventaja principal es la falta de economías de escala, así que el costo en general es más alto en una base por-kWh.
536. Los interventores indican que los proyectos solares residenciales son menos costosos de desarrollar que a gran escala, así que la Autoridad debe escoger los residenciales. Según discutido arriba, no aceptamos las evaluaciones alternas del costo de energía solar fotovoltaica distribuida. Además, el costo a la Autoridad (y por tanto a otros contribuyentes) no es el costo para desplegar la energía fotovoltaica residencial; es lo que la empresa de servicio paga por el recurso. La Autoridad está entre las tarifas al detal más altas en la nación. Con la medición neta completa al detal, según establecido por la Ley 17, la Autoridad está pagando el equivalente de estas tarifas altas al detal para adquirir el recurso solar residencial, aunque le cueste al dueño del hogar mucho menos. Los interventores solicitan programas activos para promover generación distribuida,⁶²⁵ sin embargo el paradigma de medición neta existente ofrece una tasa alta de remuneración si los sistemas residenciales son tan poco costosos como alegan los Interventores.⁶²⁶ Para la energía fotovoltaica residencial ser un recurso costo-efectivo para desplegar a la escala que los interventores alegan que sería, la Autoridad necesitaría poder adquirir su salida por algo cercano a su costo-esto es, mucho menos que la tarifa al detal actual.

ii Deserción de la red

537. La Autoridad no integró su modelaje de los costos del auto suplido de clientes a su análisis, ni modeló el comportamiento de los clientes. La Autoridad demuestra que dentro de la próxima década será menos costoso para un típico

⁶²⁵ Véase, e.g., LEOs Alegato Final, 6 de marzo de 2020, página 12.

⁶²⁶ Los clientes han adoptado almacenamiento junto a energía solar fotovoltaica a una tarifa más alta desde los Huracanes Irma y María. Esto disminuye la remuneración financiera, porque el almacenamiento tiene un costo pero no es compensado. El ritmo incrementado de instalaciones DG, aun frente a costos más altos, indica que los clientes pueden tanto costear energía solar fotovoltaica con una remuneración más baja, y también que los clientes valorizan los beneficios de resiliencia del almacenamiento.



cliente residencial que completamente supla sus necesidades con solar y baterías que obtener servicio de la Autoridad, sin embargo la Autoridad no tomó este hecho en consideración al desarrollar el pronóstico de adopción DG o considerando almacenamiento distribuido. El Negociado de Energía está de acuerdo con los testigos interventores que, bajo los diseños y políticas de las tarifas actuales, tales clientes probablemente retendrían sus conexiones a la red para usar la red como un suplido de respuesta (y potencialmente reducir el uso y desgaste de las baterías). Como resultado, los clientes podrían solo instalar suficientes baterías y energía solar para asegurar energía continuada a cargas críticas dentro de sus hogares. Ni la Autoridad ni ningún interventor presentó análisis cuantitativo de los impactos de los cambios en la estructura tarifaria (incluyendo las disposiciones del RSA) en la trayectoria de adopción. De frente a estas incertidumbres, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a incluir, en el próximo IRP, un modelo de adopción de DG solar y almacenamiento que tome en cuenta el impacto de las tarifas y programas de la Autoridad, en conjunto con la política pública de Puerto Rico, y releje el riesgo de deserción de la red.

iii Centrales eléctricas virtuales

538. Ninguna parte ha expresado oposición al uso de centrales eléctricas virtuales (“VPP” por sus siglas en inglés) como una manera potencialmente costo efectiva para utilizar recursos distribuidos como activos de servicios públicos. Vemos las centrales eléctricas virtuales como una opción prometedora para Puerto Rico porque pueden conjuntamente cumplir con el deseo del cliente de resiliencia, control y titularidad con una necesidad de servicio público para los servicios de red que generación y almacenamiento distribuido pueden proveer (mientras también no requiriendo inversión de capital de servicios). VPPs también tienen el potencial de reducir la deserción de la red al incrementar el valor de la conexión del a red en relación con la desconexión. Además de baterías estacionarias distribuidas, los vehículos eléctricos (según discutido en la Parte III (A)) son un posible recurso VPP, mediante carga controlada y la posible habilidad de proveer energía a la casa y/o red. Adopción EV en conjunto con una estrategia VPP puede cambiar el balance entre gran escala y baterías distribuidas que de otra manera se reflejaría en el Plan de Acción. Según detallado más en la Parte IV (Plan de Acción), el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a rápidamente perseguir estrategias VPP para capturar el valor de la red de recursos distribuidos a través de RFPs, tarifas, precios, y/o programas de servicios directos.



F. Supuestos y pronósticos

539. La Sección 2.02(G) del Reglamento del PIR requiere que el PIR documente los supuestos e insumos clave del modelaje, los cuales incluyen el precio anual del combustible para cada combustible entregado en Puerto Rico.⁶²⁷ En cuanto a los precios de los combustibles, la Sección 2.02(G)(2)(a)(v) requiere que el PIR "desarrolle una serie de posibles resultados para esos pronósticos que abarquen al menos los resultados del quinto percentil y el nonagésimo quinto percentil, tal como lo entiende la Autoridad."

1. La radicación de la Autoridad

a. Pronósticos de combustible de la Autoridad: Componentes de productos básicos

540. Los pronósticos de precios de combustible de la Autoridad se presentan en la Sección 7.2 del PIR propuesto y cubren los precios del gas natural (Henry Hub), el petróleo crudo, el diésel (fueloil núm. 2), el combustible residual (fueloil núm. 6 con un 0.5% de contenido de azufre) y el carbón. Los precios de combustibles entregados a la Autoridad se basan en la tarificación o sistema de precios de varios centros representados en el pronóstico de combustible.

541. Debido a que Puerto Rico no tiene recursos de combustibles fósiles, Puerto Rico depende de las importaciones de gas natural y otros combustibles de Estados Unidos continentales u otras fuentes extranjeras. Las importaciones domésticas de combustible están restringidas bajo la Ley Jones, la cual limita el tipo de buques de transporte que pueden suministrar combustible a Puerto Rico. Las importaciones internacionales no están restringidas en virtud de la Ley Jones. Tanto las importaciones domésticas como las internacionales reflejan costos adicionales por entregar combustibles a Puerto Rico. Como resultado, el pronóstico de combustible de la Autoridad se puede dividir en dos componentes. El primero es el precio básico del combustible. El segundo componente es el precio del producto entregado, el cual es el precio básico más el transporte y la ganancia.

i Precio básico: Gas natural

542. El precio Henry Hub ha sido el punto de referencia de los precios del gas natural de Estados Unidos desde principios de la década de 1990, ya que Henry Hub es el punto de fijación de precios para el gas natural con mayor volumen de negociaciones en Estados Unidos. Para muchos otros puntos o centros de intercambio (*hubs*), Henry Hub sirve como base para el mercado de precios de

⁶²⁷ Reglamento 9021.



derivados. Otros centros de intercambio negocian la diferencia (la "base") entre el precio en otro centro y el precio en Henry Hub. Los contratos existentes de combustible de la Autoridad se basan en el precio de Henry Hub.

543. La Autoridad desarrolló su pronóstico para el precio de Henry Hub utilizando el Modelo de Competencia de Gasoductos (GPCM® por sus siglas en inglés) de RBAC Incorporated, el cual resuelve matemáticamente los precios del gas como un resultado basado en varios insumos que incluyen el suministro de gas, los gasoductos, el almacenamiento y la demanda de gas.⁶²⁸ La licencia del GPCM® que tiene Siemens incluye además el pronóstico climático, el crecimiento económico, los precios mundiales del petróleo y los desarrollos de la infraestructura energética trimestralmente y en una revisión semestral.⁶²⁹ El pronóstico desarrollado para la Autoridad incluyó el pronóstico de la producción de gas natural, la iteración con el modelaje del mercado de la electricidad y los supuestos de infraestructura de tuberías.⁶³⁰ Una representación gráfica del pronóstico de precios del gas natural de la Autoridad, en comparación con otros pronósticos, se presenta como anejo 7-7 en el PIR. Los otros pronósticos incluyen: Annual Energy Outlook ("AEO") 2018 de la Energy Information Administration ("EIA"), futuros de junio de 2018, Banco Mundial, GLJ Petroleum Consultants, Sproule Consulting e IHS.⁶³¹ El pronóstico de la Autoridad es menor que el pronóstico de la EIA para la OEA 2018, y menor que muchas de los otros pronósticos durante los tres primeros años (2018-2020). En años posteriores, el pronóstico la Autoridad cae en el rango medio de los pronósticos presentados.⁶³²
544. PREPA used statistical analysis of Henry Hub natural gas prices to develop high and low gas prices that are one standard deviation above and below the base gas price, as well as 5th percentile and 95th percentile prices.⁶³³

⁶²⁸ Véase RBAC, Inc., *GPCM® Natural Gas Market Forecasting System™*, <https://rbac.com/gpcm-natural-gas-market-model/>. GPCM es un modelo patentado utilizado en la industria del modelaje energético.

⁶²⁹ Véase RBAC, Inc., *GPCM® Base Case Briefing*, <https://rbac.com/gpcm-base-case-natural-gas-forecast-briefing/>.

⁶³⁰ Véase también RBAC, Inc., *GPCM® Frequently Asked Questions*, <https://rbac.com/gpcm-natural-gas-market-model-faq/>. La iteración de los precios de gas y electricidad se utiliza con frecuencia, ya que los modelos suelen ser distintos entre sí.

⁶³¹ PIR Propuesto, páginas 7-20.

⁶³² Varios de los pronósticos no van más allá de 2030. Sólo dos pronósticos (AEO 2018 e IHS) se extienden a 2040. El pronóstico de la Autoridad es inferior a ambos pronósticos a partir de 2028.

⁶³³ PIR Propuesto, páginas 7-26 a 7-32.



ii Precio básico: Petróleo crudo

545. El pronóstico de la Autoridad de los precios básicos del crudo (West Texas Intermediate, ("WTI")) se basa en una comparación y un promedio de una variedad de pronósticos, incluyendo la EIA y la International Energy Agency ("IEA").⁶³⁴ Una representación gráfica del pronóstico de precios del crudo de la Autoridad en comparación con otros pronósticos se presenta como anejo 7-9 en el PIR. Los otros pronósticos incluyen: AEO 2018, futuros de junio de 2018, Banco Mundial, GLJ Petroleum Consultants y Sproule Consulting.⁶³⁵ Para los tres primeros años (2018-2020), el pronóstico de la Autoridad es uno de los pronósticos más altos. En años posteriores, el pronóstico la Autoridad cae en el rango promedio de los pronósticos presentados.⁶³⁶

iii Precio básico: Aceites combustibles

546. La Autoridad adaptó los pronósticos de crudo para desarrollar pronósticos de combustibles para el diésel, residual de aceites combustible y el gas licuado de petróleo ("GLP") sobre la base de una regresión de la relación histórica de estos precios de combustible con los precios del WTI.⁶³⁷

iv Precio básico: Carbón

547. El pronóstico de la Autoridad para los precios del carbón (Columbia) se basa en las perspectivas de Siemens sobre los precios del carbón de Illinois Basin y en la histórica relación de precios entre el carbón de Illinois Basin y el carbón de Columbia.⁶³⁸

b. Precios de combustibles entregados

548. La Autoridad utiliza los pronósticos de precios básicos de combustible para pronosticar los precios de combustibles entregados en las centrales eléctricas de la Autoridad. El precio de producto entregado refleja los agregados para el transporte, la ganancia y la licuefacción para el gas natural licuado ("LNG"). En las secciones siguientes, se detallan los precios de combustibles entregados que se utilizan en el PIR Propuesto.

⁶³⁴ PIR Propuesto, páginas 7-23.

⁶³⁵ *Id.* páginas 7-23.

⁶³⁶ Varios de los pronósticos no van más allá de 2028. Sólo el pronóstico de AEO 2018 se extiende a 2040. El pronóstico de la Autoridad es inferior al de AEO 2018 a partir de 2020.

⁶³⁷ PIR Propuesto, páginas 7-25.

⁶³⁸ *Id.* páginas 7-24.



i Precio de combustible entregado: Gas natural

549. La Autoridad ofreció dos agregados de costos para los precios de gas natural entregado para plantas específicas.
550. En el PIR, la Autoridad utilizó la siguiente fórmula para Costa Sur:^{639, 640}
551. Precio de producto entregado = (12.15% precio del combustible New York Harbor No. 6 + \$1.125/MMBtu) * 50% + (115% Henry Hub + \$5.95/MMBtu)
552. Sin embargo, en respuesta al ROI 10-09, la Autoridad ofreció la actualización del costo de entrega negociado para el gas natural entregado para Costa Sur, como se resume a continuación:⁶⁴¹
- 2020: 115% Henry Hub + \$5.80/MMBtu
- 2021: 115% Henry Hub + \$5.70/MMBtu
- 2022: 115% Henry Hub + \$5.60/MMBtu
- 2023-32: 115% Henry Hub + \$5.50/MMBtu
553. Para San Juan 5 y 6, Palo Seco, Mayagüez y Yabucoa, la Autoridad utilizó una fórmula para representar las negociaciones contractuales en curso.⁶⁴² Esta fórmula fue:
- Precio de producto entregado = 115% precio Henry Hub + \$4.35/MMBtu
554. La Autoridad indicó que el desglose del agregado de combustible de \$4.35/MMBtu para San Juan 5 y 6 consistía en \$1.00/MMBtu por transporte, \$0.55/MMBtu por ganancia y \$2.80/MMBtu para licuación.⁶⁴³ El estimado de la Autoridad para los agregados por entrega se basa en su análisis de los agregados actuales observados en el LNG procedente de Trinidad y Tobago.⁶⁴⁴
555. En el PIR Propuesto, la Autoridad describió que había formalizado un contrato de cinco años para convertir a San Juan 5 y 6 para quemar gas natural y

⁶³⁹ *Id.* páginas 7-25.

⁶⁴⁰ Naturgy Aprovechamientos SA ("Naturgy") actualmente ofrece gas natural a sus instalaciones de EcoEléctrica y la planta Costa Sur de la Autoridad. El 5 de noviembre de 2019, la Autoridad presentó una petición ante el Negociado titulada "Request for Approval of Amended and Restated Power Purchase Agreement with EcoEléctrica and Natural Gas Sale and Purchase Agreement with Naturgy; Request for Confidential Treatment of this Letter and Accompanying Attachments." El Negociado de Energía abrió posteriormente el caso NEPR-AP-2019-0001 para abordar la petición de la Autoridad fuera del PIR propuesto. El 11 de marzo de 2020, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden por la cual se aprobaba el acuerdo del 5 de noviembre propuesto por la Autoridad.

⁶⁴¹ Décimo Requerimiento de Información del Negociado de Energía, 13 de diciembre de 2019.

⁶⁴² *Id.*

⁶⁴³ PIR Propuesto, página 7-26.

⁶⁴⁴ *Id.* página 7-26.



comprar LNG de New Fortress Energy.^{645, 646} El precio exacto para el contrato de LNG con New Fortress Energy no se observó explícitamente en la propuesta del PIR. En el anejo 1 del ROI 01-38, la Autoridad ofreció una copia del contrato ejecutado, el cual contenía el precio específico para el contrato de New Fortress Energy.⁶⁴⁷ La fijación de precios del contrato para LNG es la siguiente:

Precio de producto entregado: 115% Henry Hub + \$8.50/MMBtu (meses 1-12)

Precio de producto entregado: 115% Henry Hub + \$7.50/MMBtu (meses 13-24)

Precio de producto entregado: 115% Henry Hub + \$6.50/MMBtu (meses 25-60)

556. El contrato de New Fortress Energy también incluye un cargo mensual por capacidad de \$833,333.33 por la duración del contrato de cinco años según lo dispuesto en el anejo C del ROI 1-38.⁶⁴⁸

ii Precio de combustible entregado: Otros combustibles

557. La Autoridad señaló que el precio del combustible entregado para el fueloil, el diésel, el carbón y el GLP se basaron en agregados de los contratos actuales provistos por la Oficina de Combustibles de la Autoridad.⁶⁴⁹ Los precios de combustible entregado específicos para las unidades de generación de la Autoridad se resumen en los anejos 7-11, 7-12, 7-13 y 7-14.⁶⁵⁰

c. Rango del pronóstico de combustible

558. La Sección 2.03(G)(2)(a)(v) de la Regulación 9021 requiere que la Autoridad "desarrolle una gama de posibles resultados para esos pronósticos que abarquen como mínimo los resultados que se encuentren entre los percentiles cinco (5) y noventa y cinco (95)". La Autoridad indicó que desarrolló un escenario de LNG entregado bajo y alto, utilizando una banda de más o menos una desviación estándar en torno a su precio básico Henry Hub esperado.⁶⁵¹ La Autoridad ofreció gráficas resumidas que muestran el rango de precios de

⁶⁴⁵ *Id.* página 7-10.

⁶⁴⁶ En su Resolución y Orden del 4 de octubre de 2018, en el caso CEPR-AI-2018-0001, el Negociado de Energía determinó que la Autoridad podría continuar sus negociaciones con New Fortress Energy para convertir las Unidades 5 y 6 de San Juan a gas natural y ofrecer un contrato de suministro de combustible para las unidades convertidas.

⁶⁴⁷ Primer ROI del Negociado de Energía, 11 de julio de 2019.

⁶⁴⁸ *Id.*

⁶⁴⁹ PIR Propuesto, páginas 7-25.

⁶⁵⁰ Estos anejos también incluyen rangos de precios de combustibles entregados para carbón, fueloil, GLP, diésel y carbón.

⁶⁵¹ *Id.* página 7-26.



combustibles entregados para Aguirre, San Juan, Palo Seco, Mayagüez, Yabucoa, Costa Sur, EcoEléctrica en los anejos 7-11, 7-12, 7-13 y 7-14.

2. Interventores

559. Las partes comentaron en torno al uso de gas natural u otros combustibles que se detallan en las Partes III(D), III(G) y IV. Esta Parte se centra únicamente en la trayectoria de precios del gas natural y otros combustibles.

a. AES-Puerto Rico

560. El Testigo de AES-PR, Sr. Ronald Moe, señaló los "costos de capital no reportados" relacionados con el desarrollo de la infraestructura asociada para entregar gas natural en contenedores a las pequeñas GT en toda la isla bajo los escenarios S4S2B y ESM.⁶⁵² Concretamente, el Sr. Moe hizo referencia a los costos asociados con la entrega y el transporte de los contenedores de LNG que serían necesarios para cada una de las 18 turbinas de gas móviles de 23 MW propuestas en el plan ESM. La Sra. Kristina Lund, Testigo de AES-PR, también señaló que las instalaciones de AES pueden ser re desarrolladas para quemar gas natural.⁶⁵³

b. Arctas

561. En su Informe Final, Arctas comentó que el agregado de Naturgy para Costa Sur es más alto que lo asumido por la Autoridad en el PIR.⁶⁵⁴ Arctas sostuvo que la Autoridad no recibió precios de LNG basados en el mercado para el contrato renegociado de Naturgy.⁶⁵⁵

562. En su Informe Final, Arctas recomendó que cualquier proyecto futuro de infraestructura para LNG esté bajo un proceso de licitación competitivo.⁶⁵⁶

c. Empire Gas Company, Inc. ("Empire Gas")

563. El testigo de Empire Gas, Sr. Ramón González Simounet, afirmó que los precios del propano han disminuido; no han aumentado como se muestra en el PIR.⁶⁵⁷

⁶⁵² AES-PR, Testimonio Directo de Ronald Moe, 23 de octubre de 2019, página 20.

⁶⁵³ AES-PR, Testimonio Directo de Kristina Lund, 23 de octubre de 2019, página 3.

⁶⁵⁴ Arctas, Alegato Sustantivo y Final, 6 de marzo de 2020, página 4.

⁶⁵⁵ *Id.* página 18.

⁶⁵⁶ Arctas, Alegato Sustantivo y Final, 6 de marzo de 2020, página 1.

⁶⁵⁷ Empire Gas, Testimonio Directo de Ramón González Simounet, 14 de octubre de 2019, página 33.



⁶⁵⁸ El Sr. Simounet hizo referencia a los precios al contado para el propano de enero de 2018 (\$0.90 por galón) a octubre de 2019 (\$0.46 por galón).⁶⁵⁹ El Sr. González Simounet ofreció un pronóstico IHS Markit de precios de propano hasta 2030.⁶⁶⁰ El Sr. González Simounet comentó que la Autoridad debió haber tenido en cuenta las condiciones de excedentes en el mercado de la oferta de GLP en lugar del análisis histórico de regresión utilizado por la Autoridad para pronosticar los precios del propano.⁶⁶¹

564. El testigo experto, Sr. Ramón González Simounet, señaló que los estimados de la Autoridad sobre los costos de combustible para las plantas de combustión de petróleo que se muestran en anejo 4-1 del PIR son aproximadamente entre un 58% y un 65% más altas que el estimado de Empire Gas para los costos al por mayor de GLP.⁶⁶² El Sr. González Simounet concluyó que el diferencial entre el GLP y otros combustibles es apropiado.⁶⁶³
565. El Sr. González Simounet describió la infraestructura existente de gas natural sintético (“SNG” por sus siglas en inglés) y gas propano licuado actualmente disponible en Puerto Rico. El Sr. González Simounet señaló que la infraestructura de LNG es más costosa y complicada que la infraestructura de SNG o propano licuado.⁶⁶⁴ El Sr. González sostuvo que la generación basada en propano licuado o SNG es una alternativa ideal para un sistema insular y citó a la Asociación Mundial de GLP.⁶⁶⁵
566. El Sr. González Simounet señaló que la Ley Jones limita las importaciones de gas natural a la isla.⁶⁶⁶ La excepción que señaló es EcoEléctrica, ya que recibe su LNG de Trinidad y Tobago. El Sr. González Simounet también señaló que EcoEléctrica ya está conectada a través de un gasoducto a las instalaciones de Empire, terminal de importación y almacenamiento de GLP; y que la planta

⁶⁵⁸ Sr. González Simounet utiliza propano y GLP intercambiamente en su testimonio. Mientras que el propano es un GLP, GLP puede contener otros hidrocarburos que no sean propano.

⁶⁵⁹ Empire Gas Testimonio Directo de Ramón González Simounet, página 33.

⁶⁶⁰ *Id.*, página 35.

⁶⁶¹ *Id.* en página 35.

⁶⁶² Empire Gas, Testimonio Directo de Ramón González Simounet, 15 octubre 2019, página 17.

⁶⁶³ *Id.*

⁶⁶⁴ *Id.* página 8.

⁶⁶⁵ *Id.* página 13.

⁶⁶⁶ *Id.* página 19.



ocasionalmente funciona con GLP cuando la instalación de almacenamiento de gas natural está baja para mantenimiento y/o reparaciones.⁶⁶⁷

567. El Sr. González Simounet señaló que el plan preferido del PIR Propuesto se basa en el desarrollo de la infraestructura de gas natural, pero que hay una historia de desarrollo fallido de conversión a gas natural en Puerto Rico.⁶⁶⁸ Sin embargo, el Sr. González Simounet no documentó las pruebas históricas que respaldan su alegación. Parece que su preocupación es que, sin el desarrollo de la infraestructura de gas natural, la Autoridad pudiera tener que depender de la entrega de LNG en camiones-contenedores que se llenarían y entregarían desde el continente. Según el Sr. González Simounet, esto podría afectar la confiabilidad de las turbinas de gas bajo los mismos escenarios de confiabilidad (*i.e.*, huracanes) para los que fueron diseñados para operar.⁶⁶⁹
568. El Sr. González Simounet recomendó que se modificara el PIR Propuesto para incluir opciones de propano licuado o SNG y que las unidades para demandas pico existentes y nuevas se conviertan para funcionar con propano licuado o SNG.⁶⁷⁰ Además, el Sr. González Simounet recomendó que los terminales propuestos en Yabucoa y Mayagüez, y las unidades asociadas, se suministren con propano licuado en lugar de LNG.⁶⁷¹ En su Informe Final, Empire Gas reiteró la recomendación del Sr. González Simounet.⁶⁷²

d. Environmental Defense Fund ("EDF")

569. El Dr. Stanton señaló que el precio Henry Hub es inapropiado para su uso en Puerto Rico, ya que el gas de la isla se compra a Trinidad y Tobago debido a la falta de buques de transporte de LNG que cumplan con la Ley Jones.⁶⁷³ El Dr. Stanton sostiene que la Autoridad no tuvo en cuenta la Ley Jones en su modelaje.⁶⁷⁴
570. El Dr. Stanton señaló que el PIR propuesto no tiene en cuenta los importantes riesgos financieros planteados tanto a la Autoridad como a los residentes de

⁶⁶⁷ *Id.*

⁶⁶⁸ *Id.* página 30.

⁶⁶⁹ *Id.*

⁶⁷⁰ *Id.* página 38.

⁶⁷¹ *Id.* página 40.

⁶⁷² Empire Gas, Alegato Final, 6 de marzo de 2020, página 7.

⁶⁷³ EDF, Testimonio Directo de la Dra. Elizabeth A. Stanton, anejo B, 23 octubre 2019, página 36.

⁶⁷⁴ *Id.* página 36.



Puerto Rico ante la inversión propuesta en nueva infraestructura de gas.⁶⁷⁵ Específicamente, el Dr. Stanton destacó que el plan de recursos propuesto por la Autoridad requiere \$2,600 millones de nuevas inversiones en infraestructura de gas durante el período de planificación del PIR Propuesto. Si algunos de esos gastos de capital están varados para el 2050, el Dr. Stanton expresó su preocupación de que esos costos varados afecten negativamente la situación financiera de la Autoridad y Puerto Rico.⁶⁷⁶

571. En su Informe Final, EDF recomendó que el Negociado de Energía rechazara las instalaciones de LNG basadas en buques de Yabucoa y Mayagüez.⁶⁷⁷

e. Organizaciones ambientalistas locales (“LEOs” por sus siglas en inglés)

i Profesor Agustín Irizarry Rivera

572. El profesor Agustín Irizarry Rivera afirmó que cree que la Autoridad está utilizando un precio demasiado optimista del gas natural y que este precio incorrecto del gas natural afecta a todos los demás problemas.⁶⁷⁸ Específicamente, los cálculos del Prof. Irizarry Rivera estiman que los costos de gas natural entregado de \$4.35/MMBtu en el PIR Propuesto son demasiado bajos.⁶⁷⁹ Hizo referencia a los costos de gas natural entregado en 2019 del PIR Propuesto y estima que el precio de producto entregado de New Fortress para el gas natural es de aproximadamente \$12/MMBtu, basado en los parámetros del contacto y la inclusión del costo fijo de conversión de unidad de \$833,333 por mes para los primeros sesenta (60) meses del contrato.⁶⁸⁰
573. La Sra. Sommer sostuvo que la Autoridad subestimó el precio del gas natural.⁶⁸¹ También señaló que los precios del gas natural en el modelo no son consistentes con los precios de New Fortress.⁶⁸² Además, la Sra. Sommers señaló que el costo de entrega de \$4.35/MMBtu de la Autoridad se mantiene constante en dólares nominales, lo cual refleja una disminución en dólares

⁶⁷⁵ EDF Testimonio Directo de la Dra. Elizabeth Stanton, 23 octubre 2019, anejo B: Puerto Rico Integrated Resource Plan: Lessons from Hawaii’s Electric Sector, 22 de octubre de 2019, página 3.

⁶⁷⁶ EDF, Testimonio Directo de la Dra. Elizabeth Stanton, anejo B, página 36.

⁶⁷⁷ EDF, Alegato Final, 6 marzo 2020, página 1.

⁶⁷⁸ LEOs, Testimonio Directo de Agustín Irizarry Rivera, 22 octubre 2019, página 5.

⁶⁷⁹ *Id.* en páginas 22-23.

⁶⁸⁰ *Id.* en página 23.

⁶⁸¹ LEOs, Testimonio Directo de Anna Sommers, 22 octubre 2019, página 23.

⁶⁸² *Id.* en página 23.



reales.⁶⁸³ La Sra. Sommers sostuvo que el último año del contrato de New Fortress Energy debería ser el mejor indicador para los agregados por licuación y transporte para el gas natural.⁶⁸⁴ Por último, la Sra. Sommers señaló que la Autoridad no volvió a ejecutar ninguno de los planes utilizando precios más altos de gas (Sensibilidad 5).⁶⁸⁵

574. En su Informe Final, las LEO señalaron que el Negociado de Energía debería rechazar la recomendación del Plan de Acción de la Autoridad de proceder a la autorización de las instalaciones de LNG basadas en buques para Yabucoa y Mayagüez.⁶⁸⁶ Las LEO también señalaron que no sería óptimo para la isla tener cuatro puntos de importación de gas natural, como se propone en el Plan de Acción de la Autoridad.⁶⁸⁷ Las LEO también expresaron su preocupación por el riesgo de seguridad en el puerto de San Juan asociado con el aumento del tráfico de LNG.⁶⁸⁸

f. Interventores sin fines de lucro (NFPs por sus siglas en inglés)

575. El testigo experto Eric Ackerman recomendó una inversión mínima en infraestructura de suministro de LNG hasta que los resultados de métodos avanzados de planificación de redes eléctricas estén disponibles.⁶⁸⁹ Específicamente, el Sr. Ackerman señaló que las inversiones en infraestructura de gas natural dificultarán el desplazamiento y la eventual eliminación de la generación de combustibles fósiles.⁶⁹⁰ El Sr. Ackerman sostuvo que la Autoridad propone lo que equivale a un futuro de gas natural, no un futuro de energía renovable, como exige la Ley 17.⁶⁹¹ En su Informe Final, los NFP señalaron que los costos de infraestructura de LNG son inciertos debido al riesgo sísmico.⁶⁹²

⁶⁸³ *Id.* en página 24.

⁶⁸⁴ *Id.* en página 24.

⁶⁸⁵ *Id.* en página 25.

⁶⁸⁶ LEOs, Alegato Final, 6 de marzo de 2020, página 44.

⁶⁸⁷ *Id.* en página 53.

⁶⁸⁸ *Id.* en página 57.

⁶⁸⁹ NFP, Testimonio Directo de Eric Ackerman, 22 de octubre de 2019, página 4.

⁶⁹⁰ *Id.* en página 11.

⁶⁹¹ *Id.* página 19.

⁶⁹² NFP, Argumento Final y Memorando, 6 de marzo de 2020, página 17.



3. Radicación de refutación por la Autoridad

576. El testimonio de refutación del Dr. Nelson Bacalao refutó el argumento del testimonio de Irizarry-Rivera de las LEO, en el que afirma que el contrato de New Fortress Energy para las Unidades 5 y 6 de San Juan da como resultado un precio de gas natural entregado de \$12/MMBtu al incluir el cargo mensual de New Fortress Energy de \$833,333 por conversión y regasificación.⁶⁹³ El Dr. Bacalao sostuvo que los costos de regasificación se modelan por separado en el PIR Propuesto y que el costo del gas entregado que se informa en el PIR es el costo básico más la licuación y el transporte.⁶⁹⁴

4. Amicus Curiae

a. Rocky Mountain Institute ("RMI")

577. En su Informe *Amicus*, Rocky Mountain Institute señaló que la justificación para la conversión de combustible de San Juan 5 y 6 se basó en un factor de mayor capacidad (90%) que la utilizada por RMI.⁶⁹⁵ Por separado, RMI señala que su investigación encontró que el 67% de los proyectos de licuación experimentaron excesos de costos, y que esos proyectos experimentaron excesos de costo de aproximadamente el 70%.⁶⁹⁶ RMI también señala que los estimados de la infraestructura de combustible de la Autoridad son estáticas y no incluyen el riesgo de sobrecostos de capital.⁶⁹⁷

5. Discusión

a. Precios de combustible

578. El pronóstico de precios del gas natural respalda las decisiones y los costos de recursos del PIR propuesto. La trayectoria de los precios del gas natural es impulsada por componentes de la oferta y la demanda que fluctúan. El primer componente del precio del gas natural es el componente básico o la trayectoria de precios Henry Hub.

⁶⁹³ Autoridad, Testimonio de Refutación del Dr. Nelson Bacalao, 20 de diciembre de 2019, página 19.

⁶⁹⁴ *Id.* páginas 19 y 20.

⁶⁹⁵ RMI, *Amicus Curiae* Alegato, 20 de septiembre de 2019, página 15.

⁶⁹⁶ *Id.* página 18.

⁶⁹⁷ *Id.*



i Precio del gas natural: Producto básico

579. El precio Henry Hub de la Autoridad se basa en futuros de junio de 2018 y se utiliza para los primeros 18 meses del pronóstico de gas natural de la Autoridad.^{698,699} Si bien el Negociado de Energía entiende que debe haber una fecha de corte en los supuestos para incorporar en el desarrollo de los 35 casos presentados en el PIR Propuesto, el Negociado de Energía también observa que los precios del gas natural utilizados en el PIR Propuesto se desarrollaron un año antes de la publicación del PIR Propuesto, en junio de 2019. En respuesta al ROI 4-8, la Autoridad ofreció una gráfica que comparaba los futuros a agosto de 2019 con los futuros de los casos Base y Bajo del PIR propuesto. Los precios de los futuros en ese momento estaban generalmente más cerca de los precios de casos Bajos presentados en el PIR propuesto.
580. En el momento de este escrito, los precios Henry Hub reales para 2020 se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 5 . Precios Henry Hub mensuales (enero – mayo 2020)

Mes	Precio (\$/MMBtu) nominal
enero	\$2.02
febrero	\$1.91
marzo	\$1.79
abril	\$1.74
mayo	\$1.75

581. Estos precios actuales reflejan los impactos de la pandemia COVID-19 y la consiguiente desaceleración económica. Para los próximos 12 meses, los futuros NYMEX Henry Hub al 18 de junio de 2020, se presentan a continuación:

Tabla 6 . Futuros NYMEX Henry Hub mensuales (julio 2020 – junio 2021) (\$/MMBtu)⁷⁰⁰

Mes	Precio (\$/MMBtu) nominal
julio	\$1.67
agosto	\$1.75
septiembre	\$1.81
octubre	\$1.91
noviembre	\$2.32
diciembre	\$2.81
enero de 2021	\$2.95

⁶⁹⁸ PIR Propuesto, página 7-20.

⁶⁹⁹ Los futuros de junio de 2018 se basaron en los precios promedios de los días 7, 14 y 21 de mayo, según lo confirmado en Respuesta de la Autoridad al Requerimiento de Información del Negociado de Energía ROI 4-8, 1 de agosto de 2019.

⁷⁰⁰ Precios de futuros NYMEX al 19 de junio de 2020.



febrero de 2021	\$2.92
marzo de 2021	\$2.81
abril de 2021	\$2.52
mayo de 2021	\$2.48
junio de 2021	\$2.51

582. Los futuros actuales hasta el 2021 pista siguen patrones similares a los futuros actualizados por la Autoridad en respuesta al ROI 4-9 en agosto de 2019.⁷⁰¹ Los impactos a corto plazo de la pandemia COVID-19 pueden dar lugar a precios mensuales bajos del gas que podrían continuar durante varios meses. Esta situación puede dar lugar a precios más bajos del gas natural durante varios meses o unos pocos años, ya que existe incertidumbre en torno al momento y la trayectoria de cualquier recuperación económica.
583. En el PIR propuesto, la Autoridad señaló que los futuros se utilizaron para los primeros 18 meses del período del PIR propuesto y luego se combinaron con su pronóstico a más largo plazo para los próximos 18 meses.⁷⁰² El pronóstico de gas natural a más largo plazo de la Autoridad fue inferior al pronóstico OEA 2018. En enero de 2020, la EIA lanzó el AEO 2020, el cual contenía un pronóstico actualizado para el gas natural, pero no tiene en cuenta los impactos actuales de la pandemia COVID-19.⁷⁰³ La siguiente gráfica compara el pronóstico del PIR propuesto de la Autoridad con el ofrecido por AEO 2018 y AEO 2020.

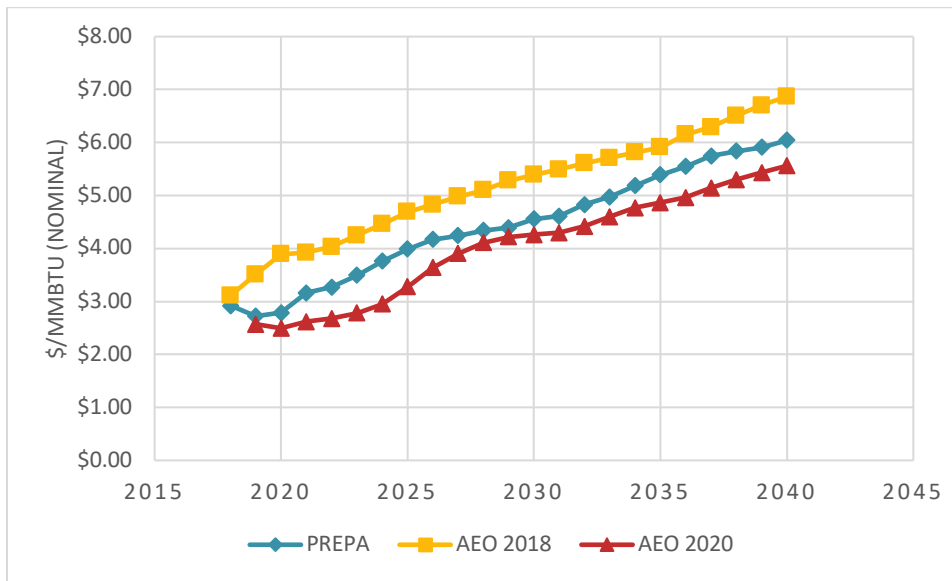
⁷⁰¹ Cuarto Requerimiento de Información (ROI) del Negociado de Energía, 1 de agosto de 2019.

⁷⁰² PIR Propuesto, páginas 7-20.

⁷⁰³ <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>.



Figura 6 . Pronóstico Henry Hub: Autoridad, AEO 2018 y AEO 2020 (\$/MMBtu nominal)



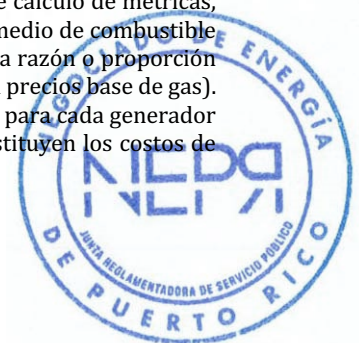
584. Los precios de gas natural en el PIR propuesto por la Autoridad se encuentran entre los valores AEO 2018 (más altos) y los AEO 2020 (más bajos). En este momento, el precio básico para el gas natural de la Autoridad parece razonable dada la incertidumbre que rodea el impacto del COVID-19 y la demanda mundial de gas natural. En consecuencia, el Negociado **ACEPTA** el pronóstico base del combustible de gas natural incluido en el PIR propuesto.

585. El artículo 2.02(G)(2)(a)(v) del reglamento del PIR propuesto requiere que el PIR "desarrolle una serie de posibles resultados para esos pronósticos que abarquen al menos los resultados del quinto percentil y el nonagésimo quinto percentil según lo entienda la Autoridad." En el PIR propuesto, la sensibilidad 5 de la Autoridad representó altos precios del gas.⁷⁰⁴ La Autoridad modeló cinco casos utilizando la sensibilidad a los altos precios del gas, como se muestra en el anejo 5-4.⁷⁰⁵ Nuestro análisis de los archivos de métricas para los cinco casos indica que el precio más alto del gas de la Autoridad no fue un insumo para el modelo de expansión de capacidad, sino que se aplicó a los resultados obtenidos del modelo para ajustar los valores de costo de combustible en los archivos de métricas.⁷⁰⁶ En otras palabras, en lugar de tener los precios más

⁷⁰⁴ PIR Propuesto, páginas 5-7.

⁷⁰⁵ *Id.* páginas 5-9.

⁷⁰⁶ Parece que la Autoridad calculó el impacto de los precios más altos del gas pegando, en la hoja de cálculo de métricas, una tabla de números (no fórmulas) etiquetada como "de CR5". Estas cifras parecen ser el costo promedio de combustible para la energía generada por diferentes plantas/combustibles cada año. La Autoridad luego calculó la razón o proporción entre los valores de la tabla "from CR5" y el Costo de Combustible promedio en el caso modelado (con precios base de gas). La Autoridad entonces multiplicó la razón o proporción resultante por el Costo Total de Combustible para cada generador para crear costos de combustible actualizados. Los costos actualizados de combustible entonces sustituyen los costos de combustible en el cálculo de la Costes Totales anuales.



altos de la gas dictando cómo el modelo elige recursos específicos. La aplicación de precios más altos de gas a la producción del modelo simplemente aumenta los costos para la construcción del escenario modelo analizado. Aunque los precios reales del gas natural están actualmente en una tendencia más baja que la previsión básica de gas natural de la Autoridad, la metodología de precios elevados del gas no refleja cómo el aumento de los precios del gas natural afectaría al IRP propuesto es apropiado y refleja el riesgo de que los precios del gas aumenten por encima de los niveles esperados actualmente. Aunque no se utilizó para ninguna sensibilidad, la previsión de precios bajos del gas de la Autoridad (basada en el percentil 5) también es razonable y refleja el hecho de que es más probable que los precios del gas aumenten sustancialmente que caer en la misma cantidad. El Negociado de Energía **ACEPTA** el desarrollo de la Autoridad de una serie de posibles resultados para los precios del gas natural para su uso en este análisis de PIR.

ii Pronóstico del precio del petróleo crudo

586. El pronóstico de la Autoridad de los precios básicos del petróleo crudo ("WTI") se basa en una comparación y un promedio de una variedad de pronósticos, incluyendo EIA e IEA.⁷⁰⁷ Como se señaló anteriormente, la Autoridad ofreció una comparación de su pronóstico WTI de petróleo crudo con AEO 2018. El AEO 2020 contiene un pronóstico actualizado del crudo, pero, como se ha indicado anteriormente, no tiene en cuenta los impactos actuales de la pandemia COVID-19.⁷⁰⁸ La EIA publica una perspectiva energética a corto plazo ("STEO") que refleja algunos impactos de COVID-19 en la oferta y la demanda.⁷⁰⁹ La siguiente gráfica compara el pronóstico del PIR propuesto de la Autoridad con AEO 2018, AEO 2020 y STEO (junio).

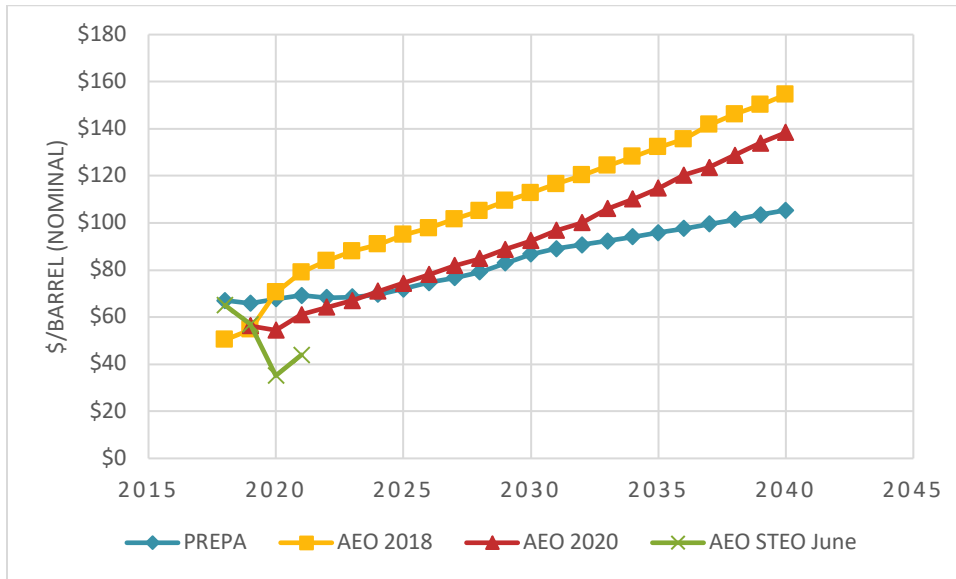
⁷⁰⁷ PIR Propuesto, páginas 7-23.

⁷⁰⁸ U.S. Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2020*, <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>.

⁷⁰⁹ U.S. Energy Information Administration, *Short-Term Energy Outlook*, <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>.



Figura 7 . Pronóstico WTI: Autoridad, AEO 2018, AEO 2020 y STEO para junio 2020 (\$/barril nominal)



587. El pronóstico del precio del crudo en el PIR de la Autoridad está entre los valores AEO 2018 (más altos) y los de AEO 2020 (más bajos) para los primeros años. Los tres pronósticos son mucho más altos que las perspectivas a corto plazo hasta 2021. Más allá de 2025, el pronóstico de la Autoridad es menor que el pronóstico de AEO 2018 y AEO 2020. En este momento, el crudo de la Autoridad parece razonable dada la incertidumbre en torno al impacto del COVID-19 y la demanda mundial de crudo. En consecuencia, el Negociado de Energía **ACEPTA** el pronóstico de combustible de petróleo crudo del PIR.

b. Precio del gas natural: Entregado

588. El precio del gas natural entregado para unidades específicas es una función de transportación, entrega y ganancias negociadas en contratos ejecutados por la Autoridad. Todos ellos se suman al precio básico del gas natural. En el PIR propuesto, la Autoridad utiliza un valor de precio de gas natural entregado de \$4.35/MMBtu para las plantas de San Juan, Palo Seco, Mayagüez y Yabucoa.⁷¹⁰
589. En respuesta al ROI-1-38 del Negociado de Energía, la Autoridad reconoció que el contrato de New Fortress Energy para el precio de gas natural entregado para las Unidades 5 y 6 de San Juan difería de lo que se presentó en el PIR propuesto.⁷¹¹ La Resolución y Orden del Negociado de Energía del 4 de octubre de 2018, en el caso de CEPR-AI-2018-0001, aceptó la conversión de las

⁷¹⁰ PIR Propuesto, páginas 7-25.

⁷¹¹ Primer ROI del Negociado de Energía, 11 de julio de 2019.



Unidades 5 y 6 de San Juan por New Fortress Energy. En respuesta al ROI 7-1 del Negociado de Energía, la Autoridad volvió a ejecutar el escenario ESM con los precios actuales de New Fortress Energy para el gas natural entregado.⁷¹²

590. Además de los agregados por transporte, entrega y ganancias identificados por la Autoridad, el Negociado de Energía señala que el testigo de los LEO, el Prof. Agustín Irizarry Rivera, sostuvo que el costo mensual de capacidad de New Fortress Energy de \$833,333 también debería incluirse como un agregado adicional para el precio de entrega de gas natural para las unidades de San Juan.⁷¹³ En respuesta, el testigo de la Autoridad, el Dr. Nelson Bacalao, sostiene que los costos mensuales de capacidad de \$833,333 representan la recuperación de los costos de conversión incurridos por New Fortress Energy para San Juan 5 y 6 y no deben incluirse como un costo de combustible, sino que han sido modelados en el PIR propuesto como costos fijos.⁷¹⁴ O sea, el costo mensual es independiente de la cantidad de gas natural que realmente se consume en la planta. Esta afirmación es coherente con la respuesta de la Autoridad al ROI 2-24 de las LEO, el cual indica que el costo de la vaporización se trata como un costo fijo de operación y mantenimiento asociado con el proyecto.⁷¹⁵ En respuesta al ROI 7-01 (b), sin embargo, la Autoridad indicó que los costos de gasificación se incluyeron en los costos actualizados de New Energy Fortress.
591. Observamos que las radicaciones de métricas de la Autoridad para los recursos de conversión de San Juan 5 y 6 contienen una columna por un costo fijo adicional que coincide estrechamente con el valor anualizado del costo mensual de capacidad de \$833,333 al que se hace referencia en el contrato de New Fortress Energy. En el caso de una nueva instalación de desembarque para LNG como las propuestas para Yabucoa y Mayagüez, la Autoridad indicó que los costos de gasificación asociados serían costos fijos que no se reflejarían en el precio del gas natural entregado.⁷¹⁶ En respuesta al ROI 2-24(e) de las LEO, la Autoridad indicó que preveía que los precios de Yabucoa y Mayagüez serían los mismos que los de San Juan.⁷¹⁷

⁷¹² Séptimo ROI del Negociado de Energía, 12 de septiembre de 2019.

⁷¹³ LEOs, Testimonio Directo de Agustín Irizarry Rivera 22 de octubre de 2019, página 5.

⁷¹⁴ Autoridad, Testimonio de Refutación del Dr. Nelson Bacalao, 20 de diciembre de 2019, página 19.

⁷¹⁵ LEOs' Segundo ROI, 26 de agosto de 2019.

⁷¹⁶ Séptimo ROI del Negociado de Energía, 12 de septiembre de 2019.

⁷¹⁷ LEOs' Segundo ROI, 26 de agosto de 2019.



592. El Negociado de Energía observa que los agregados de la Autoridad para el transporte, la licuación y la ganancia se mantienen constantes en términos nominales en sus libros de trabajo de apoyo y como se indica en el PIR propuesto. PIR.⁷¹⁸ Como señaló el testigo de las LEO, Sa. Sommers, este tratamiento tiene el efecto de reducir el impacto del agregado en términos reales, ya que sólo el precio Henry Hub aumenta con la inflación. En términos reales, el componente agregado de los precios entregados disminuirá en el futuro.
593. Para los contratos actuales y existentes, el uso de las condiciones actuales del contrato por parte de la Autoridad es apropiado, ya que se trata de los contratos en curso. Observamos que los estimados iniciales de la Autoridad para los precios del gas natural entregado no incorporaron estimados de alto o bajo costo para los costos de licuación, transporte y ganancia en su análisis para fuentes de gas natural estadounidenses o no estadounidenses, como se detalla en el ROI 2-26.⁷¹⁹
594. Para los precios de contratos futuros, los puntos de datos disponibles son los contratos entre la Autoridad y sus proveedores. En el caso de las unidades de San Juan, el contrato ejecutado provisto por la Autoridad indica que durante el Plazo de Prórroga (después del plazo inicial de sesenta (60) meses), el costo unitario del gas natural se determinará entre la Autoridad y New Fortress Energy, sujeto a la aprobación del Negociado de Energía.⁷²⁰ Para Costa Sur, la Autoridad y Naturgy renegociaron el contrato de entrega de gas natural a Costa Sur y el PPOA con EcoEléctrica como se detalla en la respuesta al ROI 10-2.⁷²¹ El precio de gas natural renegociado para Costa Sur comenzaría en 115% Henry Hub + \$5.85 y terminaría en 2032 en 115% Henry Hub más \$5.50.⁷²² Estos precios de producto entregado son más altos que los agregados de gas natural incluidos en la radicación original del PIR propuesto.
595. Durante las Vistas Evidenciarias, la Autoridad indicó que el precio del gas para Costa Sur es comparable a los precios del gas natural en otros lugares.⁷²³
596. En respuesta al ROI 10-5 del Negociado de Energía, la Autoridad volvió a ejecutar los siguientes escenarios (incluyendo S1S2, S23S2, S4S2, y S5S1)

⁷¹⁸ Véase PIR Propuesto, páginas 7-26 y documento "PREPA Fuel Forecast 06032019_Final_with formulas.xlsx"

⁷¹⁹ ROI del Negociado de Energía-2, 18 de julio de 2019.

⁷²⁰ ROI del Negociado de Energía 1-38, anejo (*attachment*) 1, anejo (*exhibit*) C, 11 de julio de 2019.

⁷²¹ Décimo ROI del Negociado de Energía, 13 de diciembre de 2019.

⁷²² *Id.*; véase también ROI 10-9.

⁷²³ Vista Evidenciaria, sesión de la tarde, 3 de febrero de 2020, en 3:12:46.



utilizando los precios actualizados de gas natural entregado para EcoEléctrica, Costa Sur y San Juan 5 y 6.⁷²⁴ Las corridas modeladas también incluyeron cero EE, baja EE y supuestos solares modificados. Los escenarios de re ejecutados proveyeron una evaluación actualizada del PIR propuesto que se discute con más detalle en la Parte III(G) de esta Resolución y Orden Final.

597. El Negociado de Energía **ACEPTA** el precio base del gas natural entregado, incluido en el PIR propuesto, para San Juan y Costa Sur sobre la base de los modelajes actualizados que fueron provistos por la Autoridad. Para los futuros puntos de importación, como los propuestos para Mayagüez y Yabucoa, los términos iniciales de los contratos de New Fortress Energy y Naturgy son mejores indicadores de los precios iniciales del gas natural entregado.

c. Infraestructura de combustible

598. En la Sección Siete del PIR propuesto, la Autoridad resumió el estado actual de los terminales de LNG. La Autoridad señala que actualmente no hay buques de LNG a gran escala conformes con la Ley Jones.⁷²⁵ La Autoridad señala que Puerto Rico actualmente recibe la mayoría de su suministro de LNG de Trinidad y Tobago.⁷²⁶
599. El PIR propuesto de la Autoridad incluye supuestos para nuevas instalaciones de infraestructura de combustible para gasificar crecientes entregas de LNG en el futuro. El plan de acción de la Autoridad supone que el consumo de LNG de Puerto Rico aumenta a no más de 6.5 millones de toneladas métricas anuales (MMtpa).⁷²⁷ El PIR propuesto señala que el contrato actual de EcoEléctrica para LNG procedente de Trinidad y Tobago es de aproximadamente 0.5 MMtpa o aproximadamente 24 bcf.⁷²⁸ Con el fin de abastecer el aumento propuesto en el consumo de gas natural, la Autoridad modeló la expansión y el desarrollo de nuevas instalaciones de infraestructura de gas.

⁷²⁴ ROI del Negociado de Energía-10, 13 de diciembre de 2019.

⁷²⁵ La Ley Jones requiere que el transporte marítimo entre puertos estadounidenses se lleve a cabo con buques construidos en Estados Unidos, que sean propiedad estadounidense y que tengan tripulación estadounidense. La Ley Jones tiene el impacto práctico de limitar el tipo de buques de LNG que se pueden utilizar entre los terminales de exportación de LNG de Estados Unidos y Puerto Rico. Véase 46 U.S.C. § 50102. Los puertos extranjeros están exentos de la Ley Jones, razón por la cual las importaciones de LNG a Puerto Rico son de Trinidad y Tobago.

⁷²⁶ PIR Propuesto, página 7-2.

⁷²⁷ *Id.* en página 7-2. Tenga en cuenta que 6.5 MMtpa equivalen a aproximadamente 312 billones de pies cúbicos (bcf por sus siglas en inglés).

⁷²⁸ *Id.* en página 7-5.



600. El anejo 7-4 del PIR propuesto muestra un resumen de la evaluación por la Autoridad de las opciones de infraestructura de combustible. En el anejo 7-4 se describen las opciones de LNG marítimas (basadas en buques) y terrestres, que ilustran los costos, las capacidades de volumen de combustible y las capacidades máximas. En el PIR propuesto, la Autoridad enumera ocho opciones de infraestructura de gas natural que determinó que podrían estar disponibles:⁷²⁹

- Puerto Marino de Gas en Aguirre (Aguirre Offshore GasPort o AOGP);
- LNG a base de buques en San Juan con gasoducto a PaloSeco;
- LNG terrestre en San Juan con gasoducto a PaloSeco;
- LNG basado en buques en Mayagüez (Oeste);
- LNG basado en buques en Yabucoa (Este);
- Entrega de LNG o gas natural comprimido (GNC) a San Juan y potencialmente Palo Seco;
- Capacidad adicional de regasificación y nuevos gasoductos de gas natural, primero desde la terminal de importación de LNG EcoEléctrica a Aguirre y luego a San Juan; y
- Ninguna nueva infraestructura de gas.

601. En el PIR propuesto, la Autoridad no consideró la opción del AOGP.⁷³⁰ La Autoridad tampoco recomendó la entrega de LNG o GNC a San Juan vía contenedor.⁷³¹ El PIR propuesto tampoco consideró que los nuevos gasoductos de gas natural fueran una opción factible basada en la oposición pública anterior a propuestas anteriores sobre tuberías.⁷³² Además, la Autoridad determinó que los combustibles alternativos -- propano, etano y biocombustibles -- no proveen alternativas a largo plazo a la Autoridad.⁷³³

602. La Autoridad limitó sus opciones a cuatro formas específicas de infraestructura de LNG:⁷³⁴

- LNG terrestre en San Juan con gasoducto a Palo Seco;
- LNG basado en buques en Mayagüez (oeste);
- LNG basado en buques en Yabucoa (este); y

⁷²⁹ *Id.* en página 7-6.

⁷³⁰ *Id.* página 7-8.

⁷³¹ *Id.* página 7-13.

⁷³² *Id.* página 7-14.

⁷³³ *Id.* página 7-15.

⁷³⁴ *Id.* página 7-17.



- LNG a base de buques en San Juan (suministro a San Juan solamente).
603. Los estimados de la Autoridad para los costos de infraestructura de combustible para estas cuatro opciones se presentan en el anejo 7-5 del PIR propuesto. Estos estimados oscilaron entre \$408 y \$590 millones para el LNG terrestre en San Juan con un oleoducto a Palo Seco; \$167 a \$222 millones (cada uno) para la opción de LNG basada en buques en Mayagüez, Yabucoa y San Juan.⁷³⁵
604. La Autoridad elaboró estimados de costos para sus inversiones propuestas en infraestructura de gas natural de varias fuentes. Para el LNG terrestre de \$492 millones en San Juan y el oleoducto a Palo Seco, la Autoridad utilizó el mismo valor que proveyó en el PIR 2016 e infló ese estimado a dólares de 2018.⁷³⁶ La Autoridad no intentó actualizar los valores con otras fuentes o proyectos comparativos. El estimado del gasoducto de 4.2 millas de la Autoridad se basa en una revisión de reducción al valor de 65 millones de dólares del PIR 2016, basada en los costos actuales de construcción y el uso de las servidumbres de paso existentes.⁷³⁷
605. En respuesta al ROI 2-14, la Autoridad indicó que el estimado básico de 185 millones de dólares para los costos de la unidad de regasificación de buques flotantes (FSRU por sus siglas en inglés) asociados con Yabucoa, Mayagüez y San Juan se basaba en dos estudios (Oxford Institute of Energy Studies y Poten and Partners).
606. En respuesta al ROI 2-21(i), la Autoridad ofreció estimados de costos de capital bajos y altos para sus opciones de infraestructura de combustible. El caso bajo es un 10% más bajo que el caso base y caso alto es un 20% más alto que el caso base.⁷³⁸ La Autoridad indicó que el caso bajo y el caso alto se basaban en el juicio profesional y no era atribuible a ninguna fuente específica.⁷³⁹ En respuesta al ROI 06-05, la Autoridad realizó un análisis utilizando costos de infraestructura más altos que su caso de referencia, basado en la discusión de la Vista Técnica del 5 de septiembre de 2019.⁷⁴⁰ La respuesta de la Autoridad al ROI incluyó nuevos valores de alto costo para el LNG terrestre y el LNG basado en buques.

⁷³⁵ *Id.* página 7-18.

⁷³⁶ Véase Requerimiento de Información del Negociado de Energía, ROI 2-13, 18 julio 2019.

⁷³⁷ *Id.*

⁷³⁸ *Id.*

⁷³⁹ *Id.*

⁷⁴⁰ Requerimiento de Información del Negociado de Energía ROI-6, 6 septiembre 2019.



Estos nuevos valores altos fueron de 650 millones de dólares para el LNG terrestre y 350 millones de dólares para el LNG basado en buques.⁷⁴¹

607. Bajo el escenario S4S2S13B ofrecido en respuesta al ROI 6-05 con los costos de infraestructura más altos, la Autoridad encontró que el modelo Aurora no construyó ningún CCGT nuevo, extiende las operaciones de EcoEléctrica hasta 2035 y corre unidades existentes bajo factores de mayor capacidad.⁷⁴² Los resultados de este escenario indican que los costos de infraestructura de gas natural más altos de lo esperado darían lugar a cambios sustanciales en futuras construcciones y operaciones de recursos y son informativos al riesgo de posibles sobrecostos para los proyectos de infraestructura de combustible de gas natural propuestos por la Autoridad. Costos capitales de \$650 millones para LNG terrestre según se muestra en el ROI 6-05 es un límite superior razonable para un proyecto intensivo en capital. Como señaló el Sr. González Simounet, la Autoridad ha tenido un historial de proyectos fallidos para la importación de LNG en el pasado, lo que apoyaría el uso de un costo de capital más alto para tener en cuenta el riesgo de incertidumbre. Como se explica en la Parte IV, el Negociado de Energía **NO APRUEBA** la infraestructura de gas propuesta por la Autoridad, desde que el Negociado de Energía sólo autorizó a la Autoridad a comenzar el trabajo preliminar sobre la nueva generación y/o el almacenaje de energía en Palo Seco, sujeto a las limitaciones establecidas en el Plan de Acción Modificado.

G. Documentación y análisis del desarrollo del plan de recursos

608. La Sección 2.3 (H) (1) y (2) del Reglamento 9021 requiere que la Autoridad documente el desarrollo de sus Planes de Recursos y que enumere los factores que la Autoridad deberá considerar y las tareas que deberá llevar a cabo al elaborar el Plan de Recursos, algunas de las cuales hemos resaltado. Debe incluir una descripción de los mecanismos y criterios utilizados para seleccionar el Plan de Recursos Preferido.⁷⁴³ La Autoridad deberá proveer una tabla coherente de recursos, por año, incluyendo los recursos nuevos y existentes de suministro y demanda necesarios para satisfacer su carga pico, incluso su margen de reserva de planificación.⁷⁴⁴ La Autoridad deberá

⁷⁴¹ *Id.* El anejo 7-5 del PIR Propuesto tenía un alto valor de LNG terrestre de \$590 millones y un alto valor de LNG basado en buques de \$222 millones.

⁷⁴² Requerimiento de Información del Negociado de Energía ROI-6, 6 septiembre 2019.

⁷⁴³ Reglamento 9021, § 2.03 (H)(1)(a)(i).

⁷⁴⁴ *Id.* § 2.03 (H)(1)(a)(v).



identificar su posición neta anual relativa a sus necesidades.⁷⁴⁵ Para el Plan de Recursos Preferido, deberá incluir información suplementaria sobre la contribución de capacidad por recurso, generación anual, emisiones anuales por recurso, consumo de combustible, y los componentes de costos.⁷⁴⁶

609. El Reglamento 9021 requiere además un Análisis del Desarrollo del Plan de Recursos que conste de un modelo de Expansión de Capacidad y un análisis de sensibilidad del plan de recursos.⁷⁴⁷ El análisis: deberá considerar todos los recursos (suministro y demanda) y costos; deberá proveer una discusión exhaustiva de cualquier plan excluido de consideración;⁷⁴⁸ y cada plan deberá cumplir con los requisitos de la cartera de energía renovable.⁷⁴⁹ Los análisis de sensibilidad deberán considerar una gama razonable de incertidumbre en los supuestos de los pronósticos.⁷⁵⁰ El propósito del plan es examinar la robustez de los planes de recursos, o cómo cada plan se vería afectado por cambios en los supuestos. ⁷⁵¹ El propósito de los análisis de sensibilidad es notificar la selección del Plan de Recursos Preferido de la Autoridad.
610. La Autoridad deberá seleccionar un Plan de Recursos Preferido, utilizado la minimización del valor presente del ingreso requerido como el criterio de selección primario. Se podrán considerar otros criterios, incluido el interés público. La Autoridad deberá discutir todos los factores que fueron considerados al seleccionar el Plan de Recursos Preferido.⁷⁵²

1. La radicación de la Autoridad

611. Según se menciona en la Parte III(D) de esta Resolución Final y Orden sobre la Evaluación de la Necesidad de Recursos, la Autoridad no preparó una “posición neta” anual formal fundamentada en la base de los recursos existente y el pronóstico de carga. Sin embargo, la Autoridad proveyó suficiente información al Negociado de Energía para que hiciera dicha evaluación.⁷⁵³ La Autoridad

⁷⁴⁵ *Id.* § 2.03 (H)(1)(b).

⁷⁴⁶ *Id.*

⁷⁴⁷ *Id.* § 2.03 (H)(1)(a)(i).

⁷⁴⁸ *Id.* § 2.03 (H)(2)(a)(viii).

⁷⁴⁹ *Id.* § 2.03 (H)(2)(a)(ix).

⁷⁵⁰ *Id.* § 2.03 (H)(2)(b).

⁷⁵¹ *Id.*

⁷⁵² Reglamento 9021, § 2.03(H)(2)(d).

⁷⁵³ La Parte III de esta Resolución Final y Orden discute la posición neta anual de la Autoridad, el impacto de la capacidad de almacenamiento de las baterías y la necesidad de nuevos recursos de capacidad.



incluyó en los anejos del PIR Propuesto tablas y gráficas abreviadas de recursos⁷⁵⁴ para satisfacer la carga pico y un margen de reserva;⁷⁵⁵ para los Escenarios evaluados en el PIR Propuesto y más detalladamente en los documentos de trabajo de los archivos de métricas que acompañan al PIR Propuesto.⁷⁵⁶

a. Descripción general de la documentación y el desarrollo del plan de recursos de la Autoridad

612. El conjunto de planes de recursos alternos de la Autoridad conocido como “Escenarios,” fueron desarrollados utilizando el módulo LTCE del modelo Aurora.⁷⁵⁷ La documentación y desarrollo del plan de recursos de la Autoridad se establece principalmente en la Parte 8 del PIR Propuesto, titulada “Desarrollo del Plan de Recursos,” junto con una gran cantidad de documentos de trabajo incluyendo archivos de “métricas” detallados.⁷⁵⁸ Los archivos de métricas contienen los resultados de los análisis de la Autoridad, que complementan el material incluido en la Parte 8 del documento completo del PIR Propuesto, e incluye entradas que fueron utilizadas para todos los Escenarios.⁷⁵⁹
613. EL PIR Propuesto de la Autoridad contiene análisis de treinta y cinco (35) planes de recursos, o 35 Escenarios separados, y los resultados están resumidos en los anejos 8-1, 8-2 y 8-3. La información contenida en dichos anejos, incluyendo los recursos nuevos, el retiro de recursos y el conjunto de

⁷⁵⁴ PIR propuesto, Parte 8, Resource Plan Development, anejos 8-12, 8-13, 8-15, 8-16, 8-17, 8-28, 8-29, 8-31, and 8-32 (Escenario 4); 8-43, 8-44, 8-45, 8-46, and 8-47 (Plan ESM); 8-63, 8-64, 8-65, 8-66 y 8-67 (Escenario 1); 8-75, 8-76, 8-77, and 8-78 (Escenario 3); 8-86, 8-87 y 8-88 (Escenario 5).

⁷⁵⁵ Las tablas y gráficas provistas incluyen el total de recursos necesario para cumplir con la representación de la planificación de los márgenes de reserva requerida de la Autoridad, la cual, para muchos de los escenarios evaluados es mayor que el umbral del margen de reserva de 30% según descrito en la Sección de Evaluación de la Necesidad de Recursos de esta Resolución Final y Orden.

⁷⁵⁶ Los archivos de métricas incluidos en las tablas específicas para cada planta de energía, los cuales están más detallado que los resúmenes “por tecnología” contenidos en los anejos del PIR propuesto. Los archivos de métricas también incluían datos de unidades específicas que representan la información obtenida del modelo Aurora, en las pestañas tituladas “resource year”.

⁷⁵⁷ El documento de trabajo de la Autoridad titulado “Aurora Methodology and Hourly Dispatch Considerations” describe la herramienta de modelaje.

⁷⁵⁸ Se proveyeron archivos de métricas para todos los Escenarios inicialmente examinados en documento presentado por la Autoridad el 7 de junio de 2019. Las respuestas posteriores a los Requerimientos de Información que incluyen simulaciones de escenarios o sensibilidades adicionales también incluían archivos de métricas del mismo formato.

⁷⁵⁹ La Autoridad define los Escenarios en el capítulo introductorio, Parte 1 del PIR Propuesto. Cada Escenario modelado tiene su propio archivo de métricas en una hoja de cálculo en Excel. Todos los archivos de métricas tienen la misma estructura, por ejemplo, las convenciones para fijar nombres en las pestañas son las mismas y el tipo de contenido en cada pestaña es el mismo.



“Métricas centrales”,⁷⁶⁰ se provee también de manera idéntica en la Parte 1 del PIR Propuesto, “Introducción y Resumen de las Conclusiones,” como anejos 1-7, 1-8 y 1-9.

614. Además de describir detalladamente su Plan de Recursos Preferido Propuesto en la Parte 8, presenta un resumen del plan en la Parte 1.2 del PIR Propuesto, “Resumen de Conclusiones y Recomendaciones”. El Plan de Recursos Preferido se presenta como el Plan EMS,⁷⁶¹ con elementos basados en parte en el Escenario S4S2 de la Autoridad y en parte en “decisiones predeterminadas”.⁷⁶²
615. La Autoridad también presenta un grupo de cincuenta y dos (52) modelos adicionales, de los cuales, cuarenta y seis (46) se presentan como respuesta a los Requerimientos de Información del Negociado de Energía y de AES-PR,⁷⁶³ respectivamente, que dieron lugar a los ochenta y siete (87) resultados de Escenarios de recursos presentados en el PIR Propuesto.⁷⁶⁴ A pesar de la vasta cantidad de requerimientos de información sometidas por otros interventores⁷⁶⁵, la Autoridad no preparó Escenarios nuevos. Los cincuenta y dos (52) modelos adicionales fueron solicitados y las respuestas fueron provistas por la Autoridad, para suplementar los treinta y cinco (35) Escenarios presentados en la simulación de modelos original con planes de recursos que

⁷⁶⁰ Las “Métricas centrales” presentadas por la Autoridad incluyen el valor presente neto del ingreso requerido durante el periodo de 2019-2038 (“NPV@ 9% 2019-2038”), que es una suma total de todos los costos operacionales, de combustible, mantenimiento y capitales para cada escenario, con un descuento nominal de un 9%. Las “Métricas centrales” también incluyen el promedio, real, total de los primeros 10 años de costos por MWh (“Average 2019-2038 2018\$/MWh”), el porcentaje de RPS alcanzado en el 2028, el NPV de la “energía no servida” (ENS por sus siglas en inglés), la suma total del VPN + ENS, el margen de reserva más bajo alcanzado, el porcentaje de reducción de emisiones en 2038 (desde el 2019), y la inversión de capital total.

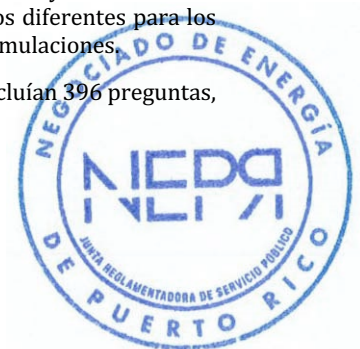
⁷⁶¹ La página 1-7 del PIR Propuesto establece: “Tomando en consideración todos estos factores, Siemens recomienda que la Autoridad proceda con la ejecución del Plan ESM con una reevaluación de los supuestos del ESM y progreso del proyecto dentro de un periodo de dos o tres años cerca de la terminación de las actividades de desarrollo y permisología recomendadas”. La página 10-2 del PIR Propuesto indica: “El Plan ESM fue seleccionado como el plan recomendado ya que representa un costo bajo, una opción práctica que provee un mayor nivel de contribución de la energía renovable y mejora significativamente la resiliencia del sistema.”

⁷⁶² La página 8-44 del PIR Propuesto indica: “El Plan de Modernización del Sistema Energético (ESM) se deriva del Escenario basado en adiciones de expansión de generación determinadas que se discuten a continuación y que están detalladas en el documento titulado “Considerations on the ESM Plan”.

⁷⁶³ Sexto Requerimiento de Información del Negociado de Energía ROI, 6 septiembre 2019 (6-2, 6-3, 6-4, 6-5, 6-6); Séptimo Requerimiento de Información del Negociado de Energía ROI, 12 septiembre 2019 (7-1, 7-2, 7-3); Noveno Requerimiento de Información del Negociado de Energía ROI, 29 octubre 2019 (9-1, 9-3); Décimo Requerimiento de Información del Negociado de Energía ROI, 13 diciembre 2019 (10-5); y AES-PR Primer ROI, 2 octubre 2019 (1-1 y 1-2).

⁷⁶⁴ La Autoridad también llevó a cabo simulaciones de modelos adicionales como parte de su respuesta al Séptimo ROI del Negociado de Energía del 12 de septiembre de 2019; la Autoridad respondió en partes el 27 de septiembre y el 4 de octubre de 2019. Las simulaciones muestran la sensibilidad de las plantas de generación pico bajo supuestos diferentes para los escenarios ESM, S4S2B y S3S2B pero no se solicitaron ni se proveyeron resultados de VPN en estas simulaciones.

⁷⁶⁵ Los interventores sometieron un total de 20 requerimientos de información a la Autoridad, que incluían 396 preguntas, incluyendo las solicitudes de modelaje de AES-PR.



utilizaban diferentes supuestos subyacentes, según se describen a continuación:

- ROI-6-2 del Negociado de Energía, sensibilidades de costos renovables.⁷⁶⁶ Las respuestas a este ROI contienen dos sensibilidades de costos renovables base (sensibilidad 8) para casos de carga alta y baja; y tres sensibilidades de costos renovables (sensibilidad 6) para base, casos de carga alta y baja (respectivamente, los cinco Escenarios son S3S2S8H, S3S2S8L, S3S2S6B, S3S2S6H y S3S2S6L).
- ROI-6-3 del Negociado de Energía, Escenarios con agregado de carbón.⁷⁶⁷ Se realizaron simulaciones de tres Escenarios que incluían el efecto del agregado del precio del carbón (definido como sensibilidad 10) en el desarrollo de recursos para los Escenarios S4S2, S3S2 y ESM (S4S2S10B, S3S2S10B, ESM 10).
- ROI-6-4 del Negociado de Energía, instalación de sistemas de energía solar fotovoltaica atrasada.⁷⁶⁸ Este Escenario supone un atraso en desarrollo de recursos de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento en S3S2B, definido como sensibilidad 11 (S3S2S11).
- ROI-7-1 del Negociado de Energía, Plan ESM con el precio real del gas para las unidades 5 y 6 de San Juan.⁷⁶⁹ Este Escenario es un re-simulación del caso ESM con el precio real de New Fortress Energy para las unidades convertidas 5 y 6 de San Juan. Este caso fue solicitado para garantizar información precisa en cuanto a los costos operacionales reales de la conversión de las unidades 5 y 6 San Juan.
- ROI-7-2 del Negociado de Energía, BESS sin restricciones y limitaciones para la energía solar fotovoltaica en el modelo, a partir del año 2022 (el año 2022, inclusive).⁷⁷⁰ Estos dos Escenarios permiten que los sistemas de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento en baterías puedan instalarse a un ritmo mayor que el que se utiliza en otros Escenarios. A partir del año 2021, no habrá limitaciones en cuanto a la cantidad los sistemas de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento en baterías que puedan instalarse anualmente. Estos son simulaciones para el S2S4B y el S3S2B.

⁷⁶⁶ Sexto Requerimiento de Información del Negociado de Energía ROI 6, 6 de septiembre de 2019; la Autoridad respondió en partes los días: 27 de septiembre, 4 de octubre, 15 de octubre y 18 de octubre de 2019.

⁷⁶⁷ *Id.*

⁷⁶⁸ *Id.*

⁷⁶⁹ Séptimo Requerimiento de Información del Negociado de Energía, ROI, 12 de septiembre de 2019; la Autoridad respondió en partes el 27 de septiembre y el 4 de octubre de 2019.

⁷⁷⁰ *Id.*



- ROI-7-3 del Negociado de Energía, simulaciones nuevas para el S4S1H y el S4S1L.⁷⁷¹ Estos Escenarios permiten que se provea un trato abarcador del S4S1 tanto en los Escenarios de carga alta como de carga baja.
- ROI-7-6 del Negociado de Energía, razones que respaldan un para el S4S2B, el S3S2B y el ESM.⁷⁷² Siemens llevó a cabo simulaciones adicionales para evaluar los resultados del LTCE ante la ausencia de decisiones predeterminadas y fundamentó el modelo para establecer en total más recursos de generación pico con el paso del tiempo. Este es un resultado impreciso del 80% del requisito local de recursos en la Estrategia 2. No se presentaron resultados del VPN para estas simulaciones, ya que el único propósito del Requerimiento de Información era determinar si el desarrollo de recursos fue resultado de decisiones predeterminadas o de la expansión de capacidad basadas en el modelo económico.
- ROI-8-1 del Negociado de Energía, corrección de cálculo de energía no servida.⁷⁷³ Se realizó una corrección a los cálculos de energía no servida para la ejecución S3S2B para dar cuenta de un error de modelado relacionado con la forma en que las unidades 5 y 6 de San Juan (convertidas) fueron contabilizados.
- ROI-9-1 del Negociado de Energía, solicitud de simulaciones para el LTCE revisado para los pronósticos de carga base Modificados incorporando “Ninguna EE” y “EE Baja”.⁷⁷⁴ Ninguna eficiencia energética (“Ninguna EE”) refleja el uso del pronóstico de carga base de la Autoridad sin ajuste alguno de ahorros de EE. Eficiencia Energética Baja (“EE Baja”) refleja el uso de pequeños ajustes de eficiencia energética al pronóstico de carga base.
- ROI-9-3 del Negociado de Energía, solicitud de correcciones a los archivos de métricas relacionados con el S3S2S8, el S4S2 y el S3S2.⁷⁷⁵ Se solicitó que se hicieran las correcciones requeridas para atender los ajustes de costos de la sensibilidad 8, los ajustes de costos operacionales y de mantenimiento y el ajuste de costos fijos de recursos eólicos.
- ROI-10-5 del Negociado de Energía, supuestos de entradas exhaustivos del nuevo PPOA de EcoEléctrica para niveles de carga base con cantidades variadas de eficiencia energética.⁷⁷⁶ A través de estos Requerimientos, se solicitó que se llevaran a cabo simulaciones del LTCE revisados con todos los atributos (reducciones en el pago de costos de capacidad y aumentos en el

⁷⁷¹ *Id.*

⁷⁷² *Id.*

⁷⁷³ Negociado de Energía ROI 8, 5 de octubre de 2019.

⁷⁷⁴ Negociado de Energía ROI 9, 29 de octubre de 2019.

⁷⁷⁵ *Id.*

⁷⁷⁶ Negociado de Energía ROI 10, 29 de octubre de 2019



precio del gas) del PPOA revisado de EcoEléctrica, en todas las categorías de los Escenarios más importantes y para tres niveles de carga distintos. Se llevaron a cabo catorce simulaciones nuevas bajo la carga base (S3S3, S4S2) EE Baja (S4S2B, S1S2B, S3S2B, S5S1B) ninguna EE (S4S2B,S1S2B, S3S2B, S5S1B), EE baja sin limitaciones en cuanto a la instalación de sistemas de energía solar fotovoltaica y baterías de almacenamiento a partir del año 2021 (S4S3 sin límites solares, S2S2 sin límites solares), y ninguna EE sin limitaciones en cuanto a la instalación sistemas de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento en baterías a partir del año 2021(S4S3 sin límites solares, S2S2 sin límites solares).

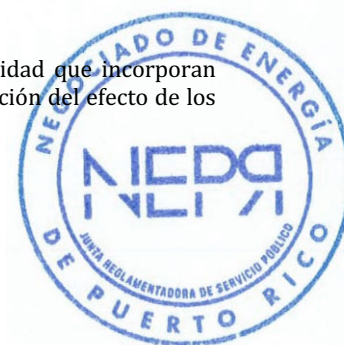
- ROI-1-1 y ROI 1- 2 del AES-PR, Escenarios de conversión de la planta de gas de AES y retiro.⁷⁷⁷ En estos requerimientos, la Autoridad modeló resultados de VPN alternos bajo diferentes supuestos sobre la conversión de AES a gas o su retiro y utilizando distintos pronósticos de carga.

616. Se presenta un resumen de los resultados de las simulaciones de 87 Escenarios, en el Apéndice C de esta Resolución Final y Orden, “Resumen de los Escenarios de Desarrollo de Recursos”. El resumen muestra el valor presente neto (VPN) de los ingresos requeridos para cada Escenario, junto con otras métricas. El Apéndice C también contiene tablas sobre la adición de capacidad y retiros, para grupos claves de Escenarios.⁷⁷⁸
617. Además, durante la Vista Evidenciaria, la Autoridad confirmó la dirección del efecto de valoración del escenario que una aplicación de los precios del carbono tendría en los resultados modelados. El efecto, que puede considerarse como un "sumador" para el VPN global de cualquier escenario dado si se consideraran directamente los precios del carbono, sería proporcional al precio del carbono, y en proporción a las emisiones agregadas de carbono (derivadas de la cartera de tipos de recursos emisores del escenario) para cualquier escenario dado. ⁷⁷⁹El artículo 1.9(3)(H) de la Ley 17 establece que el plan de recursos integrado incluirá, pero no se limitará a las evaluaciones de impacto ambiental de la Autoridad relacionadas con las emisiones atmosféricas y el consumo de agua, los residuos sólidos y otros factores como el cambio climático. El efecto de las emisiones de carbono afecta directamente al cambio climático, y cualquier reducción en las emisiones de carbono apoya los esfuerzos para mitigar el cambio climático.

⁷⁷⁷ AES-PR's Requerimiento de Información (ROI), 2 de octubre de 2019.

⁷⁷⁸ El grupo de Escenarios clave refleja especialmente los modelos más actualizados de la Autoridad que incorporan supuestos de entrada exhaustivos para el nuevo PPOA de EcoEléctrica y que incorporan una evaluación del efecto de los diferentes niveles de eficiencia energética en el pronóstico de carga base.

⁷⁷⁹ Vista Evidenciaria, 6 de febrero de 2020, sesión matutina, 01:28:00.



618. Aparte de los escenarios producidos en respuesta al ROI-6-3 del Negociado de Energía, no se incluyen los costos directos ni los efectos de precios de las emisiones de dióxido de carbono en los resultados propuestos del PIR para el Plan de Recursos Preferidos de la Autoridad, o el Plan de Recursos Preferidos Modificados, o el resumen compilado en el Apéndice C de esta Resolución y Orden. Sin embargo, el testimonio de la Autoridad en la vista establece un punto de referencia importante para la estimación de la determinación del impacto direccional relativo del escenario S3S2, en comparación con los escenarios ESM y S4S2B, ya que los escenarios ESM y S4S2B presentan mayores emisiones de carbono que el escenario S3S2.⁷⁸⁰
619. La Autoridad confirmó que todo lo demás igual, un escenario con mayores emisiones de carbono sería más costoso que un escenario con menores emisiones de carbono, si se considerara un precio de carbono o un sumador de carbono.⁷⁸¹

b. Resumen de los resultados del modelaje de escenarios de la Autoridad

620. Los resultados del modelaje original de la Autoridad para el Valor Presente Neto de los Ingresos Requeridos (VPNIR o VPN) para los treinta y cinco Escenarios presentados originalmente se presentan en una tabla en el anejo 8-3 del PIR Propuesto y en las gráficas en los anejos 8-4, 8-5 y 8-6. Los anejos 8-1 y 8-2 muestran las decisiones en cuanto al desarrollo de nuevos recursos y de retiro para dichos Escenarios.
621. Dieciocho (18) de estos escenarios utilizan supuestos estándares para los costos de los recursos, los precios del combustible y la disponibilidad del recurso y de combustible en Puerto Rico, a lo largo de 3 niveles de pronósticos de carga diferentes- base, alto y bajo. Cada uno de los tres niveles de pronósticos incluye “EE total.”⁷⁸² La Tabla 7 a continuación muestra los resultados de los NPV, que están ordenados desde el NPV más bajo hasta el más alto dentro de cada grupo de carga base, alta y baja.⁷⁸³

⁷⁸⁰El escenario ESM (Base) emite un total de 75,12 millones de toneladas de CO₂ durante el período 2019-2038. El escenario S3S2B emite un total de 61,12 millones de toneladas de CO₂ en el mismo período. El escenario S4S2B emite 63,6 millones de toneladas de CO₂ durante ese período. Autoridad archivos de métricas, ESM (base), S4S2B, S3S2B; "Emisiones", en la fila 13, columnas W a AP.

⁷⁸¹ Vista Evidenciaria, 6 de febrero de 2020, sesión matutina, 01:25:00 a 01:3032:00.

⁷⁸² “EE total” refleja la reducción total de carga para el año 2038 en un 30% de lo que hubiera sido.

⁷⁸³ La comparación de costos de VPNIR resulta más útil cuando se utiliza el mismo nivel de carga.



Tabla 7. Resultados de los VPNIR por escenario - Carga base, alta y baja

Escenario	NPVIR (2018 \$000)	NPV (\$ millones) Cambio a partir del costo más bajo dentro del grupo de carga	% cambio a partir del costo más bajo dentro del grupo de carga
Carga base			
S3S2B	\$13,843,500		0.0%
S4S1B	\$14,028,437	\$185	1.3%
S5S1B	\$14,111,652	\$268	1.9%
S4S2B	\$14,339,167	\$496	3.6%
S1S1B	\$14,355,763	\$512	3.7%
S4S3B	\$14,405,252	\$562	4.1%
ESM Base	\$14,420,218	\$577	4.2%
S3S3B	\$14,538,746	\$695	5.0%
S1S3B	\$14,687,535	\$844	6.1%
S1S2B	\$14,773,629	\$930	6.7%
Carga alta			
S4S2H	\$15,143,866		0.0%
ESM Alta	\$15,243,860	\$100	0.7%
S3S2H	\$15,291,789	\$148	1.0%
S1S2H	\$16,123,599	\$980	6.5%
Carga baja			
S4S2L	\$12,854,423		0.0%
S3S2L	\$13,353,915	\$499	3.9%
S1S2L	\$13,524,539	\$670	5.2%
ESM Baja	\$13,941,335	\$1,087	8.5%

Fuente: Autoridad, anejo 8-3 y archivos de métricas adjuntos. Orden de Synapse y cálculo del porcentaje de cambio. Nota: Se utilizaron los valores de VPNIR contenidos en los documentos de trabajo de los archivos de métricas, si dichos valores diferían de los valores enumerados en el anejo 8-3.

622. Los restantes diecisiete (17) escenarios, de los treinta y cinco escenarios originales que reflejan las sensibilidades para los costos de los recursos, los precios del combustible y la disponibilidad del recurso y de combustible en Puerto Rico, todos reflejan un pronóstico de carga base. La Tabla 8 muestra los resultados de los VPN, donde sea aplicable y también están ordenados de menor a mayor según el costo dentro de cada grupo.



Tabla 8 . Sensibilidades de los resultados de VPNIR – Carga base

Escenario	Valor Presente Neto del Requerido (\$000)	Ingreso (2018)	VPN (\$ millones) cambio a partir del menor costo dentro del grupo de carga	Porcentaje de aumento del VPNIR a partir del escenario más bajo
Precio del gas alto				
S3S2S5B	\$14,811,928			0.0%
S4S2S5B	\$15,244,467		\$433	2.9%
S1S2S5B	\$15,378,227		\$566	3.8%
ESMS5B	\$15,601,077		\$789	5.3%
S5S1S5B	\$15,649,330		\$837	5.7%
LNG sin buque en SJ				
S1S2S7B	\$15,685,669			
LNG sólo buque en SJ				
S4S2S4B	\$14,637,908			
EcoElectrica en lugar de unidad CC en Costa Sur				
S4S2S9B	\$14,469,338			
Sistema de energía solar fotovoltaica y baterías de bajo costo				
S5S1S1B	\$13,802,131			0.0%
S4S2S1B	\$14,001,068		\$199	1.4%
ESMS1B	\$14,110,248		\$308	2.2%
S1S2S1B	\$14,449,784		\$648	4.7%
Sistema de energía solar fotovoltaica y baterías de costo normal				
S3S2S8B	\$14,357,561			
S3S2S8B – ROI-9-3 corregido	\$14,823,560			
Sistema de energía solar fotovoltaica y baterías de alto costo				
S5S1S6B	\$15,324,562			0.0%
S4S2S6B	\$15,554,080		\$230	1.5%
ESMS6B	\$15,581,039		\$256	1.7%
S1S2S6B	\$16,018,738		\$694	4.5%

Fuente: Autoridad, anejo 8-3 y archivos de métricas adjuntos. Orden de Synapse y cálculo del porcentaje de cambio. Nota: Se utilizaron los valores de VPNIR contenidos en los documentos de trabajo de los archivos de métricas, si dichos valores diferían de los valores enumerados en el anejo 8-3.

623. Escenarios adicionales para reflejar los niveles del pronóstico de carga base pero con cantidades diferentes de eficiencia energética—conocidos como escenarios de “EE Baja” y “Cero EE”—fueron modelados en la respuesta al ROI-



9-1 y al ROI-10-5 del Negociado de Energía.⁷⁸⁴ Los resultados del modelaje obtenidos de las respuestas a dichos ROI también contienen una representación completa de los costos contractuales del nuevo PPOA de EcoEléctrica⁷⁸⁵ para dicha instalación y, por lo tanto, denota un grupo de actualizaciones fundamentales en los procesos medulares de modelaje, que no incluyen dichos costos de manera exhaustiva.⁷⁸⁶ La Autoridad menciona específicamente en sus respuestas al ROI-9-1 y al ROI-10-5 que los supuestos modelados incorporan “las condiciones contractuales más probables para EcoEléctrica”⁷⁸⁷ y toma en consideración “la información más actualizada sobre el sistema de la Autoridad; por lo tanto, los resultados que se presentan aquí son representativos de las condiciones futuras según se observan en este momento”.⁷⁸⁸

624. Esos resultados se presentan en la Tabla 9 y la Tabla 10 a continuación. Los resultados del modelaje en respuesta al ROI-10-5 del Negociado de Energía presentados en la Tabla 10 a continuación, utilizan los valores del “Eco PPOA con Almacenamiento Refinado (Final)**”, según se describe en la respuesta y reflejan “los resultados con el nuevo PPOA para todos los casos de almacenamiento refinado en baterías, según aplique dependiendo del caso”.⁷⁸⁹

⁷⁸⁴ Décimo Requerimiento de Información del Negociado de Energía, ROI, 29 octubre 2019; Décimo Requerimiento de Información del Negociado de Energía, ROI, 13 de diciembre de 2019;

⁷⁸⁵ Resolución y Orden, Caso Núm. NEPR-AP-2019-0001, Solicitud de Aprobación de Acuerdo de Compraventa de Energía y Operación Enmendado y Reformulado con EcoEléctrica y de Acuerdo de Compraventa de Gas Natural con Naturgy, (20 de marzo de 2020).

⁷⁸⁶ El modelaje original incluyó una reducción en los costos de capacidad para las instalaciones de EcoEléctrica para la mayoría de los Escenarios, pero no incluyó dichos costos de manera exhaustiva.

⁷⁸⁷ Noveno Requerimiento de Información del Negociado de Energía, ROI, Siemens Memo “ROI 9 Assumptions for Modeling”, 13 de noviembre de 2019.

⁷⁸⁸ Décimo Requerimiento de Información del Negociado de Energía, ROI-10-5, Sección 2 “Modeling Assumptions,” 13 de diciembre de 2019, página 8.

⁷⁸⁹ *Id.* en página 9.

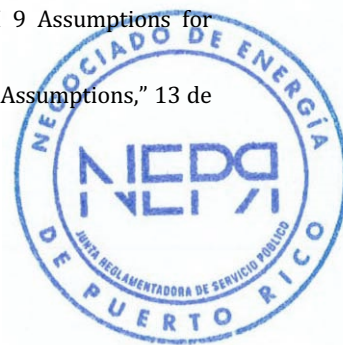


Tabla 9 . Resultados del VPNIR del ROI-9-1 del Negociado de Energía –Ajustes a la carga base por Cero Eficiencia Energética y Baja Eficiencia Energética

Escenario	Valor Presente Neto Ingreso Requerido (2018 \$000)	VPN (\$ millones) Cambio desde el costo más bajo dentro del grupo de carga	% cambio desde el costo más bajo dentro del grupo aplicable
Carga base - Baja eficiencia energética			
S3S2	\$16,009,904		0.0%
Esm	\$16,393,013	\$383	2.4%
S4S2	\$16,555,636	\$546	3.4%
S5S1	\$16,585,288	\$575	3.6%
S1S2	\$17,176,251	\$1,166	7.3%
Carga base - Cero eficiencia energética			
S3S2	\$16,495,437		0.0%
Esm	\$17,328,147	\$833	5.0%
S4S2	\$17,633,201	\$1,138	6.9%
S5S1	\$17,676,430	\$1,181	7.2%
S1S2	\$18,120,500	\$1,625	9.9%

Fuente: Los valores VPNIR obtenidos directamente de la respuesta revisada de la Autoridad al ROI ROI-9-1 del Negociado de Energía, Tabla 2: Main Metrics Results for All Scenarios, 2 marzo 2020. Nota: Diferencias en porcentaje a partir del Escenario de menor costo dentro de cada grupo de nivel de carga calculado por Synapse.



Tabla 10. Resultados del VPNIR del PREB-PREPA-ROI-10-5- Total, Baja y Cero Eficiencia Energética

Escenario	VPNRR (\$2018 '000)	VPN (\$ millones) cambio a partir del costo más bajo dentro del grupo de carga	% cambio a partir del costo más bajo dentro del grupo aplicable
Carga base – Completa eficiencia energética			
S3S2B	14,144,101		0.0%
S4S2B	14,824,335	680	4.8%
Carga base - Baja eficiencia energética			
S3S2B Baja EE	15,978,394		0.0%
S4S2B Baja EE	16,679,347	701	4.4%
S5S1B Baja EE	16,736,222	758	4.7%
S1S2B Baja EE	17,464,845	1,486	9.3%
Carga base - Baja eficiencia energética, sin límites solares			
S3S2B Baja EE, sin límites solares	16,124,669		0.0%
S4S2B Baja EE, sin límites solares	17,283,426	1,159	7.2%
Carga base - Cero eficiencia energética			
S3S2B Cero EE	16,741,505		0.0%
S5S1B Cero EE	17,463,626	722	4.3%
S4S2B Cero EE	17,739,315	998	6.0%
S1S2B Cero EE	18,805,782	2,064	12.3%
Carga base - Cero eficiencia energética, sin límites solares			
S3S2B Cero EE, sin límites solares	16,961,018		0.0%
S4S2B Cero EE, sin límites solares	18,552,371	1,591	9.4%

Fuente: PREPA Supplemental Corrected Response to Energy Bureau's ROI-10-5 a), b) y c). El Valor VPNIR se obtuvo de la columna "Eco PPOA with Storage Refined (Final)**". 22 enero 2020. Nota: Diferencia en porcentaje a partir del Escenario de menor costo dentro de cada grupo de nivel de carga calculado por sinopsis.

625. La Autoridad discute los resultados del modelaje en varias secciones.⁷⁹⁰ En cada Sección del PIR Propuesto, en distinta medida, la Autoridad describe los resultados de los Escenarios para las métricas principales, incluyendo el nivel de adición de capacidad y retiros, gastos de capital, la futura mezcla de recursos y diversidad de combustibles del escenario, cómo el escenario cumple con los requisitos del RPS, los costos al sistema para cada Escenario, consideraciones de resiliencia (presentando el valor de cálculo de la energía no servida de la

⁷⁹⁰ PIR Propuesto, Sección 8 para el Escenario 4; Sección 8.3 para el Plan ESM; Sección 8.4 para el Escenario 1; Sección 8.5 para el Escenario 3; y Sección 8.6 para el Escenario 5.



Autoridad),⁷⁹¹ resultados del análisis de sensibilidad y los resultados del análisis nodal.

626. El precio del combustible para las instalaciones de EcoEléctrica eran diferentes en el PIR presentado originalmente, comparado con el precio del combustible utilizado para EcoEléctrica en el modelaje realizado en respuesta al ROI 9-1 y al ROI 10-5 del Negociado de Energía, ambos reflejan específicamente el precio del gas bajo el nuevo PPOA.⁷⁹² Debido a ese cambio en los supuestos de entrada, los resultados de las simulaciones del PIR Propuesto no deberían compararse directamente con los resultados de las simulaciones del ROI-9-1 y del ROI-10-5 como parte de un análisis de costo diferencial, aunque las comparaciones entre los Escenarios dentro del PIR Propuesto, o entre los Escenarios dentro de cada respuesta al ROI 9-1 y al ROI 10-5 son válidas para tales fines. La Tabla 11 a continuación refleja el costo de combustible para las instalaciones de EcoEléctrica según están representados en el PIR Propuesto, y según fueron modelados exhaustivamente para que reflejara los términos del nuevo PPOA.

Tabla 11. Precio del Combustible para EcoEléctrica, nominal \$/mmBTU, Escenarios bajo el Contrato Original y bajo el Nuevo PPOA

Fuente:	PIR Propuesto Presentado	Respuesta a ROI-10-5 del Negociado de Energía-Autoridad , anejo 1
año	Precio del Combustible para EcoEléctrica bajo el Contrato Original, \$/mmBTU	Precio del Combustible para EcoEléctrica bajo el Nuevo PPOA, \$/mmBTU
2020	4.96	8.74
2021	5.06	9.16
2022	8.10	9.26
2023	8.37	9.52
2024	8.67	9.82
2025	8.93	10.08
2026	9.14	10.29
2027	9.23	10.38
2028	9.34	10.49
2029	9.39	10.54
2030	9.59	10.74
2031	9.65	10.80
2032	9.90	11.05

Fuente: Archivos de Métricas de la Autoridad, pestaña titulada “resource year”, S4S2B (original) y S4S2 (respuesta al Requerimiento de Información 10-5 del Negociado de Energía del 22 de enero de 2020). Todos los precios de combustible

⁷⁹¹ Esto se discute en la Parte III(I) de esta Resolución Final y Orden.

⁷⁹² Respuesta a Requerimiento de Información del Negociado de Energía, ROI-9-1 and ROI-10-5.



para EcoEléctrica (contrato original), EcoEléctrica bajo los términos del Nuevo PPOA (“EcoEléctrica PPOA Nuevo”), y otros recursos nuevos de ciclo combinado alimentados con gas utilizados en las simulaciones están disponibles directamente en la pestaña titulada “resource year” en el archivo de métricas para cualquier Escenario, como “Fuel Cost”, en unidades de \$/mmBTU, obtenido de la respuesta de la Autoridad al ROI-10-5(f) del Negociado de Energía. Nota: El precio de combustible mostrado para la presentación original era para ambos EcoEléctrica (hasta el 2024) y la unidad nueva de ciclo combinado Costa Sur (2025-2032).

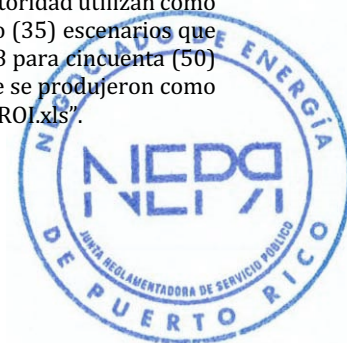
c. Adiciones y retiros de capacidad – Modelajes del PIR Inicial y conjuntos posteriores del ROI-6 y ROI-7

627. La Autoridad proveyó adiciones de capacidad y retiros relacionadas a cada uno de los treinta y cinco (35) Escenarios presentados originalmente en el PIR Propuesto, en respuesta a los requerimientos de información, y en todos los archivos de métricas. Las Tablas incluidas en el Apéndice C de esta Resolución Final y Orden contienen una lista específica de adiciones de capacidad para el año 2025 y para el año 2038 para todos los Escenarios. Las adiciones y retiros que se observan en los Escenarios presentados originalmente y aquellos Escenarios modelados en la respuesta al Sexto y Séptimo ROI del Negociado de Energía se resumen a continuación:

- Adiciones Renovables - Sistema de Energía Solar Fotovoltaica.⁷⁹³ Todos los escenarios satisfacen o exceden los requisitos de la cartera de energía renovable mediante la adición de recursos de energía solar fotovoltaica, todos excepto uno—el escenario del ESM de carga baja—que contendrán por lo menos 2,100MW de energía solar fotovoltaica nueva para el año 2025. El escenario del ESM de carga base contenía 2,400 MW para el año 2025; el S4S2 contiene 2,200 MW para el año 2025; y el S3S2 construye 2,820 MW de energía solar fotovoltaica para el año 2025. Particularmente, los aumentos en energía solar fotovoltaica a partir del año 2025, a lo largo del horizonte de planificación en el 2038 son relativamente modestos para el ESM de carga base (2,580 MW en total), el S4S2B (2,820 MW en total) y los Escenarios 1 y 5 (generalmente muy por debajo de 3,000 MW en total); mientras que los sistemas de energía solar en el Escenario 3 se encuentran en o sobre 4,000MW para el año 2038.⁷⁹⁴

⁷⁹³ Además de los sistemas de energía solar fotovoltaica que surgen del modelaje, la Autoridad incluye en todos los Escenarios una cantidad determinada de energía solar fotovoltaica distribuida que totaliza un poco más de 1,000 MW para el año 2038. PIR Propuesto, Apéndice 4: Demand-Side Resources, anejo 3-10.

⁷⁹⁴ Energy Bureau’s Seventh ROI, 12 septiembre 2019; la Autoridad respondió en partes el 27 de septiembre y el 4 de octubre de 2019, 7-3(a), anejo 1. Los resultados actualizados de la compilación de Escenarios de la Autoridad utilizan como base un documento de trabajo presentado originalmente que reunía los resultados de treinta y cinco (35) escenarios que contenían los niveles de desarrollo de energía solar fotovoltaica para el año 2025 y para el año 2038 para cincuenta (50) escenarios que incluyen los treinta y cinco (35) escenarios originales más quince (15) escenarios que se produjeron como respuesta a los ROI. Véase el archivo titulado “PREPA ROI_6 and 7 Attachment Summary PREPA IRP+ROI.xls”.



- Adiciones de Almacenamiento en Baterías. Todos los escenarios incluyen un desarrollo económico de almacenamiento de energía en baterías bajo el modelaje LTCE.⁷⁹⁵ El escenario del ESM de la Autoridad limitó el desarrollo a 920MW para el año 2025; mientras que el S4S2B y el S3S2B observaron 1,320 MW de almacenamiento en baterías para el año 2025. Los Escenarios 1 y 5 observaron un desarrollo menor, de 1,280 y 1,200 MW, respectivamente para el año 2025. Ambos Escenarios, el ESM y el S4S2B, observaron 1,640MW de almacenamiento en baterías para el año 2038, más bajo que el desarrollo de 3,040 MW del S3S2B.
- Adiciones Renovables – Otros. No surgieron otras adiciones renovables de las simulaciones. La Autoridad mencionó que los supuestos de generación eólica en tierra de costo bajo se aproximan, pero aun así exceden el costo de desarrollar energía solar para el año 2038.⁷⁹⁶ La Autoridad tampoco incluyó en su modelaje ningún beneficio de capacidad que pudiera estar relacionado con la producción eólica durante las horas pico.⁷⁹⁷ La Autoridad menciona en el PIR Propuesto que un estudio de preliminar de generación eólica marina⁷⁹⁸ identificó localidades potenciales, pero que los costos eran más altos que los de la generación solar fotovoltaica o de los recursos eólicos en tierra; el estudio concluyó que sería viable para Puerto Rico en el futuro si se observa una reducción en los costos.⁷⁹⁹
- Adiciones no renovables – La capacidad pico para reemplazar las unidades Frame 5 existente.⁸⁰⁰ Todos los planes de los Escenarios

⁷⁹⁵ Todos los sistemas de almacenamiento en baterías pueden ser provistos ya sea a gran escala o sistemas distribuidos de baterías, y sistemas de menor escala como los que se proveen a través de “plantas de energía virtuales” las cuales representan una alternativa aceptable por razones de confiabilidad, siempre y cuando se garantice la visibilidad y/o control de la Autoridad. Vista Evidenciaria, 6 febrero 2020, sesión de la tarde, 02:26:00 a 02:32:00.

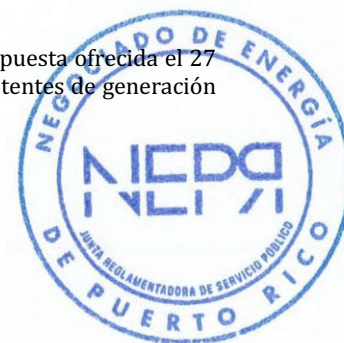
⁷⁹⁶ PIR Propuesto, anejo 6-43, página 6-35.

⁷⁹⁷ Todos los Escenarios, Archivos de métricas de la Autoridad, pestaña “resource year”: el campo “peak capacity credit” para los recursos eólicos es cero. En la medida en que se lleven a cabo análisis futuros con los costos de los recursos eólicos y/o características de desempeño para recursos eólicos terrestres y marinos, se esperaría que este parámetro reflejara la capacidad de crédito real asociada hasta con los niveles mínimos de producción eólica en las noches (por ejemplo, periodo pico).

⁷⁹⁸ El PIR Propuesto, página 6-42, nota al calce 42, Rodríguez, Héctor M., *et al.*, “Preliminary Cost Assessment for Offshore Wind Energy in Puerto Rico”, julio 2015.

⁷⁹⁹ PIR Propuesto, anejo 6-43, páginas 6-35.

⁸⁰⁰ Noveno Requerimiento de Información del Negociado de Energía, ROI-9-2, 29 octubre 2019. Respuesta ofrecida el 27 de noviembre de 2019. La Autoridad describe la condición y el estatus de las unidades Frame 5 existentes de generación pico, también conocidas como “GTs viejas” en los archivos de métricas.



incluyen niveles variados de “reemplazo”⁸⁰¹ de generadores pico (325 MW a 507 MW).⁸⁰² El ESM incluye 421 MW; el S4S2B incluye 371 MW; y el S3S2 incluye 348 MW. Todos los desarrollos de recursos de generación pico para el ESM, el S4S2B y el S3S2 constituyen “decisiones predeterminadas”.⁸⁰³

- Adiciones no renovables – Conversión de la Unidad de Generación Pico de Mayagüez.⁸⁰⁴ Ninguno de los Escenarios incluidos como desarrollos económicos, la conversión de las cuatro unidades de generación pico alimentada con petróleo de Mayagüez a unidades de combustible dual, a pesar de la sugerencia que hiciera la Autoridad como parte de su Plan ESM que “los costos asociados al suministro de gas natural se recuperarían rápidamente a través de la reducción en el costo del suministro de combustible de gas natural en comparación con el combustible diésel.”⁸⁰⁵ El Plan ESM incluye esa conversión como una decisión predeterminada.
- Adiciones no renovables – capacidad de ciclo combinado relacionado a las Unidades 5 & 6 de San Juan convertidas a gas natural. Todos los Escenarios incluyeron como una decisión predeterminada⁸⁰⁶ la capacidad de ciclo combinado de las Unidades 5 & 6 de San Juan convertidas, excepto por una sensibilidad (S1S2S7B) que excluyó el nuevo recurso.
- Adiciones no renovables – otra capacidad de ciclo combinado, excluyendo a Palo Seco. Casi todos los Escenarios incluyeron como expansión de capacidad una nueva unidad de ciclo combinado en Costa Sur para reemplazar a EcoEléctrica, o la retención de las instalaciones existentes de EcoEléctrica.⁸⁰⁷ A excepción de unos pocos, ningún

⁸⁰¹ Documento de trabajo de la Autoridad “Considerations on the ESM Plan”, presentado el 7 de junio de 2019, sobre las razones subyacentes al Plan ESM incluye en la página 6 una descripción de una propuesta no solicitada que recibió la Autoridad P3 para reemplazar las 5 turbinas de gas Frame 18 de la Autoridad.

⁸⁰² Séptimo Requerimiento de Información del Negociado de Energía, ROI, 12 septiembre 2019; la Autoridad respondió en partes el 27 de septiembre y el 4 de octubre de 2019, 7-3(a), anejo 1.

⁸⁰³ *Id.* respuesta 7-6(a), (b) y (c).

⁸⁰⁴ PIR Propuesto, página 7-12. La Autoridad describe una fuente de LNG a buques en Mayagüez que provea ara combustible de gas natural en las instalaciones de pico existentes (cuatro unidades de turbinas de ciclo simple de 50MW) a un costo de capital estimado de \$185 millones y gastos operacionales anuales de \$9.6 millones.

⁸⁰⁵ Documento de trabajo de la Autoridad “Considerations on the ESM Plan”, presentado el 7 de junio de 2019, página 3.

⁸⁰⁶ Véase Resolución y Orden, Caso Núm. CEPR-AI2018-0001, In Re: Petición de Propuestas para la Conversión de las Unidades San Juan 5 y 6 a Gas Natural, 4 de octubre de 2018.

⁸⁰⁷ Las únicas excepciones fueron la S3S2L (nivel de carga más bajo, y la instalación a un paso más rápido del sistema de energía solar fotovoltaica y baterías) que retuvo a EcoEléctrica hasta el 2024; y la S4S1B y S4S1L (en su lugar, ambas construyeron un Clase-F de Ciclo Combinado en Mayagüez).



Escenario incluyó un modelo con un desarrollo económico de una instalación nueva de ciclo combinado en Yabucoa o en Mayagüez.⁸⁰⁸ El Escenario ESM incluye una instalación Clase F de ciclo combinado en Yabucoa en el 2025, pero esta es una decisión predeterminada de la Autoridad para ese Escenario.⁸⁰⁹

- Adiciones no renovables –ciclo combinado en Palo Seco. Los Escenarios S4S2B y S4S2H construyen una unidad de ciclo combinado en Palo Seco al igual que el Plan ESM, pero este último lo hace como una decisión predeterminada, para todos los niveles de carga. EL Escenario 5 no construye en Palo Seco, en su lugar, construye unidades de ciclo combinado más grandes de 369 MW en Costa Sur, una en el 2025 y otra en el 2028. El Escenario 1 no construye una unidad nueva de ciclo combinado en Palo Seco, intencionalmente, basado en la definición del Escenario.⁸¹⁰ En general, el Escenario 3 no construye una unidad nueva de ciclo combinado en Palo Seco, excepto bajo análisis de sensibilidad que examinaron si se realizara o no una construcción con costos altos de energía solar fotovoltaica y baterías.⁸¹¹
- Retiros.⁸¹² Todos los Escenarios retiran las unidades viejas a vapor en Palo Seco, Aguirre y San Juan durante el periodo de 2019-2025, muchos de dichos retiros ocurrirían antes, basado en la incorporación de sistemas de energía solar y de almacenamiento en baterías, y capacidad pico durante los primeros cinco (5) años del horizonte de planificación. En general, todos los Escenarios retiran las unidades 5 y 6 de Costa Sur durante los primeros años del horizonte, con algunas excepciones.⁸¹³ Todos los escenarios retiran las unidades AES a finales del 2027. Las unidades de ciclo combinado de Aguirre se retiran antes en los Escenarios 1 y 3 y se retienen por periodos más prologados en los Escenarios 4 y 5 y en el Escenario ESM. Por lo general, las Unidades

⁸⁰⁸ Ambas, la S4S1B y la S4S1L construyeron un Clase F de Ciclo combinado en Mayagüez en el 2025, pero ninguno de los Escenarios retuvo las instalaciones de EcoEléctrica (retirada en el 2024 en esos escenarios) ni construyó una unidad nueva de ciclo combinado en Costa Sur.

⁸⁰⁹ La Autoridad explica sus “decisiones predeterminadas” en el documento que presentó sobre su Plan ESM. Ese documento describe la naturaleza y el razonamiento tras los cuatro grupos principales de “decisiones predeterminadas” o incluyó recursos en el Plan ESM de la Autoridad que no fueron seleccionados en el modelo de LTCE.

⁸¹⁰ El Escenario 1 está diseñado como un Escenario “de gas no nuevo”. PIR Propuesto, página 5-4.

⁸¹¹ Petición de Propuestas para la Conversión de las Unidades San Juan 5 y 6 a Gas Natural, 6 de septiembre de 2019.

⁸¹² Respuesta al Negociado de Energía, ROI-7-3(a), Anejo 1, 12 de septiembre de 2019. Este contiene toda la información detallada sobre retiros en un resumen actualizado.

⁸¹³ Se retiene una o ambas unidades por más tiempo en algunos de los simuladores del Escenario 1. El Escenario 4 retiene una unidad por más tiempo bajo el escenario de carga alta o bajo una sensibilidad donde no se construye una unidad nueva de ciclo combinado en Palo Seco.



convertidas 5 y 6 de San Juan se retienen hasta la década del 2030, aunque tanto el Plan ESM como el Escenario 5 vislumbran un retiro económico temprano de la Unidad 6 en el 2025 o 2026. Generalmente, EcoEléctrica es retirada únicamente en los Escenarios donde se construye una unidad Clase F de ciclo combinado en Costa Sur, o en algunos de los Escenarios donde se construye una nueva CC en Mayagüez (S4S1L, S4S1L).

628. Según menciona la Autoridad, una de las diferencias principales entre el Escenario 3, el Escenario 4 y el Escenario EMS es si se construye o no una unidad nueva unidad de ciclo combinado en Palo Seco. El ritmo de instalación acelerado y costos más bajos para el sistema de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento en baterías que supone el Escenario 3 hace la construcción de la unidad CC en Palo Seco poco rentable y resulta también energía solar fotovoltaica más altos a partir del 2025.⁸¹⁴

d. Adiciones y retiros de capacidad – Modelaje en la respuesta al ROI-9-1 del Negociado de Energía

629. La Autoridad proveyó información sobre las adiciones de capacidad y retiro en relación con cada uno de los diez Escenarios (Véase, la Tabla 9 anterior) en respuesta al Noveno Requerimiento de Información del Negociado de Energía. Este ROI solicitó simulaciones con los niveles de eficiencia energética más bajos que el pronóstico de carga base original (que contenía “EE Total”. Las tablas en el Apéndice C contienen los resultados de la adición de capacidad y retiro, los cuales indican lo siguiente:

- Todos los Escenarios muestran un aumento en los niveles de sistemas de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento en baterías para el 2025 y el 2028, el final del horizonte de planificación. La Autoridad enfatiza que los resultados indican que existe una necesidad de maximizar el índice de adopción de sistemas de energía solar fotovoltaica en los primeros cinco años del plan.⁸¹⁵
- Todos los Escenarios incluyen la retención de la unidad de EcoEléctrica bajo su nuevo PPOA, en 530 MW Todos los escenarios incluyen que las unidades 5 y 6 de ciclo combinado de San Juan se conviertan a combustible de gas natural. Todos los Escenarios contienen generación propiedad del cliente, principalmente a través de sistemas de energía

⁸¹⁴ Respuesta al Requerimiento de Información del Negociado de Energía, ROI-1-54 (a), 8 de agosto de 2019.

⁸¹⁵ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-9-1, páginas 11 y 15, 6 de diciembre de 2019.



solar fotovoltaica como un supuesto dado en los supuestos modelados y alcanzando 1,176 MW para el 2038.⁸¹⁶ Todos los Escenarios retiran las plantas alimentadas con carbón de AES a finales de 2027.

- No se seleccionó ninguna unidad de ciclo combinado en Palo Seco bajo el Escenario 3, para los escenarios de carga “Ninguna EE” y “EE Baja”.
- Se seleccionó una unidad nueva de 369 MW de ciclo combinado alimentada con gas natural en Palo Seco por el modelo del Escenario S4S2, para ambos niveles de carga “Ninguna EE” y “EE Baja” en el 2028. (seguido del retiro de las Unidades AES.⁸¹⁷
- La respuesta al ROI no muestra ninguna selección económica de alguna unidad de ciclo combinado en Yabucoa en ninguno de los Escenarios para los que se realizó un LTCE. De igual modo, no se realizó ninguna selección para la conversión de unidades de pico en Mayagüez. Las unidades de ciclo combinado 302 MW en el 2025 en Palo Seco y en Yabucoa se basan en “decisiones predeterminadas” solo para los Escenarios ESM “EE Baja” y “Ninguna EE”.⁸¹⁸
- El Escenario 1 no incluye la construcción de unidades nuevas de ciclo combinado en Palo Seco ni en ninguna otra localidad, intencionalmente según el escenario. El Escenario 5 no construye ninguna unidad de ciclo combinado en Palo Seco o en Yabucoa, pero construye una unidad de 369 MW en Costa Sur en el 2028.
- El retiro de capacidades alimentadas con combustibles fósiles es similar en términos de ritmo y cantidad al modelado original, con algunas variantes en la fecha exacta de los retiros (debido al aumento de niveles de carga para los Escenarios “Ninguna EE” y “EE Baja”. Las tablas en el Apéndice C enumeran estos retiros.

e. Adiciones y retiros de capacidad – Modelaje en la respuesta al ROI-10-5 del Negociado de Energía

630. Las tablas incluidas en el Apéndice C de esta Resolución Final y Orden presentan en el agregado los resultados de la Autoridad en cuanto a la adición de capacidad y retiros que surgen de las simulaciones que se llevan a cabo como parte de la Respuesta de la Autoridad a ROI-10-5 del Negociado de Energía.

⁸¹⁶ Véanse los archivos de métricas, en la pestaña titulada “metrics detail” bajo sistema fotovoltaico propiedad del cliente y CHP. Los sistemas de energía solar fotovoltaica propiedad de los clientes alcanza 1,014 MW para el 2038, los recursos CHP alcanzan 162MW en todos los Escenarios.

⁸¹⁷ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-9-1, anejos con los archivos de métricas, pestaña “Additions & Retirements” 29 de octubre de 2019.

⁸¹⁸ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-9, en la Tabla 3 (página 12), 16 de diciembre de 2019.



Estos modelos incorporaban completamente el efecto de los términos contractuales del nuevo PPOA para las instalaciones de EcoElectrica y también contenía un “refinamiento” para los niveles de almacenamiento en baterías (observado en el modelo Aurora) para responder por las reducciones excesivas de los sistemas de energía solar fotovoltaica que pudieran darse en algunas simulaciones de los modelos.⁸¹⁹ El ROI-10 del Negociado de Energía también solicitó simulaciones de modelos sin limitaciones en el nivel de sistemas de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en baterías que el sistema no podía permitir a partir del 2021, e incluyó simulaciones de la carga base original (“EE Total”), incorporando los términos contractuales del nuevo PPOA de EcoEléctrica y los refinamientos de los niveles de refinamiento de almacenamiento en baterías como se hizo en otras simulaciones en esa respuesta. Los resultados son sustancialmente similares a los resultados que se observaron en la respuesta al ROI-9 del Negociado de Energía.

631. Para el Escenario del S4S2B “EE total”, se seleccionó una CC de 302 MW a ser instalada para el 2025 en Palo Seco.

f. Plan Preferido de Recursos de la Autoridad

632. La Autoridad presenta sus recomendaciones generales y describe los elementos individuales de los recursos en las Secciones 1.2.1 y 1.2.2; e incluye sus “Adiciones para preservar opciones e incertidumbres de cobertura” en la Sección 1.2.3. Se provee información adicional en la Parte 10 del PIR Propuesto: el Plan de Acción. Estas secciones incluyen las siguientes recomendaciones que, en conjunto, constituyen el Plan Preferido original de la Autoridad:⁸²⁰

Tabla 12 . Elementos de su Plan Preferido (ESM) recomendados por la Autoridad

Elemento	Cantidad / Itinerario	Descripción / Comentario
Minirredes transmisión	– 8 Minirredes. Aproximadamente un 66% de la infraestructura instalada en los primeros tres años. ⁸²¹	\$5,800 millones para 115 kV y 38 kV elementos del sistema de transmisión. Más \$2 mil millones para otros elementos de transmisión que no están relacionados con la Minirred. Operan de manera aislada. No se realizan análisis de optimización. ⁸²²

⁸¹⁹ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-10-5, páginas 10-11, 13 diciembre 2019, 10-5, página 10-11.

⁸²⁰ PIR propuesto, Sección 8.3, página 8-44, “... el propósito del plan de ESM es acelerar la implementación de un plan preferido...”.

⁸²¹ PIR Propuesto, anejos 10-7 y 10-9, páginas 10-11 y 10-13.

⁸²² Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-1-3(f), 2 de agosto de 2019.



Elemento	Cantidad / Itinerario	Descripción / Comentario
Fortalecimiento de la distribución	Sistema de distribución complete. Hasta el 2026.	Soterrar la línea principal del alimentador y convertir las subestaciones a GIS. ⁸²³
Energía solar fotovoltaica	1,380 MW/Primeros 4 años (finales de 2022). Solicitud de Propuestas para bloques de 250 MW. 2,400 MW antes de finalizar el 2025. Depende del Escenario. ⁸²⁴	Está sujeto a los programas actuales de aprobación y compras de la Autoridad. Menciona la urgencia de “añadir tantos sistemas de energía solar fotovoltaica como sean posibles”. ⁸²⁵ Menciona el vencimiento del crédito contributivo federal.
Almacenamiento de energía de la batería	920 MW de almacenamiento de baterías, primeros 4 años. ⁸²⁶	
Turbinas de Gas Nuevas	18, 23 MW Turbinas de Gas nuevas. Combustible de Gas Natural en contenedores.	Decisión Predeterminada.
Acelerar la Eficiencia Energética y Respuesta a la Demanda	Establecer programas de Eficiencia Energética a razón de un ahorro de 2% anualmente.	Los ahorros son “recursos de menor costo”. ⁸²⁷
Viabilizar de la Respuesta a la Demanda y Generación Distribuida Incrementada	Reforzar el sistema de distribución. Viabilizar el flujo bidireccional, DG.	Apéndice 4 -DG según el modelo Aurora, proyecciones de transmisión y distribución predeterminadas nivel DG.
Conversión de las Plantas Retiradas en Condensadores Sincrónicos	8 unidades en San Juan, Palo Seco, Aguirre a lo largo de todo el horizonte de planificación.	Retirar y utilizar SJ 9&10 como condensadores sincrónicos durante los primeros 5 años del plan. Seis meses para convertir 1 unidad. ⁸²⁸
Retiro de Unidades	Unidades de generación pico Frame 5, Unidades a vapor Aguirre 1 & 2, Costa Sur 5 & 6, San Juan 7 & 8	Dentro de los primeros cinco años del plan, sujeto a disponibilidad de recursos de generación nuevos.
Conversión de las unidades 5 & 6 de San Juan a Gas	En proceso.	Terminación Primavera 2020. ⁸²⁹
Desarrollo de un terminal LNG a tierra	Incluyendo el gasoducto. Aumento en el volumen de 50.4	Depende de que se implemente una CCGT en Palo Seco.

⁸²³ PIR Propuesto, anejos 10-19 hasta 10-21, en páginas 10-20 hasta 10-21.

⁸²⁴ El Escenario ESM con niveles bajos de eficiencia energética (ya sea “Baja EE” o “Cero EE”) contiene un total de 3,060 MW de energía solar fotovoltaica para el 2025, incluyendo las instalaciones del 2019. Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-9-1, Tabla 3 en página 12, 6 de diciembre de 2019.

⁸²⁵ PIR propuesto, página 1-9.

⁸²⁶ El escenario ESM con niveles más bajos de eficiencia energética contiene 1.160 -1.480 MW de almacenamiento de baterías para 2025. Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-9-1, 6 diciembre 2019.

⁸²⁷ PIR Propuesto, página 10-22.

⁸²⁸ *Id.* en página 10-4.

⁸²⁹ Vista Evidenciaria, 3 de febrero de 2020, sesión de la mañana, 02:01.



Elemento	Cantidad / Itinerario	Descripción / Comentario
en San Juan para el CCGT nuevo y las unidades 5&6 de SJ	mmcf/d para SJ 5&6 solo (400 MW), a 93.6 MMcf/d para servir a la CCGT nueva de 302 MW. ⁸³⁰	
Contrato de EcoEléctrica o CCGT nueva en Costa Sur	Contrato nuevo 2020, hasta el 2032. Aumento de la capacidad máxima de 507 MW a 530 MW.	Reducción de los pagos de capacidad; aumento en los costos de combustible.
Actividades Preliminares para el LNG a buques en Mayagüez para las turbinas a gas existentes de 4 x 50 MW		Decisión Predeterminada.
Actividades preliminares para gnl basado en buques en Yabucoa para el nuevo CCGT		Decisión fija.

Fuente: PIR Propuesto, páginas 1-8 a 1-12; páginas 8-44 a 8-46; página 10-2 a 10-7.

633. En respuesta al ROI-9-1 (d) del Negociado de Energía, la Autoridad describió un Plan de Acción revisado que esencialmente aumentaría el nivel de almacenamiento en batería y de recursos de energía solar fotovoltaica en respuesta a “cargas netas” más altas debido a los dos distintos niveles de eficiencia energética más bajos modelados (Ninguna EE) y (EE Baja). La Acción revisada instalaría 2,760 MW de energía solar fotovoltaica y 1,440 MW de almacenamiento en batería para el 2025.⁸³¹ El Plan de Acción Revisado no hace ningún otro cambio excepto para mencionar la expectativa de la Autoridad de que EcoEléctrica se mantenga en servicio y que no se espera ninguna unidad de ciclo combinado nueva para Costa Sur.⁸³²

2. Interventores

a. Fondo de Defensa Ambiental (EFD)

634. La Dra. Elizabeth Stanton, perito deponente del EDF, recomienda que se lleven a cabo simulaciones con pronósticos de demanda mayor que incorporen estimados menores de eficiencia energética y una participación menor de los

⁸³⁰ PIR Propuesto, página 7-11.

⁸³¹ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-9-1(d), páginas 15-16.

⁸³² *Id.* página 17.



clientes en la generación de energía.⁸³³ La Dra. Stanton señala que Siemens no sometió su modelo a pruebas de sensibilidades en cuanto a los pronósticos de eficiencia energética, la generación distribuida de los clientes, o las CHP.⁸³⁴ Hizo observaciones en cuanto a que todos los pronósticos de carga base, alta y baja suponen una reducción de aproximadamente 50% en la demanda de energía para el 2038 cuando incluyen los pronósticos de eficiencia energética y generación distribuida y recursos de cogeneración.⁸³⁵ La Dra. Stanton argumenta que subestimar la demanda tendrá como resultado una generación renovable menos planificada para poder cumplir con la nueva RPS.⁸³⁶

635. En su Escrito Final, el EDF recomienda el uso de RFP de neutralidad tecnológica para los próximos PIRs de modo que se "garantice que los estimados de costos más actualizados se incluyen en el modelo".⁸³⁷ El EDF también recomienda el uso de RFP de neutralidad tecnológica en este proceso para que la Autoridad adquiera cualesquiera servicios de capacidad necesarios al menor costo posible además de permitirle al mercado revelar el costo real de los recursos.⁸³⁸

b. Organizaciones ambientalistas Locales ("LEOs" por sus siglas en inglés)

636. Anna Somers, perito deponente de las OALs, destacó en su ponencia varios puntos del modelo de Siemens. En primer lugar, señala que el costo adicional de \$4.35/MMBtu por transportación (licuación+ transportación + margen) cuyo valor nominal en dólares se ha mantenido constante conllevaría una reducción en términos del valor real en dólares.⁸³⁹ La Sra. Sommers hizo además una observación sobre la separación en el precio de algunas de las unidades de gas que pudiera estar relacionada a una diferencia en algún cargo de transportación no identificado que no se haya descrito en el PIR Propuesto.⁸⁴⁰ La Sra. Sommers señala que los documentos de trabajo de la Autoridad en cuanto a la Sensibilidad 5 no reflejan un aumento en los precios del gas natural.⁸⁴¹

⁸³³ EDF, Testimonio Directo de la Dra. Elizabeth Stanton, 23 de octubre de 2019, página 2.

⁸³⁴ *Id.* página 12.

⁸³⁵ *Id.*

⁸³⁶ *Id.* página 15.

⁸³⁷ EDF, Alegato Final, 6 marzo 2020, página 56.

⁸³⁸ *Id.* páginas 18-19, y 46.

⁸³⁹ LEOs, Testimonio Directo de Anna Sommers, 23 de octubre de 2019, página 25.

⁸⁴⁰ *Id.*

⁸⁴¹ *Id.*



c. Sin fines de lucro (“NFP” por sus siglas en inglés)

637. El Dr. Eric Ackerman, perito deponente de las SFLs, aboga por el uso de la Planificación de Redes por Adelantado mediante el cual la planificación se llevaría a cabo desde la base hacia arriba.⁸⁴² El Dr. Ackerman alega que este enfoque ayudaría a integrar los recursos de distribución de una forma más abarcadora que el enfoque que la Autoridad y Siemens utilizan actualmente.⁸⁴³

d. SunRun

638. El deponente Christopher Rauscher introduce la idea de las VPPs que combinan las capacidades de la energía solar y el almacenamiento.⁸⁴⁴ El Sr. Rauscher promueve la idea de que las VPPs también apoyarían el concepto de las Microredes al ubicar instalaciones de energía solar y almacenamiento a lo largo de la isla.⁸⁴⁵

e. Wartsila

639. Brian Fladger, perito deponente de Wartsila, presentó una Ponencia Suplementaria que resumió un modelo supletorio que desarrolló Wartsila como resultado de la respuesta de la Autoridad a los ROIs. El deponente Fladger desarrolló su modelo utilizando Plexos, un programa de planificación diferente a Aurora que es el programa que utiliza Siemens.⁸⁴⁶ El deponente Fladger hizo los siguientes ajustes en su modelo: 1) costos iniciales; 2) los diferentes periodos de inactividad de las unidades RICE; y 3) los diferentes costos operacionales y de mantenimiento variables.⁸⁴⁷ El Sr. Fladger indicó que pudo desarrollar este modelo basándose en la información provista en las respuestas de la Autoridad a los requerimientos de información.⁸⁴⁸ El resultado de su análisis para el desarrollo del modelo produjo más fuentes renovables y menos turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT) que el escenario del ESM de la Autoridad.⁸⁴⁹ El Sr. Fladger específicamente indicó que este modelo resultó en

⁸⁴² NFPs, Testimonio Directo del Dr. Eric Ackerman, 22 de octubre de 2019, página 12.

⁸⁴³ *Id.* página 13.

⁸⁴⁴ Sunrun, Testimonio Directo de Christopher Rauscher, 23 de octubre de 2019, página 2.

⁸⁴⁵ *Id.* en página 20.

⁸⁴⁶ Wartsilla, Testimonio Supletorio de Brian Fladger, 11 de diciembre de 2019, página 2.

⁸⁴⁷ *Id.*

⁸⁴⁸ Respuesta de la Autoridad al ROI de Wartsilla's, 7 de febrero de 2020 y 9 de febrero de 2020.

⁸⁴⁹ Wartsilla, Testimonio Supletorio de Brian Fladger, 11 de diciembre de 2019, página 2.



909 MW adicionales de energía solar y almacenamiento; 530 MW de unidades RICE; 604 MW menos de CCGTs y 464 MW menos de GTs.

3. Amicus Curiae

a. ACONER

640. En su *Amicus Curiae*, ACONER señala que el PIR Propuesto limitará de manera arbitraria el uso de fuentes renovables y los recursos de almacenamiento en el plan de recursos de la Autoridad, y que la Autoridad debe considerar procurar créditos de energía renovable de generación distribuida.⁸⁵⁰

b. Instituto Rocky Mountain

641. En su *Amicus Curiae* enmendado, el RMI indicó que la “insuficiencia fundamental” del PIR Propuesto es que el Escenario ESM es más costoso, en términos del VPNIR, que las alternativas tales como S3S2 o S4S2. El RMI indicó que el riesgo percibido de tecnología asociado a la energía solar fotovoltaica no se justifica en términos técnicos. El RMI indicó además que solo el Escenario ESM, el cual “no está optimizado en su totalidad”, contiene un plan de instalación de unidades de gas nuevas en Mayagüez y Yabucoa para el 2025, y ningún otro plan de expansión dispone para este recurso. El RMI afirma que el plan favorecido por la Autoridad depende mayormente de gas natural y constituye un riesgo de inversión en infraestructura de gas. El RMI también señala que el plan de la Autoridad no incorpora el almacenamiento de generación distribuida e indica que esta pudiera despacharse y así beneficiar la red, lo cual constituiría un apoyo para un sistema energético flexible y resiliente que compensa a los clientes que instalan dicho tipo de almacenamiento. El RMI critica la “lógica fallida” de la Autoridad y su proceso de evaluación arbitraria mediante de “tarjetas de calificación” para justificar sus planes ESM y S4S2.⁸⁵¹

4. Discusión y hallazgos

642. Los planes de recursos que surgen como resultado de las simulaciones de LTCE de la Autoridad en los diferentes Escenarios difieren en términos de los supuestos de entrada utilizados para los costos y la disponibilidad de

⁸⁵⁰ ACONER *Amicus Curiae* Alegato, 1 de noviembre de 2019, páginas 4 y 5.

⁸⁵¹ RMI *Amicus Curiae* Alegato Enmendado, 20 de diciembre de 2019, páginas 2, 3, 12 y 15-16.



recursos,⁸⁵² el precio del combustible⁸⁵³ y el pronóstico de carga,⁸⁵⁴ por lo cual resultaría difícil llevar a cabo comparaciones significativas entre los costos de los escenarios. Sin embargo, los resultados subyacentes aun le permiten al Negociado de Energía determinar cuál de las opciones de combinaciones de recursos tiene la mayor probabilidad de ofrecer el menor costo posible para adquirir recursos de una manera consistente con los requisitos del Reglamento 9021, de la Ley Núm. 17 y las disposiciones de las medidas legislativas previas,⁸⁵⁵ ya que el Negociado de Energía considera el efecto de estos factores al comparar los costos del Escenario VPN.

643. El Negociado de Energía ha considerado directamente los elementos de política pública de la Ley Núm. 17⁸⁵⁶ que afectan el Plan Integrado de Recursos, incluyendo particularmente: el cumplimiento con la RPS,⁸⁵⁷ la reducción agresiva del uso de combustibles fósiles⁸⁵⁸ y el empoderamiento de los consumidores mediante estrategias de eficiencia energética, el suministro de acuerdo a la demanda, la generación distribuida, incluidas las comunidades solares y la creación de microredes, el trasbordo, el acceso a la energía renovable, la resiliencia y la distribución soterrada de energía en los cascos urbanos.⁸⁵⁹
644. El Negociado de Energía ha analizado cuidadosamente los supuestos subyacentes utilizados durante la comparación de los costos en los diferentes

⁸⁵² El Escenario 3 utiliza costos menores para los recursos de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento en batería además de un aumento en la disponibilidad en los primeros años del horizonte de planificación, en relación con otros Escenarios.

⁸⁵³ El modelaje del plan de LTCE que se llevó a cabo para los últimos Requerimientos de Información utilizaron los precios nuevos del gas asociados a los términos del PPOA de EcoEléctrica. Las simulaciones del PIR propuesto originalmente utilizaron precios de gas menores para algunos años. Véase Tabla 5 en la Parte III(G). Véase la Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-9-1, 6 de diciembre de 2019. Véase Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-10-5, 22 de enero de 2020.

⁸⁵⁴ Al fin y al cabo, se analizaron cinco grupos diferentes de pronósticos de carga; carga base con Total, Baja y Cero EE; carga alta con Total EE; y carga baja con Total EE.

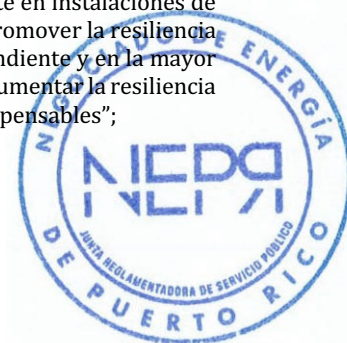
⁸⁵⁵ Ley 57; Ley Núm. 83; Ley 120, § 3; Ley 29-2009 § 13.

⁸⁵⁶ Ley 17, incluso la § 1.5, 2050 sobre Política Pública Energética.

⁸⁵⁷ Ley 17 § 1.6, “Reducir, hasta eventualmente eliminar, el uso de combustibles fósiles para la generación de energía, mediante la integración de energía renovable de forma ordenada y progresiva, garantizando la estabilidad del Sistema Eléctrico mientras se maximizan los recursos de energía renovable a corto, mediano y largo plazo”. Esta cláusula estableció una RPS de 40% en o antes del 2025, 60% en o antes del 2040 y 100% en o antes del 2050.

⁸⁵⁸ Ley 17 § 1.5, 1.6.

⁸⁵⁹ Por ejemplo, véase Ley Núm. 17 §1.5, (8)(c), “Fomentar el desarrollo de microredes, especialmente en instalaciones de servicios indispensables según definido en la Ley 57-2014 y áreas remotas, como mecanismo para promover la resiliencia y la modernización de las redes de distribución” y § 1.5(9)(h), “realizar, luego del análisis correspondiente y en la mayor medida posible, el soterrado del servicio eléctrico a nivel de distribución en los centros urbanos para aumentar la resiliencia y la rehabilitación y repoblación de estos, con especial atención en las instalaciones de servicios indispensables”;



Escenarios. La existencia de numerosos Escenarios [ochenta y siete (87)] para los cuales se ha desarrollado un modelo surge de las combinaciones resultantes de las pruebas de diferentes supuestos de entrada que se han llevado a cabo para cada uno de los tres grupos de parámetros principales en el modelo: 1) el nivel de carga neta de los efectos de la eficiencia energética, 2) la caracterización de los recursos de suministro (*e.g.*, el costo de capital, el ritmo de la instalación y la disponibilidad de gas) y 3) los requisitos de recursos locales (*i.e.*, suministros descentralizados vs. centralizados). La cantidad de permutaciones en estos modelos aumenta cuando se consideran hasta cinco niveles de carga diferentes,⁸⁶⁰ se utilizan tres grupos diferentes de costos de capital para las fuentes renovables y las baterías,⁸⁶¹ se prueban diferentes opciones de disponibilidad de gas⁸⁶² y se definen tres diferentes posibles requisitos de reservas “locales”.⁸⁶³ Esto dio paso a muchas simulaciones y le permitió a la Autoridad hacer pruebas y al Negociado de Energía a evaluar cuán robusta era una solución dentro de los supuestos de entrada de un Escenario, que es la intención de los Reglamentos del Negociado de energía en este respecto.⁸⁶⁴

645. Además, en todos los Escenarios considerados, la Autoridad afirma que el requisito de las Microredes de cumplir con los requisitos del pico de la “carga crítica”⁸⁶⁵ deben cumplirse con recursos térmicos de combustibles fósiles⁸⁶⁶ e incluye este límite en todos los escenarios sin disponer alternativa alguna de simulación que elimine esta limitación. El Negociado de Energía aborda este elemento al considerar los aumentos en la capacidad de los recursos en los diferentes Escenarios en esta sección de la Orden y considera además esto

⁸⁶⁰ Base, Baja, Alta (todas EE total); Base con Baja EE y Base con Cero EE.

⁸⁶¹ El Escenario 3 (S3) se define para probar los resultados del modelo cuando se utilizan costos menores para las fuentes renovables y las baterías y permite un ritmo de instalación más rápido. La mayoría de los demás Escenarios utilizan costos de nivel medio y algunas sensibilidades utilizan costos altos para esos recursos.

⁸⁶² LNG a buque o a tierra; LNG disponible solo en el norte; LNG disponible en todas las localidades.

⁸⁶³ La Estrategia 2 impone una limitación en el modelo de requerir un 80% de reserva local; la Estrategia 3, 50%; la Estrategia 1 utiliza solo el 30% de ese requisito en toda la isla.

⁸⁶⁴ Reglamento 9021, §2.03(H)(2)(b).

⁸⁶⁵ La Autoridad define carga crítica de la siguiente manera: “Esta carga representa el consumo pico de la carga total conectada a los alimentadores que sirven a cualquier cliente crítico y que durante los esfuerzos de restablecimiento puedan atenderse a la par con estos clientes críticos. Además, para la carga conectada al sistema de transmisión, esto representa la totalidad de la carga conectada a las subestaciones, aunque parte de esta (quizás la mayoría) puede que no sea crítica, sino prioritaria”. PIR Propuesto, Apéndice 1, páginas 2-4 y 2-5.

⁸⁶⁶ PIR Propuesto, apéndice 1, Sección 2.3 “MiniGrid Design”, páginas 2-6, “Los recursos térmicos deben servir la carga crítica garantizando cobertura total únicamente después de haber reestablecido la generación de fuentes renovables (energía fotovoltaica) y el BESS.



cuando discute los problemas de las Microredes en la Parte III (I) de esta Resolución Final y Orden.

a. Recursos “sin arrepentimientos” [“no regrets”]

646. Los ochenta y siete (87) Escenarios diferentes comparten elementos comunes (aunque con cantidades diferentes de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en batería de entre los Escenarios) que son completamente consistentes con algunos de los aspectos de la Ley No. 17-2019.⁸⁶⁷ La Autoridad expresó “no tener reparo”⁸⁶⁸ de incluir en un Plan Preferido: i) la energía renovable y el almacenamiento, ii) la maximización del suministro de eficiencia energética, iii) la integración de la generación distribuida y iv) la consolidación de los aspectos del sistema de transmisión y distribución.⁸⁶⁹ El Negociado de Energía **DETERMINA** que estos elementos específicos de la “falta de reparo”, que son comunes en todos los planes de recursos, excepto aquellos que operan explícitamente sin “ninguna EE”,⁸⁷⁰ son el núcleo de un Plan de Recursos Preferido Modificado para la Autoridad y, además, **APRUEBA** estos cuatro aspectos del Plan de Recursos Preferidos de la Autoridad con cantidades específicas que se abordarán más adelante en esta Resolución y Orden Final como parte del Plan de Acción Modificado.
647. El Negociado de Energía también **ENTIENDE** que la conversión de plantas retiradas de generadoras de vapor a condensadores sincrónicos para proveer soporte a los requisitos de voltaje comunes en todos los Escenarios que utilizan niveles más altos de generación a base de inversores (de energía solar fotovoltaica y baterías de almacenamiento de energía) es razonable,⁸⁷¹ y

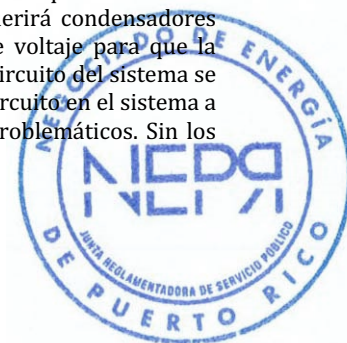
⁸⁶⁷ Por ejemplo, la Ley 17 específicamente señala la importancia de la eficiencia energética, las fuentes renovables, la generación distribuida y el sistema de distribución soterrado.

⁸⁶⁸ Vista Evidenciaria, 7 de febrero de 2020, sesión de la mañana, 01:32.

⁸⁶⁹ Todos los Escenarios contienen fuentes de energía renovable y de almacenamiento como parte de la solución de recursos modelada. Todos los Escenarios al menos contienen la inclusión de la Autoridad (como insumo fijo) de sobre 1,000 MW de generación distribuida con el potencial de aumentarla. Todos los Escenarios suponen el fortalecimiento de al menos algunos de los componentes del sistema de T&D. Todos los Escenarios, excepto aquellos modelados explícitamente para observar los efectos en caso de que no haya EE, contienen algún nivel de eficiencia energética como recurso.

⁸⁷⁰ Todos los Escenarios incluyen eficiencia energética como modificador de la demanda (o redactor de carga) de cargas “bruta” base, baja o alta, excepto aquellos Escenarios específicos que se solicitaron como parte de los ROIs 9 y 10, los resultados de los cuales se utilizan para medir los efectos de la planificación de recursos bajo los niveles diferentes de suministro de eficiencia energética.

⁸⁷¹ El PIR Propuesto, páginas 1-10, “Con el retiro de las unidades a vapor más viejas de la Autoridad y la introducción de una mayor cantidad de generación a base de inversores de energía solar, eólica y de baterías, los estudios que se llevaron a cabo en virtud del PIR propuesto (ver Apéndice 1) indican que el sistema de la Autoridad requerirá condensadores sincrónicos para aumentar el nivel de cortocircuito y proveer niveles mínimos de estabilidad de voltaje para que la operación de los recursos basados en inversores sea más confiable. La idoneidad del nivel de corto circuito del sistema se evalúa en la Industria al determinar la Relación de Cortocircuito como la relación del nivel de cortocircuito en el sistema a los recursos basados en inversores instalados; por lo general, los valores por debajo de 1.5 son problemáticos. Sin los



ACEPTA el plan de la Autoridad de convertir las unidades a operaciones de condensación sincrónica, sujeto a los planes futuros de la Autoridad para llevar a cabo estudios adicionales⁸⁷² y de modo que sean consistentes con el itinerario de retiro y la necesidad de las plantas a vapor, según se discute más adelante en esta Resolución y Orden Final.

648. En cuanto a los demás elementos del Plan de Recursos propuesto por la Autoridad, específicamente en lo que concierne los nuevos recursos de generación de combustibles fósiles, el Negociado de Energía discute el análisis aplicable que respalda los hallazgos adicionales del Negociado de Energía que se incluyen en los siguientes apartados.

b. Resumen de los resultados del modelaje - VPNIR

649. Los resultados del plan de recursos de la Autoridad desde su presentación original, que se muestran en las Tablas 7 y 8 anteriores, indican lo siguiente con respecto al valor presente neto del ingreso requerido (VPNIR), que según el Reglamento 9021⁸⁷³ sirve como criterio principal para la selección de un Plan de Recursos Preferido:

- El Escenario S3S2 es el de menor costo en cuanto a los niveles de carga base⁸⁷⁴ además de ser el Escenario de menor costo en cuanto a las sensibilidades relacionadas al alto costo del combustible (que se reflejan en los niveles de carga base);⁸⁷⁵
- El S4S2 es el de menor costo para los niveles de carga alta y baja y su costo es menor que el de S3S2S8 bajo cargas base (el S3S2S8 refleja una sensibilidad al Escenario 3 Estrategia 2, ajustada para reflejar costos de energía renovable de nivel “base” más altos);⁸⁷⁶ y

condensadores sincrónicos, la relación podría estar por debajo de 1.0 para la Autoridad, lo cual resultaría en un sistema inestable”.

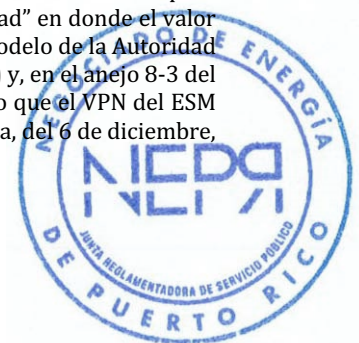
⁸⁷² PIR Propuesto, páginas 1-10 y 10-4.

⁸⁷³ Reglamento 9021, §2.03 (H)(2)(D)(i).

⁸⁷⁴ Tabla 1, el conjunto de “Carga Base”, S4S2B VPNIR es igual a \$13.84 miles de millones. PIR propuesto, páginas 8-10, “Como se muestra en la tabla anterior, el Escenario 3 Estrategia 2 (S3S2) provee el VPN más bajo (\$13.8 [miles de millones]) para los pronósticos de carga base, pero tiene costos más altos que el Escenario 4 Estrategia 2 para los pronósticos de carga baja y básicamente el mismo que el S4S2 y el ESM para los pronósticos de carga alta”.

⁸⁷⁵ En la Tabla 2, conjunto “High Gas Price”, el VPNIR de S3S2S5B equivale a \$14.81 miles de millones. Las sensibilidades de precio de combustible alto solo se simularon para carga base con casos de “EE total”.

⁸⁷⁶ *Id.* Tabla 1, conjuntos “High Load” y “Low Load”. En la Tabla 2, conjunto “Normal Cost PV/Batteries” el VPNIR para “S3S2S8B – corregido” equivale a \$14.82 miles de millones, en comparación con la Tabla 1, “Base Load” en donde el valor del VPNIR para el S4S2B equivale a \$14.34 miles de millones. El resultado de VPN para S3S2S8 del modelo de la Autoridad fue de \$14.36 miles de millones, como se muestra en la Tabla 2 (“Normal Cost PV/Batteries – S3S2B”) y, en el anejo 8-3 del PIR, es un poco más alto que el VPN del S4S2B PVN de \$14.35 miles de millones, aunque es más bajo que el VPN del ESM que es \$14.43 miles de millones. La respuesta de la Autoridad al Noveno ROI del Negociado de Energía, del 6 de diciembre,



- El ESM nunca es el Escenario de menor costo, en comparación con el S4S2 o el S3S2, para cualquiera de los niveles de carga Base, Alta o Baja.⁸⁷⁷ El ESM mantiene los costos más altos que el Escenario S4S2 (carga base) bajo sensibilidades que reflejan costos de almacenamiento en batería y energía solar fotovoltaica más bajos o altos. Sin embargo, el ESM muestra un costo menor en términos del VPNIR (según corregido)⁸⁷⁸ para la sensibilidad S3S2S8 (base load).
- El Escenario 1 por lo general es un Escenario con un costo mayor en comparación con tanto el Escenario 3 como el 4, pero bajo la “Estrategia 1” (suministro más centralizado), su costo es menor que el plan del ESM para la carga base. El Escenario 1 tiene un costo mayor que el ESM bajo las consideraciones de la Estrategia 2 o 3 y bajo una carga alta.
- El Escenario 5 tiene un costo menor al plan del ESM, bajo condiciones de carga baja, pero es más costoso que los Escenarios 3 o 4. El desempeño del Escenario 5 es mejor que el del 4 y el plan de ESM bajo sensibilidades de costo de energía solar fotovoltaica y costo de batería bajo o alto.

650. El texto que acompaña el PIR Propuesto⁸⁷⁹ describe un patrón amplio de resultados de modelos VPNIR para los escenarios. La Autoridad señala que el S4S2 y el Plan de ESM “se consideraron como planes prácticos y de bajo costo que contenían recomendaciones sobre los próximos pasos”.⁸⁸⁰ No obstante, los datos y la narrativa del PIR confirman que el Escenario 3 Estrategia 2, en lugar del S4S2 o el plan de ESM, provee el costo más bajo en cuanto a los pronósticos de carga base, aunque también señala que el S3S2 asume una reducción mayor en los costos de energía renovable y almacenamiento “y puede que no se haya considerado”.⁸⁸¹ La Autoridad señala, con respecto al S3S2, “[...] vemos este caso como una guía de las posibles mejoras que pueden considerarse si el costo

en la página 9-3 (a) corrigió la presentación original de la Autoridad, que tan solo ajustó el costo de la energía solar fotovoltaica y no de los recursos de almacenamiento en batería para reflejar el rango medio (2018 NREL Annual Technology Baseline) en lugar de los recursos de bajo costo. La definición de Escenario incluye costos menores tanto para los recursos de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento en baterías. Esta corrección hizo que tanto el ESM como el S4S2B tuvieran un costo menor al del S3S2S8.

⁸⁷⁷ PIR Propuesto, anejo 8-3, páginas 8-8 a la 8-9, primera columna “VPN @ 9% 2019-2038 k\$”, comparando los \$14.43 miles de millones del ESM (base) a los \$14.35 miles de millones del S4S2B y los \$13.84 miles de millones del S3S2B; los \$15.70 miles de millones el ESM (Alta) a los \$15.25 miles de millones del S4S2H y los \$15.19 miles de millones del S3S2H; y los \$13.95 miles de millones del ESM (Bajo) a los \$12.87 miles de millones de S4S2L y \$13.24 miles de millones del S3S2L.

⁸⁷⁸ Noveno Requerimiento de Información del Negociado de Energía, 29 de octubre de 2019. Respuesta de la Autoridad a 9-3 (a), anejo 3, “S3S2S8B_Metrics_Base_Case_Adjusted.xls” provisto el 6 de diciembre de 2019.

⁸⁷⁹ PIR Propuesto, páginas 8-10 a la 8-13.

⁸⁸⁰ PIR Propuesto, página 8-11.

⁸⁸¹ PIR Propuesto, página 8-10.



de los paneles solares disminuye más rápido que el caso base y se puede operar con una mayor cantidad renovables de manera segura”.⁸⁸²

651. La Autoridad también señaló que los tres casos de carga base de la Estrategia 1, S4S1, S5S1 y S1S1, o tienen un costo menor⁸⁸³ o su costo es “similar”⁸⁸⁴ al S4S2 y la ESM, pero sostiene que esos casos de la Estrategia 1 no se consideraron como plan de recursos preferido porque incorporaban una “estrategia centralizada” y las preocupaciones acerca de la concentración de generación en el sur, altos niveles de “energía no servida” y problemas de restricción a mediano y largo plazo.⁸⁸⁵
652. Cuando se le cuestionó porque el Escenario 3 Estrategia 2, el plan de menor costo no estaba incluido como plan de recursos preferido, la Autoridad reiteró lo siguiente:

Si los supuestos del Escenario 3 sobre los costos bajos de las fuentes renovables se materializan durante el periodo de planificación, desde el punto de vista puramente económico, este sería un plan de recursos preferido y lo incorporamos indirectamente al expresar que provee indicaciones acerca de los desarrollos si estos costos futuros se materializan y las renovables implícitas en el plan pueden incorporarse efectivamente...

En resumen, este plan muestra los posibles próximos pasos si los supuestos de costos e integración se materializan.⁸⁸⁶

653. La Autoridad afirmó que la implementación de niveles altos de paneles solares como en el Escenario 3 “serían un reto significativo y sería difícil de lograr por cuestiones prácticas [...] pues aumenta el riesgo de reducción [...] además de imponer una carga y depender del almacenamiento de energía”.⁸⁸⁷ La Autoridad reafirma lo siguiente en un requerimiento de información: “Otro problema práctico es la dependencia en los paneles solares y, a largo plazo, toda

⁸⁸² *Id.*

⁸⁸³ PIR Propuesto, páginas 8-10, “Escenario 4 Estrategia 1 (S4S1) y Escenario 5 Estrategia 1 (S5S1) y provee los segundos y terceros resultados más bajos de VPN (14.0B y 14.3B) para los pronósticos de carga base”. El S3S2 tiene el VPN más bajo.

⁸⁸⁴ PIR Propuesto, páginas 8-11, “Los VPNs del Escenario 4 bajo la Estrategia 2 (S4S2) (\$14.35 [B]) y el Escenario 4 bajo la Estrategia 3 (S4S3) (\$14.41B) son muy similares, sin embargo, la Estrategia 2 tiene el valor más bajo, así como el valor de energía implícita no servida y, por ende, preferido.”

⁸⁸⁵ PIR Propuesto, páginas 8-10 y 8-11.

⁸⁸⁶ Requerimiento de Información del Negociado de Energía, ROI-1-54(a), 11 de julio de 2019.

⁸⁸⁷ PIR Propuesto, página 8-72.



la capacidad térmica instalada en ese plan solo cubriría el 44% de la demanda pico que se espera versus 62% en el S4S2B".⁸⁸⁸ La Autoridad señala que durante

Las horas del día, la energía solar fotovoltaica alcanzará varias veces la cantidad de la carga del Sistema y la mayoría de esta se destinará a almacenamiento, lo cual se espera que se encargue de su intermitencia. No tenemos experiencia con estos niveles de generación y, en general, encontramos que los modelos de despacho tienen dificultad para encontrar una solución. Así que no estamos suponiendo que el almacenamiento no está funcionando de manera adecuada, sino que nuestra preocupación es básicamente acerca de la viabilidad práctica de operar dicho sistema. De hecho, los valores comparables para el S4S2B también suponen un reto; 2,820 MW de energía solar fotovoltaica equivalen a 159% de la demanda a largo plazo y 1,614 MW de almacenamiento equivalen al 92% de la demanda; sugerimos ejercer cautela y establecer una curva de aprendizaje a medida que integramos estos niveles de energía renovable.⁸⁸⁹

654. Sin embargo, la Autoridad expresa explícitamente que esta es una preocupación a largo plazo y señala, además:

A corto plazo, tanto el S3S2B y S4S2B⁸⁹⁰ requieren niveles importantes de energía solar fotovoltaica (2,820 MW y 2,220 MW) y tienen los mismos niveles de almacenamiento (1,320 MW), así que un distintivo clave entre estos planes en cuanto a las decisiones a corto plazo es que el S4S2B sí requiere el desarrollo de un nuevo CCGT en el norte (Palo Seco), mientras que en el S3S2B esto no se desarrolla y se instalan grandes cantidades de paneles fotovoltaicos después del 2025 (4,140 MW para el 2038 en el S3S2B).⁸⁹¹

655. El Negociado de Energía **ACEPTA** particularmente las declaraciones de la Autoridad anteriores acerca de la "diferencia clave" a corto plazo entre el

⁸⁸⁸ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-1-54 (c), 11 de julio de 2019.

⁸⁸⁹ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-1-54 (b), 11 de julio de 2019.

⁸⁹⁰ En la respuesta del requerimiento de información, esta frase específica contiene un error tipográfico, pues el término "S4S2B" en la nota al calce se identificó como "S3S2B". Queda claro del contexto comparativo de la oración que la comparación descrita es entre el S3S2B y el S4S2B.

⁸⁹¹ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-1-54(a), 11 de julio de 2019.



Escenario 3 y el plan de ESM o el Escenario 4 es la decisión de si hay o no un desarrollo de una unidad nueva de ciclo combinado en el norte, en Palo Seco.

656. Basado en la presentación inicial y en las respuestas al Primer ROI del Negociado de Energía,⁸⁹² la razón de la Autoridad para no considerar el S3S2B como plan preferido se basa en dos supuestos subyacentes: primero, el supuesto con el costo más bajo en relación con energía renovable y, segundo, la relación alta de energía solar fotovoltaica instalada a la demanda pico en los últimos años del horizonte de planificación. En cuanto al primer supuesto, la Autoridad señala que el S3S2 sí será un “plan de recursos preferido” si no se materializan costos menores.⁸⁹³ El Negociado de Energía **DETERMINA** que la preocupación de la Autoridad por el supuesto del costo no es suficiente para excluir la consideración del S3S2 como parte del Plan Preferido porque la presencia de los procesos de licitación como parte de un Plan de Acción permitirán que se pruebe directamente este supuesto y la Autoridad podrá ajustar su planificación de acuerdo a esto, de requerirlo, luego de evaluar los resultados de los procesos de compras.
657. En cuanto al segundo asunto, con respecto al nivel de energía solar fotovoltaica como porcentaje de pico de carga en los últimos años del análisis, como la propia Autoridad señala, en los primeros años del periodo cubierto, el S3S2 y el S4S2 contienen niveles altos similares de energía solar fotovoltaica; la preocupación de la Autoridad con respecto a este asunto se limita a los últimos años. Como vemos en los detalles del modelo por hora en los días de verano de carga pico para los últimos años,⁸⁹⁴ el Negociado de Energía señala que las declaraciones de la Autoridad de que la producción de energía solar fotovoltaica del S3S2 es “casi el doble del pronóstico de carga pico”⁸⁹⁵ y no incluye la carga de almacenamiento de energía en batería durante los picos de salida de energía solar. El Negociado de Energía **DETERMINA** que esta preocupación en los últimos años no es tan importante cuando se considera la carga adicional de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías durante los periodos donde hay una alta producción de energía solar fotovoltaica. El Negociado de Energía **DETERMINA** además que cualesquiera preocupaciones en este respecto se pueden abordar en ciclos subsiguientes del PIR y que esa preocupación no es suficiente para no considerar el S3S2 como parte del plan de recursos preferido.

⁸⁹² Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-1-54, 11 de julio de 2019.

⁸⁹³ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-1-54(a), 11 de julio de 2019.

⁸⁹⁴ En el documento de trabajo de la Autoridad de las simulaciones por hora, el S3S2, la carga de batería es de apenas 2,000 MW en la producción pico de energía solar fotovoltaica, según confirmó la Autoridad. Vista Evidenciaria, 6 de febrero de 2020, sesión matutina, 23:00.

⁸⁹⁵ PIR Propuesto, página 8-10.



658. Las Tablas 9 y 10 arriban indican que el Escenario S3S2 sigue siendo el menos costoso (para las comparaciones que surgen del modelo en respuesta al Noveno y Décimo Requerimiento de Información del Negociado de Energía) cuando se consideran 1) los niveles de eficiencia energética más bajos que afectan la carga y 2) el efecto de incorporar directamente los términos específicos del nuevo PPOA de EcoEléctrica y de “refinar” el modelo LTCE para poder optimizar los niveles de almacenamiento en batería y las restricciones de energía solar fotovoltaica reducida asociada.⁸⁹⁶
659. La respuesta de la Autoridad al Noveno ROI del Negociado de Energía⁸⁹⁷ provee los resultados de las simulaciones con “EE Baja” y “Ninguna EE”. La Tabla 9 demuestra que el costo del Escenario S3S2 es menor que el S4S2 o el ESM, pues el VPNIR es menor en ambos niveles de carga aumentados efectivamente (de EE base a “Total”). Los resultados de la Tabla 10 reflejan las respuestas de la Autoridad al Décimo ROI del Negociado de Energía y además muestran el S3S2 como una opción de menor costo que el S4S2, para tres niveles de carga diferentes: base (con EE total), EE baja, y ninguna EE, lo cual indica un resultado robusto bajo los diferentes niveles de carga del S3S2.⁸⁹⁸
660. La Autoridad produjo una sensibilidad, S3S2S8B, para reflejar el costo del Escenario S3S2B si las *cantidades y el ritmo* desarrollados de la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento en batería se mantenían iguales como se vio inicialmente en el S3S2B, pero los costos de energía solar fotovoltaica y el almacenamiento en batería se ajustaron para reflejar costos normales o base, en lugar de los supuestos de costo bajo del S3S2B.⁸⁹⁹ El VPNIR del S3S2S8B (presentado inicialmente) según se muestra en la Tabla 8 era de \$14.36 miles de millones, o \$514 millones por encima del Escenario S3S2B original, pero en esencia, era el mismo costo del S4S2B⁹⁰⁰ e incluso su costo era menor que el

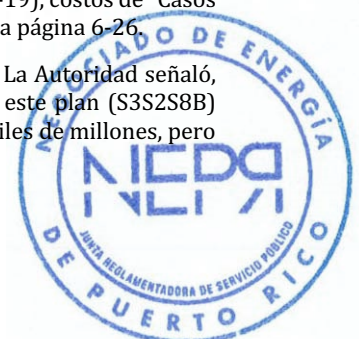
⁸⁹⁶ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-9-1, 6 diciembre 2019; PREPA’s Response to Energy Bureau’s ROI-10-5, página 10, 13 diciembre 2019. A la Autoridad, se le solicitó desarrollar resultados modelados que compararan el VPNIR “con” y “sin” los términos del nuevo PPOA de EcoEléctrica, mientras que simultáneamente se utilizan niveles de carga que reflejen casos con ajustes de “EE baja” y “ninguna EE” en los pronósticos de carga base. La Autoridad además “refinó” los niveles óptimos de recursos para incluir las limitaciones de los modelos de Aurora cuando se finalicen los resultados.

⁸⁹⁷ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-9-1(c), 6 de diciembre de 2019.

⁸⁹⁸ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-10-5, 22 de enero de 2020.

⁸⁹⁹ PIR Propuesto, página 5-7. Sensibilidad 8 “Aplica al Escenario 3, costo base de generación renovable y almacenamiento”. El Escenario 3, según definido, utiliza el NREL 2018 Annual Technology Baseline (ATB) (PIR, página 6-19), costos de “Casos Bajos” (PIR propuesto en la página 5-4) y reflejado en los datos del anexo 6-35 del PIR Propuesto, en la página 6-26.

⁹⁰⁰ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-1-54(a), 19 de agosto de 2019. La Autoridad señaló, “Sin embargo, si el costo de capital de renovables fuera igual a nuestro pronóstico base, entonces este plan (S3S2S8B) tendría un valor presente similar a, por ejemplo, el S4S2B; \$14.36 miles de millones versus \$14.35 miles de millones, pero



Escenario del ESM con \$14.43 miles de millones. Sin embargo, las correcciones subsiguientes a los estimados iniciales de la Autoridad para los costos del S3S2S8B aumentaron el VPNIR a \$14.8 miles de millones.⁹⁰¹ Estas correcciones tuvieron como resultado que la sensibilidad de costo de la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento en batería en el Escenario 3 Estrategia 2 (S3S2S8B) fuera más alto que en el S4S2B y en el caso del ESM, en lugar de ser similar a esos resultados: el costo del S3S2S8 es 3.3% más alto que el de S4S2B y 2.8% más alto que el del ESM (carga base).⁹⁰²

661. El Negociado de Energía **DETERMINA** que todos los análisis de escenarios, incluso las simulaciones finales de la LTCE que se completaron en respuesta al Noveno y Décimo ROIs del Negociado de Energía⁹⁰³ apuntan que el ritmo de instalación subyacente y el costo de la compra de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento en batería es una pieza información vital y que en última instancia demostrará cuál sería el Escenario cuyo costo es verdaderamente más bajo. El Negociado de Energía **DETERMINA** que, si los costos de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en batería son aproximadamente los mismos que los supuestos del Escenario 3, y el costo para la CCGT de Palo Seco,⁹⁰⁴ queda como proyectado (o son mayores) entonces queda claro que el S3S2 es el plan de menor costo y debería informar el Plan de Recursos Preferido de la Autoridad.
662. Como se señaló en la Parte F, la Autoridad modeló como una sensibilidad el S4S2B una condición donde los costos de infraestructura de LNG en el norte eran altos. En esa ejecución de modelaje, **no** se seleccionó una nueva CCGT en

su costo de capital es 28% más alto y se afectaría significativamente a causa de los precios de renovables más altos (en lugar de base)”.

⁹⁰¹ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-9-3(a), 27 noviembre 2019. La Sensibilidad 8 inicial al S3S2B aumentó los costos de la energía solar fotovoltaica, pero no los costos del almacenamiento en batería, de modo que refleja costos base en lugar de bajos, según reveló el análisis de “costo de producción” del Negociado de Energía en el expediente de métricas del S3S2S8. Véase además la respuesta al 9-3 (b) y 9-3 (c) en las cuales la Autoridad también hizo correcciones mínimas a los valores originales del VPNIR para el S3S2B (\$13.858 miles de millones vs. la cantidad original de \$13.843 miles de millones) y el S4S2B (14.353 miles de millones vs. la cantidad original de \$14.350 miles de millones).

⁹⁰² La Tabla 2, corrigió el S3S2S8B, VPN equivalente a \$14.82 miles de millones. La Tabla 1, el VPN del ESM (base) equivalente a \$14.42 miles de millones y el VPN de S4S2B es equivalente a \$14.34 miles de millones. PREPA’s Response to Energy Bureau’s ROI-9-3(b), 27 noviembre 2019. Basado en los resultados de la presentación inicial para el caso del ESM y los resultados corregidos de la presentación del S4S2B.

⁹⁰³ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-9, 27 de noviembre de 2019, en la página 9-1; Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-10-5, 22 de enero de 2020, en página 10-5.

⁹⁰⁴ Como se indica en la Parte III (E) en el párrafo 276, los costos de capital asociados a la generación de CCGT podrían ser tan altos como un 30% más que los supuestos básicos utilizados en el modelo. Como se señaló en la Parte III (F), se modeló una sensibilidad a los costos de infraestructura de LNG en el norte en respuesta al ROI-6-5 del Negociado de Energía, y se encontró que los costos más altos harían que el Escenario S4S2B ya no seleccione un nuevo CCGT en Palo Seco.



Palo Seco.⁹⁰⁵ El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que el riesgo adicional de costos de infraestructura de LNG potencialmente más altos, asociados con un terminal terrestre de LNG en el norte y un nuevo CCGT en Palo Seco respalda la selección de un Plan de Recursos Preferidos Modificado que no incluya un nuevo CCGT en Palo Seco.

663. Incluso si esos supuestos del costo de energía solar fotovoltaica y batería son incorrectos, que el S3S2 continúe siendo el plan del costo más bajo dependerá de cuáles sean los precios reales de la energía solar fotovoltaica y los recursos de almacenamiento en batería, lo cual es difícil de discernir si no se divulga el precio mediante los procesos competitivos de compra.⁹⁰⁶ Si los precios de la energía solar fotovoltaica y los recursos de almacenamiento en batería alcanzaran un punto medio entre los costos representados en el Escenario 3 y los de la sensibilidad 8 aplicados al Escenario 3, entonces este último sería un poco menos costoso que el Plan de ESM y tendría casi el mismo costo del Escenario 4.⁹⁰⁷
664. El Negociado de Energía **DETERMINA** que la decisión sobre cuál de los planes de recursos que presentó la Autoridad es realmente el menos costoso dependerá si los costos reales que responden a las acciones de compra planificadas reflejarán los supuestos del Escenario 3 para los costos de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento en batería⁹⁰⁸ o los diferentes (*i.e.*, más altos) supuestos de costos que se utilizaron en otros Escenarios (S1, S4, S5, ESM)⁹⁰⁹. En virtud del 2018 NREL Annual Technology Baseline (ATB) los supuestos “bajos” en casos de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento de energía en batería que se utilizaron para definir el Escenario 3, el plan de recursos S3S2 que incluye todos los escenarios de carga claramente a demostrado ser el plan menos costoso considerando el valor presente neto de

⁹⁰⁵ La Respuesta al ROI-6-5 (a) del Negociado de Energía, correspondiente a S4S2B del 15 de octubre de 2019. “Con mayores costos de infraestructura LNG, el modelo Aurora no encuentra económico construir ningún CCGT nuevo en toda la isla. En cambio, decide mantener Ecoeléctrica en funcionamiento durante un período de tiempo mayor hasta el año 2035 y hacer funcionar las unidades existentes con factores de capacidad más altos.”

⁹⁰⁶ El Plan de Acción de la Autoridad incluye dichos procesos de compra de energía solar fotovoltaica y almacenamiento de energía en batería. PIR Propuesto, páginas 10-2 y 10-3.

⁹⁰⁷ De la Tabla 1, arriba: El VPN del Escenario S3S2B es de \$13.85 miles de millones. El VPN del Escenario S3S2S8B es de \$14.82 miles de millones. El punto medio entre estos dos valores es \$14.33 miles de millones. El VPN del ESM (base) es de \$14.42 miles de millones. El VPN del S4S2B es de \$14.34 miles de millones.

⁹⁰⁸ Supuestos de los costos “bajos” del 2018 NREL ATB.

⁹⁰⁹ Supuestos de los costos “medios” del 2018 NREL ATB.



ingreso requerido⁹¹⁰, según lo reconoció la Autoridad.⁹¹¹ El S4S2 demostró ser el plan de suministro descentralizado menos costoso⁹¹² si los supuestos de costos de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento en batería son un reflejo de los supuestos “medios” del 2018 NREL ATB que era la versión más actualizada en el momento en que la Autoridad hizo su presentación. Sin embargo, desde entonces, dicha versión fue sustituida por la publicación más reciente del NREL.⁹¹³

665. Según señala la Autoridad, hay similitudes en el desarrollo de recursos de energía solar fotovoltaica y almacenamiento de energía en baterías durante los primeros años del S3S2 y el S4S2, puesto que la diferencia clave es la presencia o ausencia de un plan para una nueva unidad de ciclo combinado en Palo Seco. Dado que el escenario menos costoso dependerá de la materialización de los supuestos de producción de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en batería a un costo menor, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a desarrollar recursos de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en batería al nivel del S3S2 de conformidad con los protocolos de compra competitiva que se especifican en el Plan de Acción Modificado.
666. El Negociado de Energía **DETERMINA** que las diferencias en el costo del VPN en los diferentes planes varían significativamente debido a que los supuestos de costos y disponibilidad son diferentes en todos los Escenarios. El Negociado de Energía **DETERMINA** que deben llevarse a cabo las gestiones de planificación de compras competitivas según están incluidas en el Plan de Acción de la Autoridad⁹¹⁴ para resolver incertidumbres con respecto a cuáles serán los costos reales para los recursos de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en batería.
667. El escenario S3S2B emite menos dióxido de carbono que el escenario ESM (Base) o S4S2B, como se ha señalado anteriormente.⁵⁷⁶ La Autoridad confirmó en la vista que si se consideraran explícitamente los precios del carbono, un escenario con más emisiones de carbono sería efectivamente penalizado más que un escenario con menores emisiones de carbono. Dadas las instrucciones de la Ley 17 para considerar los efectos del cambio climático en el proceso integrado de planificación de recursos, y observando que el Escenario S3S2B

⁹¹⁰ PIR Propuesto, anejo 8-3.

⁹¹¹ PIR Propuesto, página 8-10.

⁹¹² La Estrategia 2 refleja la estrategia de plan de suministros más descentralizada.

⁹¹³ La versión 2019 NREL ATB se publicó el 1 de agosto de 2019. <https://www.nrel.gov/news/program/2019/updated-baseline-cost-performance-data-electricity-generation-technologies.html>.

⁹¹⁴ La Autoridad planifica llevar a cabo procesos de licitación para BESS y paneles fotovoltaicos. Véase, PIR Propuesto, páginas 10-2 y 10-3.



tiene un perfil de emisión de carbono más bajo que el escenario ESM o S4S2B, el Negociado de Energía **DETERMINA** que desde una perspectiva de mitigación del cambio climático, el escenario S3S2B es preferible al escenario ESM o S4S2B porque contribuye a la mitigación de los efectos del cambio climático en relación con esos otros escenarios.

668. Como se ha señalado, el artículo 1.9(3)(H) de la Ley 17 establece que el plan integrado de recursos incluirá, pero no se limitará a las evaluaciones de impacto ambiental de la Autoridad relacionadas con las emisiones atmosféricas y el consumo de agua, los desechos sólidos y otros factores como el cambio climático. El Negociado de Energía **DETERMINA** que, aunque el PIR de la Autoridad considera las evaluaciones de impacto ambiental, no abordó plena y adecuadamente el cambio climático. Por lo tanto, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad en su próximo PIR realizar una evaluación de impacto ambiental relacionada con el cambio climático, según lo exija la ley, y debe incluir explícitamente escenarios de precios del carbono en cualquier ejercicio inicial de modelaje.

c. Retiros de plantas de vapor

669. Las Tablas del Apéndice C de esta Resolución Final y Orden incluyen un modelo de las fechas de retiro de todas las plantas de vapor más viejas de combustión de combustible y las de combustión de gas que son parte del Sistema de la Autoridad para todos los Escenarios. Estas plantas incluyen las unidades en Aguirre, San Juan, Palo Seco y Costa Sur. Por lo general, los resultados de los modelos muestran el retiro de todas las unidades de vapor más viejas para el 2025 para cumplir con los requisitos de MATS (para las unidades de combustión de combustible) y por razones económicas en general, una vez haya suficiente capacidad de reemplazo mediante una batería nueva, un recurso de generación pico basado en combustible fósil y/o recursos de ciclo combinado de combustión de gas. La Autoridad directamente mencionó la intención de retirar los Frame 5 para picos, las unidades de vapor 1 & 2 de Aguirre, las unidades de vapor 5 & 6 de Costa Sur y las unidades de vapor 7 & 8 de San Juan en el artículo sobre el Plan de Acción del PIR Propuesto, dentro de los primeros cinco (5) años del plan de recursos.⁹¹⁵
670. La Autoridad recalcó que la disponibilidad de nuevos recursos de generación será un requisito para llevar a cabo los retiros.
671. Estas unidades generadoras de vapor de combustión de combustible junto con Costa Sur 5 & 6 constituyen la mayoría de los recursos de capacidad que son

⁹¹⁵ PIR Propuesto, anejo 10-3, página 10-5.



propiedad de la Autoridad o contratadas por esta. La vida útil de estas unidades que fueron construidas en la década de 1960 y 1970 está a punto de caducar. A excepción de Costa Sur 5 & 6, estas no cumplen con los MATS.⁹¹⁶ Su operación es inflexible, tienen tasas altas de interrupciones forzadas y son relativamente ineficientes. Retirar estas unidades reduciría los costos, mejoraría la confiabilidad y lograría que se cumplieran los MATS.

672. El Negociado de Energía **DETERMINA** que la Autoridad debe retirar los activos de vapor de combustión de combustible más viejos aproximadamente en orden descendiente de costo operacional (y tomando en consideración una secuencia de retiro por unidad que sea consistente con la conversión de los condensadores sincrónicos) tan pronto dejen de ser necesarios para la operación confiable del sistema. El Negociado de Energía también **DETERMINA** que la Autoridad debe retirar Costa Sur 5 & 6 cuando se pueda sustentar que el sistema opera de manera confiable sin la presencia de estas, luego de retirar los recursos de combustión de combustible. El Negociado de Energía **APRUEBA** los planes de retiro de las unidades de vapor de la Autoridad de conformidad con las advertencias de la Autoridad⁹¹⁷ que indican la necesidad de capacidad de reemplazo, la garantía de cumplimiento con las necesidades generales de confiabilidad y que son consistentes con los umbrales de ritmo más específicos que se describen en el Plan de Acción Modificado.
673. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a presentar informes trimestrales de actualización y cumplimiento en relación con los planes de retiro de estas unidades cumpliendo con unos requisitos y fechas específicos de información y cumplimiento para estos informes según descritos en el Plan de Acción Modificado. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a incluir en estos informes periódicos de actualización y cumplimiento toda información acerca del estatus de la conversión a condensadores sincrónicos, según aplique.

d. Valor de eficiencia energética en todos los planes de recursos

674. Comparar los Escenarios con los diferentes niveles de eficiencia energética, pero con el mismo conjunto de supuestos de entrada provee un análisis de los diferentes efectos de la utilización de recursos de eficiencia energética cuando los costos de dicha utilización están incluidos. **Error! Not a valid bookmark self-reference.**3 a continuación contiene un subconjunto de información de la Tabla 10, comparando el VPNIR de los planes de recursos del Escenario 3 y el Escenario 4 con EE total, EE Baja y Ninguna EE. La presencia de eficiencia

⁹¹⁶ PIR Propuesto, página 4-24, anejo 4-25.

⁹¹⁷ PIR Propuesto, Parte 9, "Caveats and Limitations", núm. 17, página 9-4.

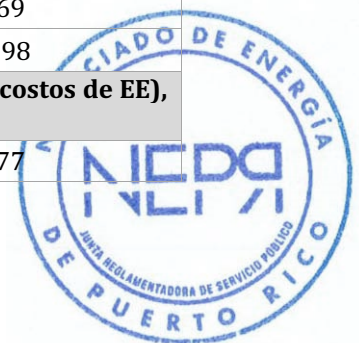


energética permite reducir la carga total, el consumo de combustibles fósiles, la necesidad de utilizar energía solar fotovoltaica y almacenamiento de energía en batería para cumplir con los requisitos y reducir las pérdidas totales del sistema. Todos esos componentes beneficiosos se reflejan en el VPNIR de los Escenarios individuales que se muestran en la Tabla 13 a continuación. La Tabla 13 muestra el “Valor de Eficiencia Energética” que es el beneficio neto acumulado para los clientes en forma de una reducción del VPNIR cuando se incluyen los costos de los recursos de eficiencia energética.

675. Esta tabla ilustra el beneficio claro para los clientes de Puerto Rico a lo largo del horizonte de planificación de la utilización de la mayor cantidad de eficiencia energética posible, al menos hasta el nivel de “EE total” modelado en los Escenarios originales. El Escenario S3S2 resulta en beneficios netos para los clientes de \$480 millones a lo largo del horizonte de planificación al utilizar un plan de recursos que incluya un nivel “bajo” de eficiencia energética (cuando se compara con ninguna eficiencia energética). Utilizar un nivel de eficiencia energética “total” en ese Escenario esto asegura \$1.14 miles de millones adicionales en beneficios netos. Combinados, utilizando una medida total de recursos de eficiencia energética a lo largo del horizonte de planificación, los clientes se ahorrarían una cantidad neta de \$1.62 miles de millones (VPN). Bajo el Escenario 4, el patrón es similar, aunque los ahorros son aún mayores debido al uso de recursos de combustión gas más costos (que los solares) en ese Escenario.

Tabla 13. Estimado del valor de eficiencia energética de los resultados de los escenarios modelos- ROI 10-5 - \$ Miles de Millones (VPN)

VPNIR a 20 años (Miles de millones)	S3S2	S4S2
Carga base Cero EE	\$16,74	\$17,74
Carga base EE Baja	\$15,98	\$16,68
Carga Base EE Total	\$14.14	\$14.82
Ahorros de VPNIR a 20 años con EE Adicional (Miles de millones)		
De Cero EE a EE Baja	\$0,76	\$1.06
De EE Baja a EE Total	\$1.83	\$1.86
De Cero EE a EE Total	\$2,60	\$2,92
Costos de eficiencia energética a 20 Años, VPN (Miles de millones)		
De Cero EE a Baja EE	\$0,29	\$0,29
De Baja EE a Total EE	\$0,69	\$0,69
De Cero EE a Total EE	\$0.98	\$0.98
Beneficios netos (VPN) asociados a los escenarios de EE (Ahorros de VPNIR menos costos de EE), VPN (Miles de millones)		
De Cero EE a Baja EE	\$0,48	\$0,77



De Baja EE a Total EE	\$1. 14	\$1. 17
De Cero EE a Total EE	\$1. 62	\$1.94

Fuente de los valores del VPNIR: VPNIR de la Autoridad de los expedientes de las métricas y el anejo 8-3 del PIR Propuesto, según enumerado en la Tabla 10 de esta Resolución Final y Orden. Fuente de los costos de eficiencia energética: Los expedientes de métricas de la Autoridad.

676. El Negociado de Energía **DETERMINA** que las diferencias en el costo del VPN entre los Escenarios cuya diferencia principal en el supuesto de entrada es la carga (debido a los diferentes niveles de eficiencia energética) es un indicativo directo del valor neto de los clientes de la utilización de los recursos de eficiencia energética, cuando también se toman en consideración los costos de eficiencia energética. Cuando se comparan directamente a los costos estimados de eficiencia energética,⁹¹⁸ la diferencia en el costo del VPN indica que los beneficios de eficiencia energética que surgen de cargas netas menores siempre exceden los costos de eficiencia energética.⁹¹⁹ Por ende, el Negociado de Energía **DETERMINA** que la Autoridad determinó correctamente que “la eficiencia energética siempre es el recurso menos costoso y de menor demanda por un costo mucho menor que el suministro nuevo y la transmisión y distribución asociada a esta”.⁹²⁰ La modificación del Negociado de Energía al Plan de Acción de la Autoridad refleja la inclusión de la utilización de recursos de eficiencia energética como pilar del Plan de Recursos Preferido Modificado.
677. El Negociado de Energía **DETERMINA** que el nivel máximo de utilización de eficiencia energética debe ser una de las disposiciones centrales del Plan de Recursos Preferido.

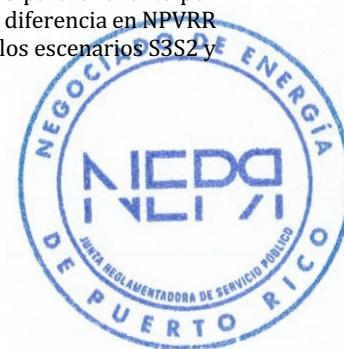
e. Selección del ESM como Plan Preferido de Recursos de la Autoridad

678. Según el modelo original con las condiciones de carga base, el Plan de Recursos Preferido de la Autoridad, el Escenario del ESM, es más costoso en términos del VPN que los planes del Escenario 4 y el Escenario 3 bajo la “Estrategia 2”, el

⁹¹⁸ Los costos estimados de eficiencia energética se incluyen en los expedientes de las métricas para cada Escenario, pero no se consideran parte del costo total cuando la Autoridad tabula el VPN del ingreso requerido.

⁹¹⁹ La Tabla 13 anterior muestra que el S3S2B (EE Total) vs. el S3S2B (Ninguna EE) resulta en ahorros netos para el cliente de \$1.62 miles de millones (PVN durante el periodo de 2019-2028). Para el S4S2, los ahorros netos para el cliente por eficiencia energética son \$1.94 miles de millones. Estos ahorros se calculan directamente a partir de la diferencia en NPVRR entre EE Total y Ninguna EE, menos los costos para EE Total; este cálculo se realiza para cada uno de los escenarios S3S2 y S4S2.

⁹²⁰ PIR Propuesto, páginas 10-22.



enfoque menos descentralizado⁹²¹ de suministro.⁹²² El plan de ESM bajo condiciones de carga alta o baja es también menos costoso que el S4S2 o el S3S2.⁹²³ Bajo sensibilidades de precio de gas alto, el Escenario del ESM (carga base) es más costoso que el S4S2 o el S3S2.⁹²⁴ Estas sensibilidades del carga y precio de gas en comparación a las simulaciones de LTCE que se presentaron originalmente son indicadores claves que se utilizan para evaluar hasta qué punto un plan es económicamente robusto de acuerdo a las variaciones en los supuestos claves. El Negociado de Energía **CONCLUYE** que el plan de ESM no muestra un beneficio económico en relación con los planes contendores en términos de estas dimensiones múltiples.

679. Bajo las condiciones del modelo de la Respuesta de la Autoridad al ROI-9-1 del Negociado de Energía, *e.g.*, las variaciones en los niveles de carga debido a las diferencias en las cantidades de eficiencia energética y la incorporación de diferentes supuestos de entrada con respecto al nuevo PPOA de EcoEléctrica,⁹²⁵ el Escenario del ESM sigue siendo más costoso que el S3S2, pero pareciera ser un poco menos costoso que el S4S2.⁹²⁶
680. Bajo las condiciones del modelo de la Respuesta de la Autoridad al ROI 10 del Negociado de Energía, parece que el S3S2 es el Escenario menos costoso, aunque le ESM no se incluyó directamente en el desarrollo de este modelo.⁹²⁷ Las condiciones del modelo en respuesta al ROI 10 del Negociado de Energía incluyeron los mismos términos nuevos del PPOA de EcoEléctrica que se utilizaron para el modelo en respuesta al Noveno Requerimiento de Información del Negociado de Energía además de incluir ajustes a la

⁹²¹ PIR Propuesto, páginas 1-3. La Estrategia 2 “refleja un Sistema de generación más distribuida y flexible que enfatiza la resiliencia y una proximidad mayor a los recursos de generación de los clientes”.

⁹²² Tabla 1. El Escenario del ESM es \$577 millones (4.2%) más costos que el S3S2B y es \$81 millones (0.6%) más costoso que el S4S2B.

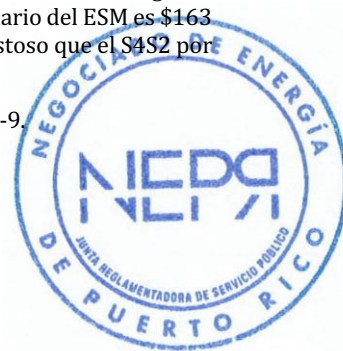
⁹²³ Tabla 1. El Escenario del ESM es \$99 millones más costoso que el S4S2 y \$63 millones más costoso que el S3S2 bajo condiciones de carga alta. Es más costoso que el S4S2 por mil millones y más costoso que el S3S2 por más de \$700 millones bajo condiciones de carga baja.

⁹²⁴ Tabla 2. El Escenario del ESM es \$789 millones más costoso que el S3S2S5B y más costoso que el S4S2S5B por \$356 millones.

⁹²⁵ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-9-1, 13 de noviembre de 2019, memo “ROI 9 Assumptions for Modeling”.

⁹²⁶ Tabla 3. El Escenario del ESM es \$383 millones (2.4%) más costoso que el S3S2 bajo cargas de “eficiencia energética bajas” y \$833 millones (5.0%) más costoso que el S3S2 bajo cargas “sin eficiencia energética”. El Escenario del ESM es \$163 millones (1.0%) menos costoso que el S4S2 bajo cargas de “eficiencia energética bajas” y es menos costoso que el S4S2 por \$305 millones (1.9%) bajo cargas “sin eficiencia energética”.

⁹²⁷ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI-10, 22 de enero de 2020, página 7-9.



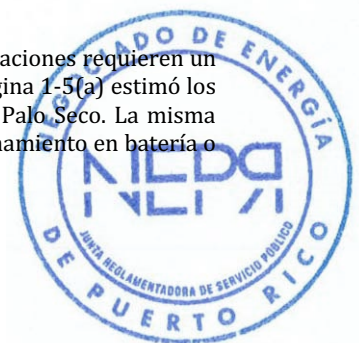
optimización del almacenamiento en batería para reducir la restricción de la energía solar fotovoltaica y los costos del sistema en general.

681. Para abordar las preocupaciones con respecto a si el Escenario 3 continuará siendo el menos costoso si los costos de energía solar fotovoltaica y almacenamiento de energía en batería fueran más altos que los supuestos originales de costos más bajos,⁹²⁸ se definió la sensibilidad 8 y se llevaron a cabo una cantidad limitada de simulaciones del S3S2S8. El S3S2S8B se percibía como más costoso que el plan del ESM, aunque el Negociado de Energía señala que el resultado de esta sensibilidad es tan solo el resultado de un Escenario entre una cantidad de Escenarios relevantes que no identifican el ESM como el Escenario menos costoso.
682. La inclusión de la Autoridad en el Plan de ESM de la nueva infraestructura de gas (LNG) como posible generación en Yabucoa y Mayagüez⁹²⁹ no está respaldada por el modelo de LTCE en ninguno de los resultados de los Escenarios y **no hay evidencia que sustente** las declaraciones de la Autoridad de que dicha infraestructura provee un “cobertura” contra la carga más alta.⁹³⁰ La Autoridad también ofrece como cubierta la estructura de LNG en esas localidades al no poder desarrollar una unidad de ciclo combinado en Palo Seco. Bajo el S3S2 para todos los Escenarios de carga, no se incluye un ciclo combinado para Palo Seco. Incluso en el S4S2, no se requiere un ciclo combinado hasta el 2028 en un sinnúmero de los Escenarios.
683. El Negociado de Energía **CONCLUYE** que la Autoridad no ha sustentado su reclamo de que la infraestructura de gas adicional para Mayagüez y Yabucoa es necesaria, como se incluye en el Escenario del ESM como una “decisión predeterminada”. El Negociado de Energía **DETERMINA** que no es razonable en este ciclo del PIR considerar gastos para dicha infraestructura de LNG como parte del plan de recursos preferido del PIR. El Negociado de Energía **CONCLUYE** que no es razonable planificar para las localidades de entrega de gas de respaldo cuando incluso la localidad preferida de la Autoridad para una

⁹²⁸ El Escenario 3 utiliza los pronósticos de “bajo costo” del NREL 2018 ATB en lugar de los pronósticos de “costo normal” para los recursos energía solar fotovoltaica y de almacenamiento de energía en batería. PIR propuesto, página 5-4; anejo 6-35 (casos de costo “bajo” de energía solar fotovoltaica del NREL); anejo 6-40 (casos de costo “bajo” de almacenamiento de energía en batería del NREL).

⁹²⁹ Estos son elementos específicos del Plan del ESM, PIR propuesto, Sección 1.2.3, páginas 1-11 y 1-12, números 10 y 11; PIR Propuesto, Parte 10, Plan de Acción, página 10-7.

⁹³⁰ PIR Propuesto, página 10-7, “Si los proyectos de carga o generación de los clientes en otras instalaciones requieren un ajuste”. La Respuesta de la Autoridad al ROI 1 del Negociado de Energía, del 11 de julio de 2019, página 1-5(a) estimó los ahorros en el costo del combustible si no se podía desarrollar una unidad de ciclo combinado en Palo Seco. La misma respuesta en la parte (b) no abordó directamente la interrogante de cómo un aumento en el almacenamiento en batería o las renovables podría servir como cobertura contra incertidumbres.



unidad de ciclo combinado de gas nueva en Palo Seco no ha demostrado ser una opción robusta para un plan de recursos preferidos.

684. El Negociado de Energía **CONCLUYE** además que la Autoridad no utilice el VPNIR como criterio principal al escoger un Plan Preferido y **RECHAZA** el Plan de ESM de la Autoridad como Plan de Recursos Preferido. El Negociado de Energía **DETERMINA** que la Autoridad no ha suministrado suficiente evidencia cuantitativa y cualitativa para eludir los reglamentos del PIR que requieren que el criterio de selección principal para un plan de Recursos Preferido sea la minimización del valor presente neto del ingreso requerido.
685. La inclusión de la Autoridad de las decisiones predeterminadas en el Plan Preferido no se sustenta en todos los elementos, especialmente en cuanto a los nuevos recursos de pico y la infraestructura de gas en Mayagüez and Yabucoa. La inclusión de la Autoridad de unidades de ciclo combinado en Palo Seco como parte del plan de ESM para que operen al 2025, que se discuten más adelante en esta Resolución y Orden Final también están basadas en decisiones predeterminadas. El plan de recursos menos costoso, S3S2B, no incluye una unidad nueva de ciclo combinado para Palo Seco y algunos de los planes del Escenario 4 con costos más bajos no incluyen un recurso nuevo para Palo Seco hasta el 2028. Todos los escenarios incluyen márgenes de reserva relativamente altos y esto se debe en gran parte a las restricciones de “carga crítica”⁹³¹ y el Negociado de Energía considera que esta restricción es excesiva y se discute más a fondo en la Parte III(I) de esta Resolución Final y Orden . Cualquier necesidad de una unidad nueva de ciclo combinado en Palo Seco se reducirá cuando se flexibilice esta restricción de “carga crítica”, como se muestra en la sección sobre Evaluación de la Necesidad de Recursos de esta Resolución y Orden Final.
686. El Negociado de Energía sí **CONCLUYE** que los cinco elementos principales del Escenario del ESM de la Autoridad deben mantenerse como parte del Plan de Recursos Modificado y el Plan de Acción Modificado, puesto que contienen elementos que son comunes en todos los planes y según la Autoridad estas acciones se tomaron “sin reparo”. El Negociado de Energía **COINCIDE** que estos elementos principales son puntos accionables y su inclusión en el Plan de Acción Modificado es razonable. El Negociado de Energía **ACEPTA** la inclusión de la Autoridad de los siguientes cinco elementos en el Plan de Recursos Modificados:
- La conversión oportuna de infraestructuras de plantas de vapor viejas a condensadores sincrónicos que provean apoyo reactivo dinámico y estabilidad y características de inercia para el sistema de

⁹³¹ PIR Propuesto, Apéndice 1, páginas 2-6.



la Autoridad luego de la instalación de cantidades mayores de energía solar fotovoltaica.

- La utilización de la mayor cantidad de eficiencia energética que se pueda obtener según se ilustra en los Escenarios de “EE total”.
- La maximización de la compra de energía solar fotovoltaica consistente con todos los Escenarios.
- El almacenamiento de energía en batería como elemento del Plan de Recursos Preferido Modificado.
- El fortalecimiento del Sistema de transmisión y distribución (se discute más a fondo en la Parte III(I) de esta Resolución Final y Orden).

f. Plantas de energía virtuales (“VPP” por sus siglas en inglés) como opción para el desarrollo de recursos de energía solar fotovoltaica y BESS

687. Las plantas de energía virtual son esencialmente recursos de distribución que en su totalidad equivalen al suministro que puede sustituir plantas generatrices convencionales localizadas en lugares céntricos, mientras que también pueden proveer resiliencia en la distribución. El deponente de SunRun, el Sr. Rauscher, definió las Plantas de energía Virtual como una “flota de activos distribuidos que pueden monitorearse y operarse como un recurso que se puede despachar en múltiples niveles de agregación lo cual sirve de apoyo para la arquitectura de las miniredes y microredes”.⁹³² Los resultados de los modelos de la Autoridad que exigen un aumento en los niveles de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento en batería no hacen una distinción entre requerir recursos de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en batería a nivel de la utilidad o escala distribuida.⁹³³ Al incluir una trayectoria predeterminada de recursos distribuidos como parte de los supuestos de entrada⁹³⁴, la Autoridad no impide que los demás recursos distribuidos cumplan con los niveles requeridos de los resultados de los modelos de los Escenarios. La Autoridad reconoce y acepta explícitamente que las plantas de energía virtual pueden proveer los servicios requeridos –suministro de energía

⁹³² Sunrun, Testimonio Directo de Christopher Rauscher, 23 de octubre de 2019, página 5.

⁹³³ Testimonio de Christopher Rauscher, en cuanto a que la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento pueden ser recursos distribuidos. Véase, Vista Evidenciaria, 6 de febrero de 2020, sesión matutina, en 02:26:49.

⁹³⁴ PIR Propuesto, Apéndice 4, “Demand Side Resources”, páginas 3-19.



y capacidad- y apoya las solicitudes competitivas que buscan adquirir este recurso.⁹³⁵

688. El Negociado de Energía **DETERMINA** que los resultados de los modelos de la Autoridad que incluyen las necesidad de nuevos recursos de energía solar fotovoltaica y almacenamiento de energía en batería a corto y largo plazo en Puerto Rico, respaldan las compras en procesos competitivos de estos recursos, sea de “plantas de energía virtual”⁹³⁶ de escala de utilidad o de escalas menores y distribuidas, siempre y cuando se cumplan con las especificaciones técnicas.⁹³⁷ El Plan de Acción Modificado del Negociado de Energía establece procesos para garantizar de manera que se lleven a cabo procesos de licitación razonables para las VPP.

g. Adiciones de capacidad de gas – Recursos de generación pico

689. Todos recursos de generación pico que la Autoridad incluyó en su Plan Preferido se basan en decisiones predeterminadas.⁹³⁸ Todas esas decisiones predeterminadas dependen de supuestos sobre la necesidad de recursos bajo el concepto de Minired,⁹³⁹ mediante el cual se les requiere a los recursos térmicos servir carga crítica.

690. El Negociado de Energía **CONCLUYE** que la Autoridad no ha sustentado la inclusión de casi 400 MW⁹⁴⁰ de recursos de generación pico a base de combustibles fósiles en un plan menos costoso, ya que no se ha llevado a cabo ninguna evaluación de la necesidad de nuevos recursos de generación pico más allá del uso de la Autoridad de su concepto de Minired que aumenta el requisito de reserva de los recursos térmicos. La Evaluación de la Necesidad de Recursos identifica la posibilidad de requerir recursos de almacenamiento de energía en batería para disponer el margen de reserva de planificación (PRM) requerido.⁹⁴¹ El Negociado de Energía **RECHAZA** la inclusión por parte

⁹³⁵ Testimonio de José Ortiz y del Dr. Bacalao. Vista Evidenciaria, 7 de febrero de 2020, sesión matutina, 0:45.

⁹³⁶ Testimonio del Testigo de SunRun Christopher Rauscher. 23 de octubre de 2019, página 5.

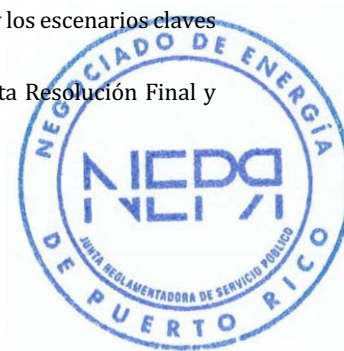
⁹³⁷ Testimonio del Dr. Bacalao, Vista Evidenciaria, 6 de febrero de 2020, sesión matutina, circa 02:26.

⁹³⁸ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI 7, página 7-6(a), (b), (c), 12 de septiembre de 2019.

⁹³⁹ Apéndice 1, página 2-6; “los recursos térmicos deben servir” las cargas críticas.

⁹⁴⁰ Los nuevos recursos de generación pico en todos los Escenarios fluctúan entre 348 MW y 513 MW y los escenarios claves son el S3S2B con 348 MW, el S4S2B con 371 MW y el MSE (base) con 421MW.

⁹⁴¹ Véanse Gráficas 4 y 5 de la “Evaluación de las necesidades de recursos” en la Parte III(D) de esta Resolución Final y Orden.



de la Autoridad de estos nuevos recursos de generación pico en el Plan de Recursos Preferidos. El Negociado de Energía **DETERMINA** que reemplazar una pequeña porción de los recursos más viejos de GT con recursos de generación pico, mediante procesos de licitación abiertos a todas las tecnologías es razonable para proveer una cobertura que suplemente las unidades GT que actualmente operan y son más viejas.⁹⁴² El Plan Modificado describirá un proceso para obtener dichos recursos.

h. Adiciones de capacidad de gas – Nuevos recursos de ciclo combinado

691. La Autoridad no ha respaldado la inclusión una unidad de ciclo combinado a gas nueva en Palo Seco para el 2025 en el último plan de costos, como el S3S2 tampoco incluye dicho recurso para ninguno de los cinco niveles de carga modelados.⁹⁴³ En contraste con el Plan de ESM, que fue rechazado por el Negociado de Energía como plan preferido y que no incluye una unidad nueva de ciclo combinado, el Escenario 3, aunque no requiere una nueva unidad térmica de ciclo combinado en Palo Seco, contiene un margen de reserva alto (aproximándose a un 50% en el 2025 y excediéndose en todos los demás años), debido al requisito del modelaje establece una necesidad de recursos térmicos sobre un 30% del umbral mínimo planificado.⁹⁴⁴
692. Incluso la necesidad de una unidad térmica nueva en Palo Seco que establece el S4S2 o el ESM está basada únicamente en la premisa de que los recursos térmicos deban ser capaces de servir la carga crítica, según lo define la Autoridad, luego de un evento atmosférico extremo.⁹⁴⁵ Bajo el S4S2, se requiere una unidad de CC nueva para el 2028 o el 2025, dependiendo del escenario de carga específico. El Escenario S4S2B EE “Baja” y “ninguna EE” no construye una unidad de ciclo combinado en Palo Seco hasta el 2028. El Escenario S4S2B (EE total) no requiere que se establezca dicha unidad para el 2025⁹⁴⁶.

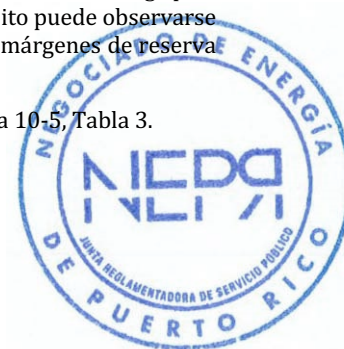
⁹⁴² Noveno Requerimiento de Información del Negociado de Energía, 6 diciembre 2019, 9-2, anejo 1, indica que casi la mitad de las 18 unidades de TG más viejas al presente están inoperables.

⁹⁴³ *Id.* Tabla 3; Respuesta de la Autoridad al Décimo Requerimiento de Información del Negociado de Energía; 13 de diciembre de 2019, página 10-5, Tabla 3. Para todas las cargas base (EE Total), la carga base (EE Baja), y la carga base (ninguna EE). La Tabla 8-1 del PIR, para las cargas altas y bajas del S3S2 (S3S2H, S4S2L); tampoco el modelo LTCE Aurora construye una unidad nueva de ciclo combinado en ninguna de las simulaciones de la Estrategia 3 Escenario 3 (PIR Propuesto, anejo 8-1, página 8-3).

⁹⁴⁴ Tabla 1, “Evaluación de las necesidades de recursos”, Escenarios 3, 4, y ESM para el 2025.

⁹⁴⁵ PIR Propuesto, Apéndice 1, páginas 2-6. Todos los Escenarios incluyen como requisito que una porción de la carga pico sea servida únicamente por los recursos térmicos disponibles para el modelo. El efecto de este requisito puede observarse en la sección titulada Evaluación de la Necesidad de Recursos de esta Resolución y Orden Final, con márgenes de reserva que exceden por mucho un 30% para los Escenarios 3, 4 y el Plan ESM.

⁹⁴⁶ Décimo Requerimiento de Información del Negociado de Energía, 13 de diciembre de 2019, página 10-5, Tabla 3.



693. La idea subyacente, el requerir generación térmica en apoyo de la carga crítica, sustenta el resultado del modelo que construye una nueva CC en Palo Seco para el 2025 o el 2028 bajo el S4S2, y supone una unidad CC nueva en Palo Seco para el 2025 como una decisión predeterminada bajo el Plan de ESM. Sin embargo, bajo el umbral mínimo de los requisitos de PRM, los recursos de baterías instalados planificados para el 2025 proveen capacidad más que suficiente.⁹⁴⁷ Cuando se considera cualquier reemplazo de capacidad de pico adicional, según se aborda anteriormente, el margen de reserva aumenta aún más de lo que muestra la Evaluación de la Necesidad de Recursos (Parte III(D) de esta Resolución Final y Orden).
694. Las incertidumbres sobre el nivel de carga no respaldan una necesidad de cobertura a corto plazo – los niveles de carga más altos (“Ninguna EE”) exigen la unidad CC nueva para el 2028, dejando algunos años antes de que la Autoridad pudiera necesitar para comprometerse con dicha construcción, aunque se cumpla con un margen de reserva más alto. En respuesta al ROI 1 del Negociado de Energía, la Autoridad describió la fuente de la llamada “cobertura contra incertidumbres” como parte de sus razones para la nueva infraestructura de gas asociada al Escenario del ESM⁹⁴⁸. En la respuesta se calcularon las diferencias en VPN para los escenarios con distintos calendarios de ejecución implementando un generador nuevo de ciclo combinado alimentado por gas. No abordó específicamente los planes de recursos alternos para la utilización de eficiencia energética o recursos renovables, que también pudieran ser considerados en la cobertura contra incertidumbres.
695. El Negociado de Energía **DETERMINA** que la Autoridad no ha respaldado que se incluya una unidad CC nueva en Palo Seco para el 2025 en un plan de menor costo. Bajo el Escenario S3S2B, para todos los niveles de eficiencia energética, una unidad CC nueva en Palo Seco no es parte del plan. Bajo algunos de los resultados para el Escenario 4, no se requerirá una unidad CC nueva en Palo Seco hasta el 2028. Bajo otros resultados para el Escenario 4, la inclusión de una unidad CC nueva para el 2025 es un artefacto del requisito de tener más generación térmica disponible para cumplir con las cargas “críticas” definidas por la Autoridad, en vez de cumplir con los requisitos mínimos de planificación de reserva. El Negociado de Energía **DETERMINA** que excluir una unidad CC nueva en Palo Seco para el 2025 en este ciclo del PIR se ajusta a una planificación razonable, y un Plan de Recursos Preferido Modificado, y **ORDENA** a la Autoridad que cese cualquier gasto en desarrollo de una nueva unidad CC nueva en Palo Seco por el momento, excepto según se indica en los

⁹⁴⁷ Véanse la Gráfica 4 y la Gráfica 5 en la “Evaluación de las necesidades de recursos” en la Parte III(D) de esta Resolución y Orden Final.

⁹⁴⁸ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI 1, 1 de julio de 2019, páginas 1-5.



siguientes párrafos para permisos preliminares limitados y requerimientos de ingeniería.

696. La Autoridad tiene muchas maneras de garantizar el cumplimiento de los requisitos mínimos de reserva en caso de que falte planificación ligada a una nueva unidad CC nueva en Palo Seco para el 2025. Adquirir de manera exitosa recursos de gran escala y/o de almacenamiento en baterías distribuidos requeridos; implementar de manera exitosa los planes de manejo de la demanda; y por último, de ser necesario, retrasar las decisiones finales en cuanto al retiro de las unidades de generación térmica existentes, son formas que razonablemente deben considerarse antes del próximo ciclo de planificación del PIR. Sin embargo, para ante la incertidumbre de los precios del equipo de energía solar fotovoltaica y almacenamiento de energía en baterías, u otras preocupaciones sobre la confiabilidad de los equipos, ejerciendo mucha prudencia y una estricta supervisión según se detalla en los próximos tres párrafos, el Negociado de Energía **AUTORIZA** \$5 millones para que se lleve a cabo un análisis preliminar en cuanto a la localización, permisos y la planificación de una unidad nueva de ciclo combinado en Palo Seco.⁹⁴⁹
697. El Negociado de Energía **LIMITA** los gastos relacionados a los permisos provisionales/preliminares y de ingeniería pertenecientes al rango de costos estimados por la Autoridad⁹⁵⁰ en parte reconociendo la situación particular de Palo Seco donde ya existe alguna infraestructura de LNG, y también para dejar claro que el Negociado de Energía espera que la Autoridad sea moderada en cuanto a dichos gastos. Por lo tanto, el Negociado de Energía **ADVIERTE** a la Autoridad que debe muy moderada en cuanto a los permisos preliminares y la actividad de ingeniería que lleve a cabo, y que estas actividades **NO** interfieran con la adquisición recursos de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento de energía según se ordena en el Plan de Acción Modificado y descrito en esta Resolución Final y Orden.
698. El Negociado de Energía también **ORDENA** a la Autoridad a que presente informes trimestrales, comenzando en o antes del 1 de enero de 2021, donde describa el trabajo realizado, el personal o recursos de consultoría utilizado para completar los trabajos, y el estatus de los esfuerzos preliminares. Si la Autoridad determina que necesita fondos adicionales en exceso de los \$5 millones asignados, la Autoridad deberá someter una solicitud a tales efectos

⁹⁴⁹ PREPA Supplemental Response in Compliance with April 28, 2020 Resolution and Order, 1 de mayo de 2020. En su respuesta, la Autoridad indicó que el costo de los permisos preliminares y la ingeniería inicial (FEED) para una unidad nueva de ciclo combinado y un terminal de LNG, ya sea en Mayagüez o en Yabucoa, fluctuaba entre \$6.5 millones y \$7.5 millones.

⁹⁵⁰ *Id.*



ante el Negociado de Energía. La solicitud antes mencionada deberá incluir información que fundamente la necesidad de dicho aumento en el presupuesto.

i. Resumen de los resultados del modelaje – VPNIR + Valor de energía no servida (“ENS” por sus siglas en inglés).

699. Los resultados modelados de la Autoridad también se presentan para cada Escenario tomando en consideración el cálculo de la Autoridad del valor de la “energía no servida” (ENS) bajo el concepto de Minirred.⁹⁵¹ La Autoridad utiliza el término “Energía no Servida” para representar la cantidad de carga que no sería servida en caso de que un evento atmosférico que imposibilite el suministro de energía a un grupo de clientes. La Autoridad compara los diferentes estimado de “energía no servida” en todos los escenarios para estimar el valor relativo de la “resiliencia” de cada Escenario, bajo su concepto de Minirred y recursos de capacidad local. La Tabla C-1 del Apéndice C enumera el ENS y los valores de VPNIR + ENS. La suma total del VPNIR y el ENS es un indicador del valor relativo de cualquier Escenario dado para proveer resiliencia del sistema ante un evento extremo que inhabilite la red de transmisión de la Isla. Nuestro análisis del concepto Microred de la Autoridad aborda hasta qué punto esta métrica— la medida de la Autoridad del valor relativo de energía no servida— debería considerarse en la formulación de Plan de Recursos Preferido. Nosotros no sopesamos directamente este parámetro de resiliencia cuando estamos considerando los resultados del modelaje de la herramienta Aurora LTCE, ya que todos los resultados de Aurora LTCE son para el sistema integrado y no reflejan las consideraciones de pérdida de carga que pudieran surgir durante un evento atmosférico extremo.

H. Advertencias y limitaciones

700. La Sección 2.03 (I) del Reglamento 9021 requiere que el Plan de Recursos Integrado incluya una lista anotada de advertencias y limitaciones sobre el análisis, para ilustrar el nivel de certeza que existe con respecto al Plan Preferido de Recursos. La lista de advertencias y limitaciones incluirá el impacto de la incertidumbre, el mecanismo de modelaje, presunciones claves reglamentarias y de ejecución de proyecto y costos.

⁹⁵¹ La Autoridad explica su concepto de “energía no servida” en la Sección 2.15 del PIR Propuesto, Apéndice 1: “Transmission and Distribution”, en páginas 2-104 a 2-107. La Autoridad presenta los cálculos de la “energía no servida” en la pestaña titulada “production cost” en el archivo de métricas de cada Escenario.



1. La radicación de la Autoridad

701. La Autoridad indica que sus análisis consideran un gran número de opciones e incertidumbres, utilizando insumos formales e informales, tanto de la Autoridad como sus accionistas.⁹⁵²
702. La Autoridad presenta una lista de 24 advertencias y limitaciones específicas asociadas con su plan, en la Parte 9 del Plan de Recursos Integrado propuesto.

2. Interventores

703. Todos los testimonios de los interventores atienden hasta cierto grado una o algunas de las advertencias enumeradas por la Autoridad, con las áreas específicas anotadas en cada una de las secciones de los Interventores de esta Resolución y Orden Final. Por ejemplo, la salvedad número trece (13) atiende precios del Mercado de energía renovable; los testimonios de SunRun, LEOs, SESA-PR, Windmar Group, y EDF todos contienen información sobre el precio del mercado de la energía solar fotovoltaica.

3. Discusión

704. Algunas de las advertencias enumeradas tienen relevancia particular en la selección de un Plan Preferido de Recursos:⁹⁵³
- La advertencia número trece (13) afectará el precio final examinado de las fuentes de energía renovable contratadas por la Autoridad.
 - La advertencia número catorce (14) en cuanto al ritmo de energía solar fotovoltaica e instalación de proyecto de almacenamiento directamente afecta las presunciones utilizadas por la Autoridad para definir diferentes Escenarios de recursos.
 - La advertencia número quince (15) indica la nueva naturaleza de los proyectos de almacenamiento a escala de empresa de servicios públicos (“utility scale”) e indica la presencia de una “curva de aprendizaje” para estos proyectos.
 - La advertencia número dieciséis (16) concierne las limitaciones que la Autoridad considera al conectar energía solar fotovoltaica o proyectos eólicos al sistema, dependiendo en el nivel de almacenamiento también interconectado y “correspondiente”⁹⁵⁴ al proyecto de energía renovable. Sin embargo, la Autoridad también indica⁹⁵⁵ que se les dará flexibilidad a los licitadores durante la fase de implementación de la

⁹⁵² Véase PIR Propuesto, páginas 9-1 s 9-5.

⁹⁵³ *Id.*

⁹⁵⁴ Véase PIR Propuesto, páginas 9-4.

⁹⁵⁵ Requisitos Técnicos Mínimos, páginas 6-27.



contratación de recursos PIR, permitiéndose licitaciones para uno o ambos componentes de energía solar fotovoltaica y almacenamiento de energía de batería.

- La advertencia número diecisiete (17) concierne recomendaciones para el retiro de generación de vapor existente. Señala prerrequisitos que condicionan el retiro, incluyendo la presencia de reducción de carga y capacidad de confiabilidad existente.
- La advertencia número dieciocho (18) describe la presencia de ciertas presunciones para costos capitales y rendimiento técnico de recursos de generación incluyendo recursos térmicos y terminales de GLN.
- Las advertencias número veintidós (22) y veinticuatro (24) hacen referencia, respectivamente, al estándar IEEE 1547-2018 de interconexión de generación distribuida y el hecho de que el PIR Propuesto no es un plan maestro de sistema de distribución.

705. Los parámetros representados por las advertencias anteriores tendrán una pertinencia directa en la rentabilidad en general de cualquier plan de recurso, así como otras de las advertencias y limitaciones enumeradas por la Autoridad. En este sentido, el Negociado de Energía ACEPTA la inclusión de estas advertencias y limitaciones por la Autoridad como parte del PIR Propuesto ya que ayuda a informar la consideración del Plan Preferido de Recursos Modificado. Mientras que la Autoridad no presenta ninguna discusión del nivel de certeza en general que tiene en cuanto a su Plan Preferido de Recursos en esta sección, la Autoridad sí presenta tal discusión en la sección de Introducción y Resumen de Conclusiones y en su sección de Plan de Desarrollo de Recursos del PIR Propuesto.⁹⁵⁶

706. En la sección de “tarjeta de puntuación” el PIR Propuesto,⁹⁵⁷ la Autoridad presenta una “tarjeta de puntuación balanceada” donde la Autoridad caracteriza su Plan de Recursos Preferente, el Escenario ESM, con valor (“weightings”) codificados por color para diferentes atributos de cada plan.

707. Sin embargo, la Autoridad no provee ninguna fórmula para evaluar los valores relativos a la codificación por colores asignada a cada uno de los parámetros, por consiguiente se torna arbitraria esta asignación de color “en general”. Ante preguntas surgidas en la vista evidenciaria, la Autoridad confirmó que “no se le debe dar mucha importancia a la “tarjeta de puntuación” (“scorecard”)⁹⁵⁸ cuando se comparan resultados entre diversos escenarios, ya que se han

⁹⁵⁶ Véase IRP Propuesto, páginas 1-5 a 1-8; páginas 8-10 a 8-15, y las secciones de los escenarios de los recursos individuales en la Parte 8 del IRP Propuesto.

⁹⁵⁷ Véase PIR Propuesto, páginas 8-13 a 8-15

⁹⁵⁸ Vista Evidenciaria, 6 de febrero de 2020, sesión matutina, 03:32:30.



provisto métricas más específicas que las propuestas en el PIR.” El Negociado de Energía **DETERMINA** que la tarjeta de puntuación de la Autoridad según presentada en este PIR Propuesto no es útil para comparar los escenarios y **ORDENA** a la Autoridad a explícitamente incluir los valores (“weightings”) cuantitativos específicos para cualquier atributo, con una explicación y racional acompañante para cualquier valor asignado, si la Autoridad decide utilizar una tarjeta de puntuación en los PIRs futuros.

I. Sistema de transmisión y distribución

708. El Reglamento 9021⁹⁵⁹ define los requisitos para la Documentación y Análisis del Sistema de Transmisión y Distribución (TyD). La Autoridad debe proveer descripciones narrativas de los sistemas TyD, incluyendo las limitaciones del sistema de transmisión, y un análisis general de la capacidad del sistema de transmisión para interconectar nueva generación y apoyar el intercambio de energía con microredes y la producción de energía independiente. La Autoridad debe describir las instalaciones de transmisión previstas para los próximos diez años y documentar las implicaciones de un plan preferido de recursos en los sistemas de TyD. La Autoridad también debe describir los cambios previstos en su sistema de distribución en los próximos diez años, incluyendo su capacidad para dar cabida a la penetración incremental de la generación distribuida.

1. La radicación de la Autoridad

a. Visión general

709. La Autoridad indica que su sistema de transmisión consta de aproximadamente 1,115 millas de líneas de transmisión a tensiones de 230 kV y 115 kV; y 1,376 millas de líneas de subtransmisión a 38 kV.⁹⁶⁰ El sistema de transmisión incluye 100 millas de líneas subterráneas de 115 y 38 kV, y 23 millas de cables submarinos a Vieques y Culebra.⁹⁶¹ Las líneas de 230 kV de la Autoridad están conectadas para proveer energía de la generación ubicada en la parte sur de la isla para servir a los centros de carga en el norte de la isla. Las líneas de transmisión de 115 kV sirven a los principales centros de carga de toda la isla. Las líneas de subtransmisión de 38 kV transfieren energía desde el sistema de transmisión y las principales ubicaciones de las estaciones generadoras al

⁹⁵⁹ Reglamento 9021, §§ 2.03 (j)(1) y (2).

⁹⁶⁰ PIR Propuesto, Apéndice 1, página 2-2.

⁹⁶¹ *Id.*



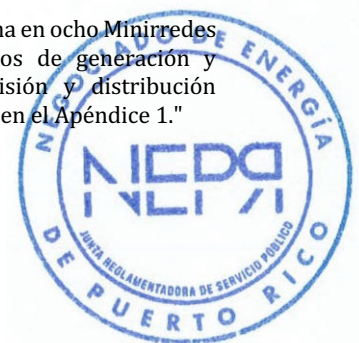
sistema de distribución y a los clientes finales. La Autoridad enumera sus siete "objetivos, estándares y criterios de diseño críticos para la confiabilidad y la seguridad del sistema" para su sistema de transmisión en el Apéndice 1.⁹⁶²

710. La Autoridad indica que su sistema de distribución consta de más de 1,100 alimentadores a cinco niveles de tensión diferentes, con la mayoría de los alimentadores clasificados en 4.16 kV, 8.32 kV o 13.2 kV. El sistema contiene más de 5,000 millas de troncales alimentadoras principales y 10,000 millas de líneas alimentadoras adicionales que se originan en las troncales principales. La mayor parte del sistema es aéreo, pero las ramales subterráneas existen como laterales que se originan de las líneas troncales principales. Se utilizan más de 250 subestaciones en toda la Isla para mover la energía del sistema de transmisión al sistema de distribución.⁹⁶³
711. La Autoridad presenta su detallada documentación y análisis del sistema de transmisión y distribución en el Apéndice 1 del PIR propuesto ("Apéndice 1"). El Apéndice 1 contiene cinco secciones: Introducción (Sección 1); Análisis de Minirredes (Sección 2); Análisis del estado estacionario del sistema integrado (Sección 3); Análisis de la estabilidad del sistema integrado (Sección 4); y Análisis de la distribución (Sección 5). En el anejo 1.01C del PIR propuesto, se provee una versión editada, disponible al público, de la sección "Análisis de Minirredes". Gran parte de la planificación de recursos de la Autoridad, incluyendo la planificación de la transmisión, se basa en su concepto subyacente de la Minirred, mediante el cual la Autoridad describe el fortalecimiento de la transmisión y la inversión en recursos de capacidad local, los cuales conducen a un sistema de energía resiliente.⁹⁶⁴
712. La Autoridad describe sus principales recomendaciones de transmisión y su plan de inversión en TyD en la sección "Plan de acción" del PIR propuesto, resumiendo la información presentada en el Apéndice 1. La Autoridad no incluye el gasto en transmisión y distribución en su resumen de los costos del

⁹⁶² *Id.*

⁹⁶³ PIR Propuesto, Apéndice 1, "Distribution System Analysis", páginas 5-1 a 5-3.

⁹⁶⁴ PIR Propuesto, página 1-8: "Central para el PIR es el desarrollo de la capacidad de segregar el sistema en ocho Minirredes para mejorar la resiliencia del sistema. Las Minirredes requieren los proyectos recomendados de generación y almacenamiento energético en baterías descritos a continuación y las adiciones en transmisión y distribución recomendadas (principalmente instalaciones subterráneas) y proyectos de fortalecimiento descritos en el Apéndice 1."



plan de recursos; y no indica ninguna diferencia en el gasto en TyD que pueda surgir de diferentes enfoques en los planes de recursos.⁹⁶⁵⁹⁶⁶

713. Las inversiones propuestas por la Autoridad para la transmisión y distribución, recogidas en la Tabla 14 a continuación están dirigidas a llevar las instalaciones existentes a los estándares actuales o nuevos, fortalecer las instalaciones existentes, construir nuevas instalaciones para su plan de Minirredes, apoyar la integración de los recursos energéticos distribuidos (en particular, la energía solar en techos), garantizar la resiliencia del suministro de distribución y proveer subestaciones de transmisión y distribución nuevas o mejoradas para apoyar su concepto propuesto de Minirredes.⁹⁶⁷ El concepto de Minirredes de la Autoridad clasifica las inversiones como troncal principal, extensión de troncal, interconexión de cargas críticas, interconexión de Minirredes y fortalecimiento y reemplazo de infraestructura existente.⁹⁶⁸ Estas categorías de inversión se subdividen en categorías de inversión de 115 kV y 38 kV. Tanto para las estrategias de Minirredes como para la categoría de gastos titulada "Otra transmisión", las inversiones también se clasifican por tipo de proyecto (fortalecimiento/reconstrucción de líneas; nueva línea; nueva construcción subterránea; fortalecimiento/reconstrucción de subestaciones de conmutación; y reemplazo de infraestructura obsoleta).⁹⁶⁹
714. Como se ve en la Tabla 14 a continuación, la Autoridad utiliza cinco grupos para clasificar su calendario propuesto de inversiones en transmisión: Prioridad 1 (puesta en servicio durante 2020-2022), Prioridad 2 (puesta en servicio durante 2023-2024), Prioridad 3 (puesta en servicio durante 2025-2026), Prioridad 4 (puesta en servicio durante 2027) y Prioridad 5 (puesta en servicio durante 2028). La Autoridad provee una lista confidencial de los proyectos de Prioridad 1 y 2 como parte del Apéndice Confidencial B del PIR propuesto. El PIR propuesto no describe específicamente el proceso que la Autoridad utilizó para determinar su priorización, excepto que la Autoridad tuvo en cuenta la coordinación de la construcción relacionada a operaciones y actividades de campo.⁹⁷⁰ La Autoridad señala que su plan propuesto de inversiones es un estimado general y requiere una planificación detallada.⁹⁷¹

⁹⁶⁵ Sección 10.2 del PIR Propuesto, "Creating a Resilient Grid", páginas 10-10 a 10-16, y Sección 10.3, "Engaging the Customer: Distribution System, Energy Efficiency, and Demand Response", páginas 10-17 a 10-22.

⁹⁶⁶ *Id.* en anejo 8-3: "Summary of Results by Scenario, Strategy, and Load Growth", página 8-8.

⁹⁶⁷ *Id.* páginas 10-10 y 10-17.

⁹⁶⁸ *Id.* anejos 10-7 y 10-9.

⁹⁶⁹ *Id.* Apéndice 1, anejos 2-85, 2-89 y 2-97.

⁹⁷⁰ *Id.* página 10-10.

⁹⁷¹ *Id.*



b. Inversiones propuestas para el Sistema de Transmisión y Distribución

Tabla 14. Inversiones propuestas para el sistema de transmisión y distribución de la Autoridad, millones \$

Categoría	Prioridad 1 (2020-2022)	Prioridad 2 (2023-2024)	Prioridad 3 (2025-2026)	Prioridad 4 (2027)	Prioridad 5 (2028)	Total
Transmisión						
Fortalecimiento de la infraestructura existente	\$354	\$408	\$360	\$449	\$280	\$1,851
Reemplazo de infraestructura obsoleta	\$29	-	-	-	-	\$29
<u>Total – Confiabilidad (sin Minirredes)</u>	\$383	\$408	\$360	\$449	\$280	\$1,880
Minirredes- 115 kV	\$2,048	\$322	\$214	\$138	\$86	\$2,808
Minirredes – 38 kV	\$1,821	\$619	\$313	\$205	\$89	\$3,047
<u>Total – Minirredes</u>	\$3,868	\$942	\$526	\$343	\$176	\$5,855
Total – Transmisión	\$4,252	\$1,350	\$886	\$792	\$455	\$7,735
Distribución						
Distribución – Subestaciones (GIS)	\$81	\$52	\$22	\$22		\$177
Distribución – Alimentadores	\$368	\$215	\$119	\$33		\$734
Total – Distribución	\$449	\$267	\$141	\$55		\$912
Total T & D	\$4,701	\$1,617	\$1,027	\$847	\$455	\$8,646

Fuente: Anejos 10-7, 10-9, 10-11 y 10-19 de la Autoridad. Nota: GIS son siglas en inglés para subestaciones con aislamiento de gas.

715. Los gastos enumerados en la Tabla 14 anterior se detallan por ubicación regional en el PIR propuesto,⁹⁷² y las ubicaciones específicas y las descripciones de la infraestructura se proveen en un documento de trabajo confidencial en el Apéndice 1.⁹⁷³

716. El Anejo 10-7 del PIR propuesto por la Autoridad resume las inversiones en transmisión de 115 kV propuestas por la Autoridad. Durante el período 2020-2028, la Autoridad propone dedicar 2.8 billones de dólares a su infraestructura de transmisión de 115 kV. En los primeros cinco años (2020-2024), la

⁹⁷² Apéndice 1, anejos 2-93 y 2-98, y como se describe en las páginas 2-98 a 2-104.

⁹⁷³ MiniGrids CapEx Summary_wPriority_Final.xls, parte del PIR propuesto.



Autoridad propone dedicar aproximadamente \$2.4 billones o el 84% de los \$2.8 billones a inversiones en Minirredes de 115 kV.

717. El Anejo 10-9 del PIR propuesto por la Autoridad resume las inversiones en transmisión de 38 kV propuestas por el la Autoridad. Durante el período 2020-2028, la Autoridad propone dedicar aproximadamente \$3.0 billones a su infraestructura de transmisión de 38 kV. En los primeros cinco años (2020-2024), la Autoridad propone dedicar aproximadamente \$2.4 billones o el 80% de los \$3.0 billones a inversiones en Minirredes de 38 kV.
718. El Anejo 10-11 del PIR propuesto resume las inversiones propuestas por la Autoridad para la confiabilidad de la transmisión. Durante el período 2020-2028, la Autoridad propone dedicar aproximadamente \$1.9 billones a sus inversiones en confiabilidad de la transmisión. En los primeros cinco años (2020-2024), la Autoridad propone dedicar aproximadamente \$791 millones o el 42% de los \$1.9 billones a inversiones en confiabilidad de la transmisión. La mayor parte de la inversión sería para el fortalecimiento de la infraestructura existente.
719. El Anejo 10-19 del PIR propuesto resume las inversiones de la Autoridad relacionadas con la distribución, las cuales se describen en la Sección 10.3.1 del PIR propuesto.⁹⁷⁴ La Autoridad propone invertir unos \$911 millones en mejoras a alimentadores y subestaciones, con la mayor parte del trabajo relacionado a los alimentadores siendo la colocación subterránea de las líneas principales de dichos alimentadores; y el trabajo de las subestaciones estando centrado en la actualización a equipos GIS para asegurar más efectivamente la "supervivencia ante un huracán significativo".⁹⁷⁵
720. La Autoridad identifica a los alimentadores que pudieran tener problemas con la interconexión de sistemas fotovoltaicos en los próximos cinco años,⁹⁷⁶ y también llevó a cabo una investigación general sobre el posible impacto del crecimiento proyectado de energía fotovoltaica en los techos durante los próximos cinco años.⁹⁷⁷ Si bien la Autoridad indica que algunos de estos alimentadores son candidatos para la conversión de voltaje a 13.2 kV para apoyar la generación distribuida, los gastos capitales para dicha conversión no se incluyen en los totales de las inversiones previstas, documentadas en el

⁹⁷⁴ *Id.* páginas 10-17 a 10-20.

⁹⁷⁵ *Id.* páginas 10-17.

⁹⁷⁶ *Id.* páginas 10-20.

⁹⁷⁷ *Id.* páginas 10-18.



Anejo 10-19.⁹⁷⁸ La Autoridad también señala que sus análisis de distribución "sólo pueden utilizarse con fines de evaluaciones preliminares" y que, en el futuro, se requerirán análisis más detallados basados en activos para implementar los proyectos.⁹⁷⁹

721. Como se ha visto en la Tabla 14 anterior, el gasto total para transmisión y distribución propuesto por la Autoridad hasta 2028 asciende a \$8.6 billones, y se proponen \$6.3 billones para los próximos cinco años. Del total de \$8.6 billones, dos tercios de esa inversión (\$5.9 billones) están asociados con el concepto de Minirredes. La Autoridad no hace análisis en cuanto cómo abonados en Puerto Rico se expondrían a los costos de transmisión, y no presume que FEMA pagaría parte o la totalidad de cualquier inversión; la Autoridad indica que las inversiones se hacen por razones de confiabilidad/resiliencia.⁹⁸⁰

c. Análisis de confiabilidad

722. La Sección 3 del Apéndice 1 describe el análisis del estado estacionario del sistema integrado de la Autoridad relacionado a diferentes Escenarios. Esta subsección contiene resultados que se centran en un sistema que incluye "... todas las nuevas actualizaciones de transmisión o mejoras de infraestructura existentes, modeladas en función de la información del proyecto de inversión en transmisión de la Autoridad",⁹⁸¹ La Autoridad realiza modelajes de contingencia para evaluar la confiabilidad del sistema de transmisión en condiciones pico diurnas y nocturnas, centrándose en las condiciones bajo ESM, el Escenario 1 y el Escenario 4, pero también incluyendo las condiciones bajo el Escenario 3 y Escenario 5.⁹⁸² La Autoridad no encontró violaciones importantes de confiabilidad en ninguno de estos análisis.⁹⁸³ La Autoridad también realiza análisis para el "sistema debilitado"⁹⁸⁴ y para el sistema existente sin ningún nuevo sistema de transmisión.⁹⁸⁵ La Autoridad no encontró

⁹⁷⁸ *Id.* páginas 10-18.

⁹⁷⁹ *Id.* páginas 10-19.

⁹⁸⁰ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI 2-6 (b), 18 julio 2019.

⁹⁸¹ PIR Propuesto, Apéndice 1, página 3-1.

⁹⁸² *Id.*

⁹⁸³ *Id.*

⁹⁸⁴ Apéndice 1, páginas 3-11 a 3-12. Un sistema debilitado representa la pérdida de algunos elementos de transmisión después de una tormenta significativa.

⁹⁸⁵ *Id.* página 3-13.



mayores inquietudes en relación al sistema de transmisión en el marco del análisis del sistema debilitado, y resolvió las inquietudes asociadas con su análisis del sistema existente.⁹⁸⁶

723. La Autoridad analiza la interconexión de generación en diferentes escenarios, incluyendo nueva generación térmica, generación de pequeñas plantas para demanda pico y la interconexión con energía solar fotovoltaica y almacenamiento energético en baterías.⁹⁸⁷ La Autoridad generalmente expresa inquietudes mínimas o nulas con la confiabilidad del sistema de transmisión para cualquiera de las interconexiones de unidades térmicas grandes o pequeñas, e indica que no hay inquietudes de infracciones por confiabilidad bajo supuestos preliminares asociados con la instalación de energía solar fotovoltaica y energía en baterías.⁹⁸⁸ La Autoridad también señala poca o ninguna congestión en la transmisión según los escenarios futuros tal como se modelan en sus "escenarios nodales",⁹⁸⁹ aunque la Autoridad menciona cierta dependencia de la ubicación final de la energía solar fotovoltaica como factor que afecta la congestión para un Escenario.⁹⁹⁰ La Autoridad señala que, cuando se conozcan ubicaciones específicas y capacidad real para lugares de energía solar y baterías, se necesitarán estudios completos de interconexión.⁹⁹¹
724. La Sección 4 del Apéndice 1 presenta el análisis de la Autoridad sobre el rendimiento dinámico de su sistema de transmisión.⁹⁹² Su hallazgo más importante es que, aunque el sistema es generalmente estable, se requerirá una conversión de la generación siendo retirada a una operación con condensador sincrónico para evitar la inestabilidad del voltaje.⁹⁹³ La Autoridad también recomienda características de configuración específicas para los nuevos

⁹⁸⁶ *Id.* páginas 3-13 y 3-14.

⁹⁸⁷ *Id.* páginas 3-14 a 3-15.

⁹⁸⁸ *Id.* página 3-15.

⁹⁸⁹ LA Autoridad modeló escenarios seleccionados del 2025 y 2028 para analizar la congestión del sistema de transmisión utilizando un enfoque de modelaje más granular, el cual incluyó todos los nodos de transmisión en Puerto Rico. Véase el documento de trabajo "Aurora Method and Hourly Dispatch Assessment.docx" radicado el 14 de junio de 2019.

⁹⁹⁰ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI 1-53 (d), 11 de julio de 2019.

⁹⁹¹ *Id.*

⁹⁹² El rendimiento dinámico es la evaluación de cómo el sistema de transmisión responde a una perturbación; el mismo generalmente se centra en la capacidad del sistema para mantener características confiables de voltaje y frecuencia, lo que resulta en un funcionamiento estable de todo el sistema.

⁹⁹³ Apéndice 1, página 4-1.



recursos de batería, para permitir que el rendimiento de respuesta de voltaje y frecuencia mantenga una red estable.⁹⁹⁴

d. Análisis del sistema de distribución, incluyendo los aumentos de la generación distribuida

725. La Sección 5 del Apéndice 1 contiene el análisis del sistema de distribución de la Autoridad, ofreciendo detalles adicionales para los análisis del sistema de distribución radicados originalmente en el Plan de Acción del PIR propuesto. El mismo describe las características, el diseño y el rendimiento generales del sistema de distribución.⁹⁹⁵
726. La Sección 5.3 del Apéndice 1 describe el impacto de la generación distribuida ("GD") en el sistema, incluyendo la identificación de un número limitado de alimentadores cuyas capacidades técnicas existentes podrían ser motivo de preocupación para la integración de la GD. La Autoridad describe soluciones en tres áreas: 1) actualizaciones de voltaje y mejor control de voltaje en todo el sistema; 2) actualizaciones de alimentadores para proteger contra sobrecargas con GD; y 3) mitigación del flujo inverso de energía a través de actualizaciones del sistema de protección.⁹⁹⁶ Si bien la Autoridad afirma que "varias condiciones técnicas"⁹⁹⁷ limitan su capacidad de integrar la GD, la información que sigue indica que esas limitaciones son aplicables a un subconjunto de, pero no a todos, sus alimentadores.⁹⁹⁸ La Autoridad establece en el Plan de Acción de su PIR propuesto que se requieren análisis más exhaustivos del sistema de distribución.⁹⁹⁹ La Autoridad también expone inquietudes generales con su sistema de distribución, más allá de las cuestiones que afectan a la integración de la GD, incluyendo la presencia de cinco voltajes primarios diferentes en todo su sistema.¹⁰⁰⁰
727. La Sección 5.4 del Apéndice 1 contiene los detalles de las inversiones propuestas por la Autoridad para el sistema de distribución con el propósito de

⁹⁹⁴ *Id.* página 4-59.

⁹⁹⁵ PIR Propuesto, páginas 10-17 a 10-22.

⁹⁹⁶ Los sistemas de protección se refieren a la retransmisión y los controles relacionados en las subestaciones donde se originan los alimentadores. PIR Propuesto, Apéndice 1, páginas 5-10 a 5-11.

⁹⁹⁷ *Id.* página 5-10.

⁹⁹⁸ *Id.* página 5-12.

⁹⁹⁹ PIR Propuesto, página 10-19.

¹⁰⁰⁰ Apéndice 1, página 5-2.



lograr resiliencia, las cuales se resumen en el Plan de Acción del PIR.¹⁰⁰¹ La Autoridad recomienda la colocación subterránea de las líneas principales de los alimentadores o las líneas troncales, y la conversión de subestaciones aisladas en aire a subestaciones aisladas en gas para proteger mejor estos activos de las interrupciones asociadas con los eventos de tormenta. La Autoridad describe las inversiones en el sistema de distribución como un requisito, como un "esfuerzo paralelo"¹⁰⁰² a aquel relacionado al concepto de Minirredes a nivel del sistema de transmisión. La Autoridad señala que su evaluación preliminar de resiliencia para el sistema de distribución, el cual se encuentra en el PIR propuesto, no incluye una evaluación exhaustiva in situ y, aunque enumera alimentadores y subestaciones prioritarias para la inversión en resiliencia, señala que "el orden de prioridad y las inversiones reales pueden ser modificadas considerablemente".¹⁰⁰³

e. El concepto de Minirredes según se propone en el PIR

728. El Apéndice 1 y los documentos de trabajo de la Autoridad¹⁰⁰⁴ contienen los detalles del concepto de Minirredes propuesto por la Autoridad para el sistema de transmisión, el cual está diseñado para establecer una mayor resiliencia del sistema frente a tormentas significativas.¹⁰⁰⁵ El Apéndice 1 es confidencial; sin embargo, una versión editada de la Sección 2, la cual contiene el análisis de Minirredes,¹⁰⁰⁶ está disponible como Anejo 1.01C.¹⁰⁰⁷
729. Bajo todos los Escenarios y Estrategias de Recursos del PIR propuesto, la Autoridad modela el sistema eléctrico de Puerto Rico como un conjunto de Minirredes cuyos límites reflejan distritos específicos que son similares a la organización administrativa de la Autoridad. Según la Autoridad, esta base de "distrito" facilita las operaciones y las reparaciones,¹⁰⁰⁸ y refleja como "... impulsora principal [la] exposición de las líneas áreas de transmisión a una

¹⁰⁰¹ PIR Propuesto, Plan de Acción, Sección 10-3, páginas 10-17 a 10-21.

¹⁰⁰² Apéndice 1, Sección 5.4.

¹⁰⁰³ *Id.*

¹⁰⁰⁴ "MiniGrids CapEx Summary_wPriority_Final.xlsx" y "IRP_19_Substation_LoadProcessing_Final.xlsx" (los "Minigrig Workpapers"), los cuales contienen los costos de gastos capitales y los cálculos de carga utilizados en el PIR Propuesto.

¹⁰⁰⁵ Apéndice 1, páginas 2-1 a 2-4.

¹⁰⁰⁶ *Id.* en Sección 2, "Transmission System – MiniGrid Analysis".

¹⁰⁰⁷ Véase "IRP2019 EX 1.01C Apéndice 1_Section2_Redacted.pdf".

¹⁰⁰⁸ Apéndice 1, página 2-4, "Mantener los límites a base de distritos, sin embargo, debe facilitar el funcionamiento y las reparaciones de las Minirredes en el caso de aislamientos".



interrupción prolongada".¹⁰⁰⁹ Cada región de Minirred está restringida en el modelaje de recursos "para garantizar que cada Minirred tendrá recursos locales adecuados para atender su carga de forma aislada...".¹⁰¹⁰ Las ocho regiones de Minirredes, según lo definido por la Autoridad, son:

- San Juan-Bayamón
- Carolina
- Caguas
- Cayey
- Mayagüez Norte
- Mayagüez Sur
- Arecibo
- Ponce (Este y Oeste)

730. El concepto de Miniredes de la Autoridad prevé una inversión significativa en infraestructura de transmisión de 115 kV y 38 kV—\$5.9 billones en total¹⁰¹¹— y una inversión adicional en el sistema de distribución de más de \$900 millones.¹⁰¹² La Autoridad asume como parte del concepto de Miniredes que se necesita una nueva infraestructura de transmisión sustancial para garantizar la disponibilidad de energía después de un evento de tormenta significativo. Los componentes de inversión en transmisión para Miniredes incluyen el fortalecimiento de la transmisión troncal (*e.g.*, la colocación subterránea de líneas de 115 kV) y las extensiones a las redes troncales, las interconexiones de carga crítica y el fortalecimiento de las subestaciones.

731. La Autoridad define la carga crítica que se utilizará en cada región de Miniredes para incluir toda la carga del alimentador para cualquier alimentador que contenga una carga crítica.¹⁰¹³ Esto equivale al 44% de la carga pico pronosticada de la Autoridad e incluye tanto la carga crítica real como alguna

¹⁰⁰⁹ *Id.* página 2-4.

¹⁰¹⁰ *Id.*

¹⁰¹¹ Véase Tabla 14 arriba, y el Apéndice 1, Anejo 2-93.

¹⁰¹² Véase Tabla 14 arriba, y PIR Propuesto, anejo 10-19, página 10-20.

¹⁰¹³ Se establece que la carga crítica incluye hospitales, estaciones de policía, estaciones de bomberos, aeropuertos y muelles, escuelas utilizadas como refugio durante emergencias, torres de telecomunicaciones, residencias de ancianos, centros de manejo y operaciones de emergencia, infraestructura de la Autoridad de Acueductos y Alcantarillados de Puerto Rico (AAA), infraestructura técnica de distrito de la Autoridad, alcaldías con servicios y algunos centros comerciales. Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía-Autoridad, (ROI) 2-9 and 4-12.



carga prioritaria.¹⁰¹⁴ La Autoridad utiliza el 75% de la carga crítica pico para la determinación de las "necesidades de generación térmica",¹⁰¹⁵ y la Autoridad afirma que, por definición, en las Miniredes, "las cargas críticas deben ser servidas por recursos térmicos sólo asegurando la cobertura completa justo después del evento y antes de tener la generación solar fotovoltaica renovable ("PV" por sus siglas en inglés) y el sistema de almacenamiento energético en baterías ("BESS" por sus siglas en inglés) de vuelta en línea".¹⁰¹⁶ La infraestructura de transmisión y distribución en el diseño de Miniredes de la Autoridad se basa en el mantenimiento de suministro continuo para los alimentadores de carga crítica.

732. La Autoridad propone que cada una de las ocho regiones de Miniredes contengan suficiente capacidad y recursos energéticos para satisfacer la mayor parte de la demanda local dentro de la región cuando se produzca un evento importante, lo cual conduce a la capacidad de "servir su carga de forma aislada".¹⁰¹⁷ Este es el servicio de carga crítico mencionado anteriormente. El modelaje de recursos de la Autoridad incluye directamente esta restricción de servicio a cargas críticas y excluye cualquier capacidad para que las regiones de Miniredes adyacentes ofrezcan apoyo de capacidad local para la carga crítica en caso de tormenta significativas.¹⁰¹⁸ Como se ve en la Tabla 15 continuación, esto da lugar a márgenes de reserva de planificación elevados en relación con el umbral del 30% a través de la isla requerido para la confiabilidad.¹⁰¹⁹

Tabla 15. Margen de reserva de planificación a través de la isla de la Autoridad

Escenario	2019	2020	2025	2030	2035	2036	2037	2038
S4S2B	71%	53%	69%	48%	67%	70%	74%	69%
S3S2B	86%	70%	48%	82%	99%	114%	130%	133%
S1S2B	68%	40%	49%	44%	45%	37%	40%	52%
ESM	71%	53%	78%	78%	97%	95%	100%	95%
Umbral mín 30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
_50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%

¹⁰¹⁴ Apéndice 1, anejo 2-2 y páginas 2-4 a 2-5.

¹⁰¹⁵ *Id.* página 2-5.

¹⁰¹⁶ *Id.* página 2-6.

¹⁰¹⁷ Apéndice 1, página 2-4.

¹⁰¹⁸ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI 2-7 and ROI 4-12 a), 23 de agosto de 2020.

¹⁰¹⁹ PIR Propuesto, páginas 8-89.



733. La Autoridad afirma que "la justificación económica para transformar la arquitectura de la red [con Minirredes] es sencilla: ofrece el enfoque de menor costo para lograr resiliencia contra huracanes significativos, cumple y excede el cumplimiento del estándar de cartera renovable, involucra a los clientes y reduce los costos".¹⁰²⁰ La Autoridad ofrece un análisis sobre el "valor de la carga perdida" ("VOLL" por sus siglas en inglés) en la Sección 2.15 de su Apéndice 1 con el objetivo de atender su comprensión sobre "si este diseño ofrece un equilibrio óptimo entre los costos al cliente contribuyente y la confiabilidad mejorada".¹⁰²¹ La Autoridad concluye que "el valor total de la pérdida de carga para cualquier evento meteorológico severo que cause interrupciones en las líneas de transmisión durante unas semanas sería más que suficiente para justificar el costo total de los gastos capitales de las Minirredes propuestas y posiblemente tomaría un solo evento significativo para justificar todas las inversiones".¹⁰²²

f. Valor de la carga perdida

734. En la Sección 7.3 del PIR propuesto y en la Sección 2.15 del Apéndice 1, la Autoridad ofrece una descripción de las dos metodologías utilizadas para determinar el Valor de la Carga Perdida ("VOLL" por sus siglas en inglés). La Autoridad también ofrece un estimado del VOLL. El VOLL calcula el valor de la carga que se serviría, pero para los efectos de una interrupción como la vista durante eventos extremos (*e.g.*, huracanes, terremotos). Generalmente, el VOLL representa la voluntad de un cliente de pagar por un servicio de electricidad confiable. Los análisis de VOLL incorporan, entre otros, el tipo de cliente, la demografía, las condiciones económicas regionales, el tiempo y la duración de la interrupción y la estacionalidad de la interrupción. El VOLL se usa por la Autoridad para valorar el impacto de la pérdida del suministro local o de todo el sistema en los escenarios de modelaje de PIR ante un huracán de Categoría 1 que resultaría en la pérdida de servicio durante un mes, y el impacto de un huracán de Categoría 4 que requeriría la operación de cada Minirred durante un mes.¹⁰²³

¹⁰²⁰ *Id.* páginas 1-8.

¹⁰²¹ *Id.* Apéndice 1, páginas 2-104.

¹⁰²² *Id.* página 2-106.

¹⁰²³ PIR Propuesto, páginas 7-32.



735. El Anejo 7-15 del PIR propuesto destaca las metodologías utilizadas para estimar el VOLL. La Autoridad señala que los clientes comerciales e industriales suelen tener los VOLL más altos (\$3,000 a \$53,907/MWh) y que los clientes residenciales suelen tener los VOLL más bajos, en el rango de \$1,000 a \$4,000/MWh.¹⁰²⁴ La gama de VOLLs estimados se refleja en el resumen de los nueve estudios de la Autoridad sobre el VOLL según se recogen en el Anejo 7-16 de la Autoridad.¹⁰²⁵ La Autoridad señala que las interrupciones de mayor duración resultan en VOLLs más altos a medida que el costo de la interrupción aumenta con el tiempo (debido a la pérdida de salarios y la pérdida de bienes perecederos).¹⁰²⁶
736. Para efectos del PIR, el primer enfoque de la Autoridad para cuantificar el VOLL se basa en un análisis comparativo de los nueve estudios jurisdiccionales del Anejo 7-16, basado en las características económicas y demográficas, los patrones de consumo de electricidad, el diseño del mercado y la distribución de los clientes de la Autoridad. La Autoridad concluye que su sistema está más estrechamente alineado con un estudio del VOLL para Nueva Zelanda, como se muestra en el Anejo 7-17. Este estudio comparativo da como resultado un VOLL para el sistema de \$31,897/MWh.¹⁰²⁷
737. El segundo enfoque metodológico de la Autoridad utiliza la "Interruption Cost Estimate Calculator" ("ICE") del Lawrence Berkeley National Laboratory y Nexant, la cual ofrece un estimado del costo económico asociado con las interrupciones del sistema.¹⁰²⁸ El análisis de la Autoridad incorporó índices de confiabilidad históricos para los años fiscales 2016 y 2017 (el índice de duración promedio de la interrupción del sistema ("SAIDI" por sus siglas en inglés), el índice de frecuencia promedio de interrupción del sistema ("SAIFI" por sus siglas en inglés) y el índice de duración promedio de interrupción del cliente ("CAIDI" por sus siglas en inglés)).¹⁰²⁹ El resumen de los insumos ofrecidos por la Autoridad para la calculadora ICE se presenta en el Anejo 7-20 del PIR propuesto. Estos incluían el uso por cliente por clase, el número de clientes por clase, la composición de la industria, los ingresos del hogar para los años fiscales 2016-2017, la distribución de la interrupción de energía y el porcentaje de generación de respaldo. La segunda metodología da como

¹⁰²⁴ *Id.* página 7-34.

¹⁰²⁵ PIR Propuesto, páginas 7-35.

¹⁰²⁶ *Id.* páginas 7-35.

¹⁰²⁷ *Id.* páginas 7-36.

¹⁰²⁸ Department of Energy, *Interruption Cost Estimate Calculator*, <https://icecalculator.com/home>

¹⁰²⁹ PIR Propuesto, páginas 7-38.



resultado un VOLL en todo el sistema de \$57,940/MWh. Ambos métodos están dominados por el costo de la energía no servida a clientes comerciales e industriales medianos y grandes.

738. LA Autoridad concluye que el primer enfoque (basado en la revisión de literatura) ofrece un estimado más razonable para el VOLL que el segundo enfoque, porque los valores de los VOLLs comerciales e industriales, medianos y grandes del segundo enfoque dieron lugar a valores fuera de la gama de los estudios bibliográficos recientes.¹⁰³⁰

2. Interventores

a. Organizaciones ambientalistas locales (“LEOs” por sus siglas en inglés)

739. El Dr. Irizarry-Rivera testificó sobre los beneficios que las residencias solares PV y de almacenamiento de baterías proveerían con miras de establecer un sistema resiliente para Puerto Rico.¹⁰³¹ El Dr. Irizarry Rivera propone un plan de “resiliencia distribuido” utilizando techos residenciales para equipo solar PR y de baterías de almacenamiento.¹⁰³²
740. El Sr. Sandoval, testigo experto de las LEOs, describe una estrategia alternativa (al enfoque de Minirredes) para asegurar la provisión de servicios críticos a través de todo Puerto Rico utilizando microredes con recursos energéticos distribuidos para lograr resiliencia a nivel de ubicaciones específicas.¹⁰³³ El testimonio del Sr. Sandoval describe como “arbitrario” el requisito de la Autoridad de servir las cargas consideradas críticas exclusivamente con recursos térmicos despachables. El Sr. Sandoval hace referencia al estudio del Sandia National Laboratory sobre la consideración de una infraestructura de microredes para Puerto Rico.

En última instancia, el estudio de Sandia identifica un enfoque sólido para entender cómo se puede definir, medir, abordar la resiliencia de una manera específica, al mismo tiempo que reconoce tanto los impactos a la comunidad local como un rol para la generación distribuida.¹⁰³⁴

¹⁰³⁰ PIR Propuesto, páginas 7-39.

¹⁰³¹ LEO, Testimonio Directo, del Profesor Agustín Irizarry Rivera, 23 de octubre de 2019, pág. 6.

¹⁰³² *Id.* página 27.

¹⁰³³ LEOs, Testimonio Directo del Sr. Ronny Sandoval, 23 de octubre de 2019, página 12.

¹⁰³⁴ *Id.* página 16.



741. Aunque no ofrece el estudio completo, el cual es un documento disponible al público,¹⁰³⁵ el Sr. Sandoval señaló que el informe de Sandia demostró que un sistema basado en microredes con 159 "nodos de resiliencia" costaría entre \$1.2 y \$2 billones de dólares, y que una versión a menor escala con un "gran núcleo" de carteras lograría "beneficios cercanos al escenario de 'hacerlo todo'" a un costo de \$300 a \$400 millones".¹⁰³⁶

b. Interventores sin fines de lucro ("NFP" por sus siglas en inglés)

742. Eric Ackerman testifica para los Intervinientes NFP. Recomienda que la Autoridad incorpore métodos de "Planificación Avanzada de la Red Eléctrica", o planificación integrada de sistemas distribuidos, en sus estrategias.¹⁰³⁷ Señala que dicha planificación evalúa directamente la capacidad de albergar la integración de generación distribuida, y puede dar lugar a la implementación de recursos de GD "donde se necesiten, cuando se necesiten,..." e indica que le permitirá a "la Autoridad y/o a terceros a optimizar el diseño de aplicaciones de energía distribuida (*e.g.*, microredes/Minirredes desarrolladas para una mayor confiabilidad y resiliencia en cargas críticas)".¹⁰³⁸

743. El Sr. Ackerman le recomienda a la Autoridad volver a examinar la necesidad de recursos de gas natural y testifica que "no hay base fáctica" suponer que la carga crítica sea atendida únicamente por recursos térmicos.¹⁰³⁹

744. Recomienda que la Autoridad compense a los proveedores de GD por el apoyo a la red eléctrica demostrado por los recursos de GD, incluyendo compensación por servicios de energía, de capacidad y los servicios auxiliares y por evitar pérdidas y capacidad de transmisión. Afirma que el uso de métodos avanzados

¹⁰³⁵ El Negociado de Energía hace referencia a este documento en su Borrador del Estudio de Almacenamiento de Energía, y el Sr. Sandoval cita el estudio completo: Jeffers, Robert Fredric, Andrea Staid, Michael J. Baca, Frank M. Currie, William Ernest Fogleman, Sean DeRosa, Amanda Wachtel y Alexander V. Outkin. *Analysis of Microgrid Locations Benefitting Community Resilience for Puerto Rico*. Núm. SAND2018-11145. (SNL-NM), Albuquerque, NM (Estados Unidos), 2018. El estudio identificó 159 microredes potenciales para servir la infraestructura crítica a través de toda la isla con un estimado de 343 MW de cargas críticas y 399 MW de cargas no críticas. Sandia identifica cuatro carteras de microredes con diferentes proporciones de recursos térmicos, recursos fotovoltaicos y recursos de baterías, los cuales cuestan entre \$218 y \$917 millones. El informe describe estrategias y tecnologías que pueden emplearse en microredes de tal manera que no se sirvan todas las cargas a nivel del alimentador, incluyendo la instalación de recursos energéticos distribuidos tales como sistemas solares fotovoltaicos y sistemas de baterías a nivel de alimentadores parciales, en recintos o detrás del contador en edificios individuales. El enfoque de microredes de Sandia utiliza interruptores instalados en alimentadores o alimentadores parciales para separar cargas no críticas con el fin de evitar el sobredimensionamiento de la infraestructura.

¹⁰³⁶ LEOs, Testimonio Directo del Sr. Ronny Sandoval, 23 de octubre de 2019, páginas 15-16.

¹⁰³⁷ Interventores NFP, Testimonio Directo de Eric Ackerman, 23 de octubre de 2019, página 12.

¹⁰³⁸ *Id.* páginas 13-14.

¹⁰³⁹ *Id.* página 19.



de planificación para la red eléctrica ayudará a "habilitar a los prosumidores" en la prestación de estos servicios.¹⁰⁴⁰

745. El Sr. Ackerman testifica que el plan de la Autoridad contiene demasiado gas natural, y afirma:

Una vez construidas estas instalaciones de gas, no es probable que sean desplazadas por fuentes renovables. Para cumplir con la Ley 17, la Autoridad debe construir menos instalaciones de gas natural y, en su lugar, debe ser más creativa en el diseño de Minirredes que integren fuentes renovables (*i.e.*, fotovoltaicas, eólicas e hidroeléctricas) y baterías. Ciertamente, existe un precedente para este tipo de innovación. La microred Bronzeville que está construyendo Commonwealth Edison Company para servir cargas críticas en Chicago se está configurando con energía fotovoltaica, almacenamiento en baterías y generadores diésel. La microred Potsdam que está planificando National Grid integraría generación hidroeléctrica, energía fotovoltaica, baterías, vehículos eléctricos, generadores diésel y sistemas combinados de calor y energía. El sucesor de la Autoridad debe contratar a una empresa de diseño de microredes de última generación (*e.g.*, Pareto Energy, Washington, D.C.; Grupo Willdan; u otros) para explorar diseños de Miniredes que hagan el máximo uso de los recursos renovables. Luego de haber examinado las oportunidades para desarrollar micro/minirredes utilizando fuentes renovables, la Autoridad debe reevaluar su necesidad de generación térmica.¹⁰⁴¹

746. El Sr. Ackerman también observa la importancia de las estrategias para cumplir con el requisito de la Ley 17 de reducir o contener las tarifas. Afirma lo siguiente:

P. ¿Cómo se puede revisar el Plan del 7 de junio para cumplir con el requisito de la Ley 17 de desarrollar una estrategia para reducir las tarifas por debajo de \$0.20/kWh?

R. La Autoridad debe ser más agresiva en la reducción de costos. La introducción de métodos avanzados de planificación de la red dará a la Autoridad, a su sucesor y al NEPR una forma de administrar las inversiones en la red de

¹⁰⁴⁰ *Id.* páginas 17-19.

¹⁰⁴¹ *Id.* páginas 19-20.



manera eficiente. la Autoridad necesita reconsiderar su enfoque de Minirredes. Además de descartar su insistencia irrazonable en el uso exclusivo de la generación térmica para atender cargas críticas (arriba), la Autoridad debería adoptar un enfoque más equilibrado de las inversiones en transmisión frente a las de distribución. ...¹⁰⁴²

747. Como parte de las conclusiones generales del Sr. Ackerman, hace hincapié en su recomendación de métodos avanzados de planificación de la red eléctrica, y en aquélla que invita a la Autoridad a revisar su enfoque en el diseño de Minirredes y hacer sólo una inversión mínima en infraestructura de gas natural. Para el cumplimiento de la Ley 17, señala la importancia de continuar con la supervisión del Negociado de Energía.¹⁰⁴³
748. El Dr. Woychik testifica para los Intervenientes NFP. Señala la importancia de integrar y optimizar adecuadamente los recursos para evitar costos varados, ya que señala que los costos de los recursos renovables y distribuidos están disminuyendo rápidamente. En cuanto al valor de los recursos distribuidos, afirma la importancia de no comprometerse con soluciones de recursos que resulten en la ejecución hipotecaria de un mayor valor y la importancia de opciones con recursos más flexibles.¹⁰⁴⁴

c. Solar and Energy Storage Association – Puerto Rico ("SESA-PR")

749. Wilson testifica en nombre de SESA-PR. Afirma que las proyecciones de recursos distribuidos utilizadas en el PIR propuesto no son lo suficientemente sofisticadas, y señala que diferentes factores – La Ley 17, financiamiento de subvenciones en bloques para generación distribuida, continuas reducciones de costos, disponibilidad de generación y almacenamiento agregados, opciones de financiamiento, el impacto del huracán María en la disponibilidad y el despliegue de baterías y opciones de vendedores en el mercado – conducirán a aumentos en el nivel de generación distribuida desplegada en Puerto Rico.¹⁰⁴⁵ Recomienda un análisis más profundo de todas las escalas de despliegue de

¹⁰⁴² *Id.* página 22.

¹⁰⁴³ *Id.* página 24.

¹⁰⁴⁴ NFP, Testimonio Directo del Dr. Eric Woychik, 23 octubre 2019, página 5, "... evita el cierre temprano del espacio de resolución de problemas, permite la apertura a las soluciones colaborativas..." y en la página 6, "recursos distribuidos de energía (DERs por sus siglas en inglés) flexibles de vida más corta, configurados en paquetes óptimos se pueden utilizar para un conjunto de propósitos a lo largo del tiempo y se pueden adaptar para satisfacer las nuevas necesidades a medida que cambian las circunstancias."

¹⁰⁴⁵ SESA-PR, Testimonio Directo del Sr. Patrick J. Wilson, 23 de octubre de 2019, páginas 15-16.



energía solar y almacenamiento en Puerto Rico, a fin de no violar el espíritu de la Ley 17.¹⁰⁴⁶

d. SunRun

750. El testimonio de SunRun por el Sr. Chris Rauscher se centró en la capacidad y la rentabilidad de las "Plantas Virtuales de Energía" ("VPP" por sus siglas en inglés), las cuales son conjuntos de combinaciones de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en baterías en lugares individuales, para proveer servicios distribuidos de energía y capacidad, incluyendo la resiliencia.¹⁰⁴⁷ SunRun señala la importancia de considerar el posible costo de la transmisión y la distribución evitadas, al considerar el valor de resiliencia de las VPP, además de su provisión de capacidad y energía.¹⁰⁴⁸

3. Amicus Curiae

a. Rocky Mountain Institute ("RMI")

751. En su Informe *Amicus Curiae*, RMI realizó un análisis inicial de la capacidad de la energía solar distribuida y el almacenamiento energético distribuido para satisfacer la demanda de electricidad de 20,000 instalaciones críticas en toda la isla, alimentando cargas durante un fallo de la red eléctrica. Los resultados de esta revisión sugieren que 650-700 MW de generación solar y 900-1,000 MWh de almacenamiento en baterías serían adecuados para garantizar la resiliencia. La radicación sugiere que la cartera identificada de recursos alternativos tendría el potencial de compensar costos sustanciales a los clientes contribuyentes de la Autoridad.
752. El Informe Amicus de RMI señala que la suposición de la Autoridad de no tener disponible la energía solar fotovoltaica después de un desastre natural es demasiado conservadora e impulsa una mayor inversión en recursos de combustibles fósiles. RMI afirma que ha identificado prácticas específicas para los sistemas fotovoltaicos montados en tierra que pueden dar lugar a proyectos que están clasificados para huracanes de categoría 5 y estima que la implementación de estas recomendaciones conduciría a un aumento del 5-8% en los costos de ingeniería, adquisición y construcción ("EPC" por sus siglas en inglés).

¹⁰⁴⁶ *Id.* página 19.

¹⁰⁴⁷ SunRun, Testimonio Directo del Sr. Chris Rauscher, 23 de octubre de 2019, páginas 3-9.

¹⁰⁴⁸ *Id.*



4. Discusión

753. El enfoque analítico y regulatorio del Negociado de Energía para cuestiones de transmisión y distribución incluye dos elementos: primero, una evaluación específica del concepto de Minirredes de la Autoridad; y, en segundo lugar, el determinar si los planes del sistema de transmisión y distribución de la Autoridad generalmente cumplen con la Regulación 9021 en el contexto de la planificación de recursos y la necesidad de Puerto Rico de un sistema de energía más resiliente. Como parte de la evaluación del concepto de Minirredes y los aspectos de la entrega confiable de energía de la red de TyD, el Negociado de Energía reconoce la inclusión por la Autoridad de consideraciones de microredes en su PIR.¹⁰⁴⁹ El Negociado de Energía también considera directamente los requisitos de la Ley 17-2019 de incluir la promoción de microredes como parte de la planificación de los recursos del sistema eléctrico.¹⁰⁵⁰

a. Microredes

754. La Autoridad incluye un debate sobre "Consideraciones de microredes" en el PIR propuesto.¹⁰⁵¹ La Ley 133-2016 y el reglamento del Negociado de Energía definen las microredes como un "grupo de cargas interconectadas y recursos energéticos distribuidos dentro de límites eléctricos claramente definidos que actúan como una sola entidad controlable con respecto a la red eléctrica. Una microred puede conectarse y desconectarse de la red para permitir que funcione tanto en modo conectado a la red como modo aislado."¹⁰⁵² Las regulaciones del Negociado de Energía sobre el desarrollo de microredes establece el marco legal y reglamentario requerido para promover y fomentar el desarrollo de sistemas de microredes en Puerto Rico, permitir la elección y el control del cliente sobre su servicio eléctrico, aumentar la resiliencia del sistema, fomentar la eficiencia energética y las iniciativas ambientalmente sostenibles e impulsar el crecimiento económico mediante la creación de un nuevo y emergente mercado para los servicios de microredes.¹⁰⁵³

¹⁰⁴⁹ Apéndice 1, página 2-8.

¹⁰⁵⁰ Ley 17, § 1.5 (8) (c) and §1.9 (3) (K).

¹⁰⁵¹ Apéndice 1, Sección 2.3.4, página 8.

¹⁰⁵² Ley 133-2016; Reglamento 9028, § 108(B)(20)

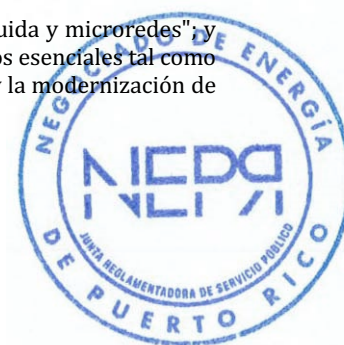
¹⁰⁵³ Reglamento 9028 §§ 1.02 -1.03.



755. La Ley 17 se esfuerza por promover las microredes¹⁰⁵⁴ en el curso de la planificación de recursos para el sistema de energía eléctrica. El Negociado de Energía procura garantizar el cumplimiento de la Ley 17 de la Autoridad, incluyendo la promoción del uso de microredes con recursos energéticos descentralizados que contengan los identificados como recursos de energía renovable sostenible o renovable alternativa, tal como se define en la Ley 82; recursos de calor y energía combinados; y otros recursos distribuidos, para fortalecer la resiliencia de la red eléctrica, empoderar a los clientes y aumentar la dependencia en recursos renovables y altamente eficientes en toda la Isla.
756. La Autoridad señala que las microredes son la "mejor opción" en áreas donde sería "poco práctico o excesivamente costoso" mantener el suministro convencional.¹⁰⁵⁵ Una estrategia de microredes mediante la cual las cargas críticas y potencialmente prioritarias se satisfacen con sistemas solares y sistemas de baterías distribuidos ofrece un enfoque viable para la resiliencia del sistema. Esta estrategia se alinea con los objetivos de la Ley 17 de reducir la dependencia en los combustibles fósiles, garantizar la integración de las energías renovables y fomentar el uso de la tecnología de almacenamiento de energía como mecanismo de generación distribuida.
757. En el PIR propuesto, la Autoridad no ha evaluado completamente la medida en la cual podría utilizarse un enfoque de resiliencia basado en microredes para desplegar al menos una parte del almacenamiento en baterías y los activos solares fotovoltaicos identificados como recursos "sin arrepentimientos" en todos los escenarios propuestos del PIR. Estos recursos podrían servir una porción de las necesidades energéticas de Puerto Rico durante las condiciones normales de operación, además de satisfacer una porción de cargas críticas y prioritarias durante un evento de emergencia. Este enfoque podría aprovechar la inversión planificada para almacenamiento en baterías y sistemas solares fotovoltaicos, sin incurrir en nuevos costos significativos y potencialmente evitando cierta parte de las inversiones en transmisión relacionada con Miniredes y nueva generación térmica.
758. El Negociado de Energía **DETERMINA** que las microredes forman una parte crítica de las soluciones de resiliencia visualizadas para el Estado Libre Asociado. El Negociado de Energía le **ORDENA** a la Autoridad que incorpore directamente la promoción de los recursos de microredes en todos sus ejercicios de planificación para transmisión, distribución y recursos y todas las

¹⁰⁵⁴ Por ejemplo, la Ley 17, Preámbulo: "facilitar la interconexión de sistemas de generación distribuida y microredes"; y Sección 1.5 8) c) "Promover el desarrollo de microredes, particularmente en instalaciones de servicios esenciales tal como se definen en la Ley No 57-2014 y en zonas remotas como mecanismo para promover la resiliencia y la modernización de las redes de distribución;".

¹⁰⁵⁵ Apéndice 1, páginas 2-8.



acciones de despliegue tomadas conforme al Plan de Acción modificado descrito por el Negociado de Energía en esta Resolución Final y Orden. Esto incluye facilitar el acceso oportuno y no discriminatorio para que todas las instalaciones de generación distribuida y aquellas de microrredes se interconecten con la red de la Autoridad.

b. El concepto de Minirredes

759. La preferencia de planificación de recursos de la Autoridad se basa¹⁰⁵⁶ en el concepto de Minirredes, el cual combina una inversión intensiva en el fortalecimiento del sistema de transmisión, esfuerzos paralelos para fortalecer las líneas principales de alimentadores para la distribución e inversión adicional en recursos de capacidad local para satisfacer las necesidades de carga cuando un evento de huracán o tormenta conduce a una separación completa del sistema de transmisión por todo Puerto Rico, en ocho "Minirredes". Este enfoque costaría \$5.9 billones, sólo para la parte de las Minirredes del sistema de transmisión,¹⁰⁵⁷ más cientos de millones¹⁰⁵⁸ en inversiones para que los recursos de capacidad provean reservas de planificación muy por encima (véase la Tabla 15 anterior) del requisito en toda la Isla de aproximadamente el 30 por ciento de margen de reserva de planificación. El fortalecimiento del sistema de transmisión existente y el reemplazo de la infraestructura obsoleta añaden otros \$2 billones de dólares en costos de transmisión. Costos de distribución superiores a los 900 millones de dólares también son necesarios para completar un sistema resiliente de entrega, aunque, incluso en ausencia del concepto de Minirredes, la Autoridad tendrá que invertir en la capacidad del sistema de distribución para apoyar la generación distribuida y mejorar la resiliencia del suministro.¹⁰⁵⁹
760. El enfoque general de la Autoridad incluye tanto un amplio fortalecimiento de la red de transmisión, incluyendo los nuevos gastos en "troncales de

¹⁰⁵⁶ PIR Propuesto, página 10-10. "La arquitectura de Minirredes es la base para el futuro del sistema eléctrico de Puerto Rico".

¹⁰⁵⁷ Apéndice 1, anejo 2-93.

¹⁰⁵⁸ Nuevos recursos adicionales para demandas picos por sí solos costarían \$433 Millones (PIR Propuesto, anejo 10-6, página 10-9) y aumentarían el margen de reserva de planificación por encima de los niveles umbrales que cumplen o superan el 30% al considerar únicamente las adiciones de recursos de batería, los cuales son necesarios en todos los escenarios para apoyar los requisitos de almacenamiento para la energía solar fotovoltaica necesaria para cumplir con el RPS.

¹⁰⁵⁹ PIR Propuesto, páginas 10-17.



Minirredes",¹⁰⁶⁰ y las conexiones entre las áreas de Minirredes,¹⁰⁶¹ y simultáneamente el suministro de capacidad local y recursos energéticos (térmicos)¹⁰⁶² para satisfacer la carga crítica¹⁰⁶³ según se define después de un evento de tormenta. El enfoque de la Autoridad también supone que las ocho regiones de Minirredes están desconectadas entre sí, esencialmente sin compartir ninguna capacidad de reserva, a pesar de que se proponen gastos considerables para fortalecer tanto la troncal principal de 115 kV como las interconexiones entre regiones. La Autoridad asume que incluso la transmisión "fortalecida para la confiabilidad",¹⁰⁶⁴ no asociada con el establecimiento de un Minired, no volvería a estar en servicio durante una semana después de un evento de tormenta y, por lo tanto, no está disponible para admitir transferencias de energía entre regiones de Minirredes.¹⁰⁶⁵

761. Este enfoque de planificación de múltiples elementos está listo para la optimización. La Autoridad no ha intentado optimizar los gastos en recursos de transmisión y en recursos de energía y capacidad. La Autoridad planifica el gasto para la infraestructura de transmisión en Minirredes (\$5.9 billones), la infraestructura de transmisión existente (\$2 billones), el fortalecimiento de los activos de distribución para la resiliencia (\$911 millones) y la capacidad y los recursos energéticos locales de la región de Minirredes (incluyendo los recursos de energía y capacidad existentes y potenciales provistos por el cliente), cuyos costos totales son difíciles de desvincular de la totalidad del suministro de energía y capacidad vistos en los resultados del modelaje. La Autoridad propone un plan que incluye la inversión en todas estas categorías, sin proveer un medio para probar qué combinaciones pueden constituir el menor costo para los clientes.
762. Para asegurar mejor que el nivel de gasto en transmisión sea óptimo, incluyendo la consideración de los enfoques de resiliencia que incluyen directamente todos los recursos locales de energía y capacidad, el Negociado

¹⁰⁶⁰ Apéndice 1, anejo 2-87. La troncal principal de la Minired se estima en \$2.1 billones.

¹⁰⁶¹ Apéndice 1, página 2-7. "Extensión de la troncal de la Minired para crear zonas de alta confiabilidad y resistencia; la mayoría de estas inversiones permiten la interconexión de Minirredes para formar una Minired mayor, permitiendo la consolidación; pero podrían ser extensiones a áreas que, de otra manera, tendrían que ser una microred". Véase también Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI 1-6 d).

¹⁰⁶² Los recursos locales incluyen recursos térmicos y solares fotovoltaicos y recursos de baterías, pero el modelaje de la Autoridad asume primero que toda la carga crítica en el área de la Minired es atendida por recursos térmicos.

¹⁰⁶³ Como se ha señalado, la definición de carga crítica de la Autoridad incluye toda la carga en un alimentador que contiene instalaciones de carga críticas.

¹⁰⁶⁴ Apéndice 1, anejo 2-97.

¹⁰⁶⁵ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI 2-7, 18 de julio de 2019.



de Energía iniciará un nuevo procedimiento para examinar estas cuestiones como se describe más adelante en esta Sección y en la sección del Plan de Acción de esta Resolución Final y Orden.

i Carga crítica servida sólo por recursos térmicos como parte del concepto de Minirredes

763. La Autoridad establece que se necesitan recursos térmicos dentro de las regiones de Minirredes para satisfacer la carga crítica después de un huracán o un evento de tormenta significativo.¹⁰⁶⁶ Sin embargo, la Autoridad señala que, "(t)al como otros recursos pueden cumplir con esta expectativa, [ellos] se pueden considerar también para suministrar la carga crítica."¹⁰⁶⁷ La "expectativa" en este caso es la suposición de la Autoridad de cumplir con el 100% de la carga crítica definida inmediatamente después de la separación de la región de Minirredes del resto de la red eléctrica, en caso de una tormenta significativa. La Autoridad también señala que no realizaron ningún estudio para determinar si los "... recursos distribuidos [pueden] suministrar carga crítica. En la medida en que esos recursos puedan cumplir con los criterios indicados anteriormente, [también] pueden ser considerados".¹⁰⁶⁸
764. La Autoridad declaró que "... está abierto a configurar Minirredes con generación propiedad del cliente o de la comunidad ... la Autoridad podría incorporar la generación propiedad de clientes y/o de la comunidad como parte de los recursos internos para suministrar las cargas críticas y prioritarias."¹⁰⁶⁹ En la Vista Evidenciaria, los testigos intervinientes indicaron que los recursos distribuidos de energía solar fotovoltaica y de batería podrían servir para proveer energía a la carga crítica. La Autoridad no ofrece ningún análisis del efecto sobre la capacidad de respuesta o resiliencia de su sistema en circunstancias en las que los recursos distribuidos de energía solar fotovoltaica y de batería proveen parte de la restauración a las necesidades críticas de carga; en su lugar, simplemente afirman que se necesita la totalidad del concepto de Minirredes tal como se presenta.¹⁰⁷⁰

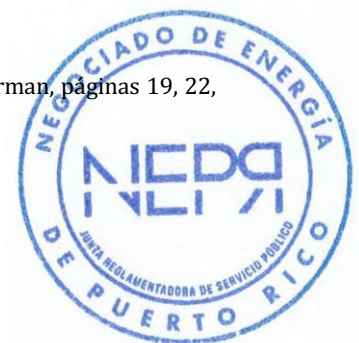
¹⁰⁶⁶ Apéndice 1, páginas 2-6.

¹⁰⁶⁷ Respuesta de la Autoridad al ROI de NFP's, ROI 2-7, 18 de julio de 2019.

¹⁰⁶⁸ *Id.*

¹⁰⁶⁹ Respuesta de la Autoridad al ROI de NFP's, ROI 1-2, 11 de septiembre de 2019.

¹⁰⁷⁰ LEO's Testimonio Directo del Sr. Sandoval, páginas 10-12; NFP Testimonio Directo del Sr. Ackerman, páginas 19, 22, Alegato Final, páginas 37-38.



765. La Autoridad reconoció que su definición de "carga crítica" al 44% de la carga pico total¹⁰⁷¹ incluye carga no crítica,¹⁰⁷² o carga de prioridad y de equilibrio, en los alimentadores que sirven la carga realmente crítica. La Autoridad no estimó la demanda pico real asociada con la carga crítica.¹⁰⁷³ La Autoridad no considera de ninguna manera integral un enfoque de resiliencia en todo el sistema que podría dirigirse a las fuentes de alimentación a al menos alguna carga crítica directamente, en forma de microredes, energía solar fotovoltaica y almacenamiento en baterías en un solo sitio, o energía solar fotovoltaica y almacenamiento en baterías en forma agregada (VPPs) que ofrezca resiliencia distribuida. La Autoridad no examinó en detalle las opciones de microredes y las alternativas de VPPs para medir cómo podrían centrarse directamente en la carga crítica, especialmente al considerar el objetivo de obtener un gasto óptimo en recursos de Minirredes -- es decir, evitar una fracción de los \$5.9 billones en gastos de transmisión en Minirredes -- más allá de identificar que podrían existir hasta 193 MW de carga crítica, para las áreas que ven como potencialmente servidas por microredes.¹⁰⁷⁴ Para esa identificación, la Autoridad no ofreció ninguna "recomendación o propuesta para el sistema real de microredes".¹⁰⁷⁵
766. La Autoridad requiere capacidad local de servicio por parte de los recursos térmicos dentro de las regiones de Minirredes para cumplir con el 75% de la carga crítica definida por la Autoridad.¹⁰⁷⁶ La Autoridad no permite ninguna forma de recursos locales de energía o capacidad solar fotovoltaica o de batería para potencialmente cubrir una porción de esa parte de carga crítica al determinar los requisitos generales de capacidad para cada Escenario de desarrollo de recursos.¹⁰⁷⁷ Como se señaló anteriormente, dos testigos intervinientes manifiestan específicamente¹⁰⁷⁸ que no es necesario depender únicamente de los recursos térmicos para satisfacer las necesidades críticas de

¹⁰⁷¹ Apéndice 1, anejo 2-2.

¹⁰⁷² *Id.* página 2-4.

¹⁰⁷³ Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI 2-9(c) provee perfiles de carga en subestaciones dentro de la Minirred pero no se presentó un estimado directo del pico de carga crítica total en el PIR propuesto o en las respuestas al ROI.

¹⁰⁷⁴ Apéndice 1, anejo 2-4, "Microgrid Deemed Critical and Priority Loads in 2019 Night Peak Case, MW". La suma de toda la carga en la columna "Critical" es de 192.8 MW; la suma de carga "prioritaria" es de 24.1 MW, y la carga de "equilibrio" es de 118.6 MW.

¹⁰⁷⁵ *Id.* en página 2-8.

¹⁰⁷⁶ Apéndice 1, página 2-5.

¹⁰⁷⁷ *Id.* página 2-6.

¹⁰⁷⁸ NFPs, Sr. Ackerman; LEOs, Sr. Sandoval.



capacidad de carga, y otros intervinientes también señalan que los recursos de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento en baterías pueden estar disponibles para satisfacer las necesidades críticas de carga.¹⁰⁷⁹

767. El Negociado de Energía **DETERMINA** que la Autoridad no ha demostrado que toda la carga crítica debe servirse únicamente con recursos térmicos. No hay evidencia ofrecida por la Autoridad que establezca que la energía solar fotovoltaica y las baterías no pudieran suministrar una gran fracción de la carga crítica real que existe a través de todo Puerto Rico, o que esos recursos no pudieran proveer contribuciones reales y tangibles a la provisión de un nivel suficiente de resiliencia para los clientes de la Autoridad.
768. El Negociado de Energía **DETERMINA** que no hay base para el acercamiento restrictivo sobre el requisito efectivo de reserva de capacidad local de la Autoridad, por el cual cada una de las ocho regiones de Minirredes debe servir el 75% de la carga pico “crítica”, según definida y pronosticada por la Autoridad, con recursos de capacidad térmica. El Negociado de Energía **CONSIDERA** que, como se ha propuesto, este requerimiento puede provocar un aumento en los costos de los recursos de capacidad que no son definitivamente necesarios para la provisión de resiliencia. Al establecer el requisito de capacidad propuesto, la Autoridad no permite i) la prestación de servicio a la carga crítica por parte de recursos solares fotovoltaicos o recursos de baterías, ii) la reducción de los requisitos de capacidad térmica mediante la prestación directa de servicio a la carga crítica por parte de recursos in situ o servicios de microrredes después de un evento de tormenta; o iii) transferencias de capacidad entre regiones de Minirredes al establecer este requisito de reserva, aunque planifica fortalecer las conexiones entre las regiones de Minirredes.¹⁰⁸⁰
769. El Negociado de Energía **DETERMINA** que no hay base para la suposición de la Autoridad en su planificación de capacidad que requiere que cada una de las ocho Minirredes debe mantener independientemente este nivel de reserva de capacidad térmica local, sin ninguna oportunidad o consideración para las transferencias de energía entre Minirredes para contribuir a cubrir una porción de la carga crítica real.

¹⁰⁷⁹ Prof. Irizarry Rivera, Sr. Chris Rauscher, RMI (Informe *Amicus Curiae*).

¹⁰⁸⁰ La propuesta de Miniredes de la Autoridad incluye más de \$100 millones en inversión de transmisión planificada sólo para la "interconexión de Miniredes" en los primeros cinco años de despliegue. PIR Propuesto, anejos 10-7 y 10-9.



ii Valor de los recursos distribuidos para contribuir a las necesidades de resiliencia

770. La Autoridad no analiza exhaustivamente los costos de ninguna alternativa, suplemento o complemento de su visión de Miniredes,¹⁰⁸¹ y, por lo tanto, no ofrece comparaciones directas de costos con propuestas de sistemas alternativos resilientes. Este es un defecto importante de la propuesta de la Autoridad para la inversión en Miniredes. La Autoridad no intenta diferenciar los costos de transmisión en sus diferentes escenarios, sin intentar estimar ningún costo evitado de transmisión o distribución que pueda resultar de ciertos patrones de generación distribuida o inversión en centrales eléctricas virtuales.¹⁰⁸²
771. Intervinientes como SunRun, las LEO (Sr. Sandoval, Dr. Irizarry Rivera), los NFP (Sr. Ackerman, Dr. Woychik), SESA-PR (Sr. Wilson) y el Informe *Amicus Curiae* de RMI presentaron información sobre enfoques alternativos, como se ha descrito anteriormente. Algunos de los enfoques considerados por los intervinientes podrían llevar a evitar los costos de transmisión o distribución,¹⁰⁸³ dependiendo de cómo la Autoridad optimizara el gasto para la inversión en cables para Minirredes, y, por lo tanto, potencialmente proveería una resiliencia más rentable en caso de un evento de tormenta significativo que causara que las líneas de transmisión quedaran fuera de servicio.
772. SunRun, los NFP, las LEO, SESA-PR y RMI presentan variantes sobre un tema similar de provisión de resiliencia distribuida, con un enfoque en recursos renovables y sistemas de baterías ubicados localmente alrededor del Estado Libre Asociado, incluyendo el uso de microredes¹⁰⁸⁴ y/o el uso de plantas virtuales de energía,¹⁰⁸⁵ potencialmente a diferentes escalas, incluyendo a nivel de viviendas residenciales individuales con energía solar y almacenamiento en baterías. SunRun y SESA-PR describen sistemas de generación distribuida que

¹⁰⁸¹ La Autoridad señala la inclusión de la posibilidad de tener servicio de las microredes, pero sólo ofrece un "estimado general" de la generación necesaria y no recomienda una propuesta de microredes específica. La Autoridad incluye una cantidad fija de generación distribuida de clientes como supuesto, pero no asume que podría proveer cualquier forma de resiliencia bajo el concepto de "planta virtual de energía". Apéndice 1, Sección 2.3.4, páginas 2-8 a 2-11.

¹⁰⁸² Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI 1-56, 11 julio 2019.

¹⁰⁸³ SunRun, Direct Testimony De Sr. Chris Rauscher, 23 de octubre de 2019, página 6: "... debe tenerse en cuenta el valor añadido de los servicios de nivel máximo de distribución y capacidad máxima de TyD como valor que puede proveer el almacenamiento distribuido. Esto puede ser calculado en términos de costos específicos de infraestructura evitados o en relación con el costo marginal de la capacidad de TyD en el sistema la Autoridad. Dada la necesidad generalizada de inversión y endurecimiento de TyD en todo el sistema La Autoridad, sería apropiado asignar un valor a todos los recursos de la Central de Energía Virtual en la red de distribución establecidos en el costo marginal de capacidad de TyD."

¹⁰⁸⁴ LEOs, Testimonio Directo del Sr. Ronny Sandoval, 23 de octubre de 2019, páginas 14-16.

¹⁰⁸⁵ SunRun, Testimonio Directo del Sr. Chris Rauscher, página 4.



se pueden hacer "visibles"¹⁰⁸⁶ para la Autoridad, ofreciendo algunos de los recursos requeridos de capacidad también necesarios para complementar la energía renovable fotovoltaica solar.¹⁰⁸⁷

773. El Sr. Sandoval señala que el estudio de Sandia¹⁰⁸⁸ estimó un costo de entre \$1.2 y \$2 billones para un sistema con 159 nodos de "resiliencia", con una variante menos costosa de \$300 a \$400 millones que ofrece gran parte del beneficio. Además, RMI señaló que 20,000 instalaciones críticas podrían ser resistentes con inversiones de 700 MW de energía solar fotovoltaica y 900-1,000 MWh de almacenamiento de energía en baterías. SunRun indicó un costo de aproximadamente \$200/MWh para los sistemas de almacenamiento en baterías,¹⁰⁸⁹ y los propios cálculos de la "unidad de deserción de la red eléctrica" de la Autoridad mostraron costos de aproximadamente \$200/MWh para la combinación a escala residencial de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en baterías.¹⁰⁹⁰
774. Aunque las propuestas y los testimonios de las partes intervinientes no ofrecen una visión global de un enfoque a la resiliencia que permita la comparación directa con la propuesta de la Autoridad, sí ponen en relieve y explican racionalmente el valor de un conjunto crítico de recursos que la Autoridad no ha analizado suficientemente como parte de un enfoque para proveer la resiliencia necesaria. El estudio de Sandia, como señaló el Sr. Sandoval, y el informe del Rocky Mountain Institute muestran costos generales mucho menores que la propuesta de Minirredes de la Autoridad por \$5.9 billones.¹⁰⁹¹ Los estimados de costos de las VPP de SunRun demuestran que la resiliencia incremental del sistema podría obtenerse por medio de recursos que podrían ser rentables con instalaciones de transmisión a escala de empresas de servicios públicos.
775. El testimonio del Sr. Rauscher sobre las capacidades y el valor de los recursos distribuidos de energía solar fotovoltaica y almacenamiento, bajo agregaciones de estos recursos o bajo el concepto de "plantas virtuales de energía", es particularmente útil, ya que caracteriza los atributos y capacidades de estos recursos en el contexto de la necesidad de soluciones para la resiliencia de

¹⁰⁸⁶ *Id.*; LEOs, Testimonio Directo del Dr. Agustín Irizarry Rivera, 23 de octubre de 2019, páginas 9-10.

¹⁰⁸⁷ SunRun, Testimonio Directo del Sr. Chris Rauscher, 23 de octubre de 2019, página 15; SESA-PR, Testimonio Directo del Sr. Wilson, página 17.

¹⁰⁸⁸ LEOs, Testimonio Directo del Sr. Ronny Sandoval, 23 de octubre de 2019, p. 15-16.

¹⁰⁸⁹ SunRun, Testimonio Directo del Sr. Chris Rauscher, 23 de octubre de 2019, página 7.

¹⁰⁹⁰ Apéndice 4: "Demand-Side Resources", anejo 3-18.

¹⁰⁹¹ SunRun, Testimonio Directo del Sr. Chris Rauscher, 23 de octubre de 2019, páginas 10-12.



Puerto Rico.¹⁰⁹² El Dr. Bacalao ha reconocido el valor de los recursos distribuidos de energía solar y almacenamiento, en forma de plantas virtuales de energía, siempre y cuando sean visibles para la Autoridad y puedan proveer los mismos servicios que los recursos de energía solar y almacenamiento a escala de empresas de servicio público le ofrecen al sistema.¹⁰⁹³ El Sr. Rauscher demuestra el valor global de las plantas virtuales de energía,¹⁰⁹⁴ señala que podrían proveer mayor resiliencia y reducir la necesidad de fortalecimiento de la transmisión que de otro modo se produciría.¹⁰⁹⁵ SunRun señala la importancia de la generación distribuida para cumplir con la Ley 17.¹⁰⁹⁶

776. El Negociado de Energía **DETERMINA** que el testimonio del interviniente demuestra convincentemente el valor inherente de los recursos distribuidos a pequeña escala en forma de microredes, energía solar fotovoltaica y almacenamiento en baterías para sitio específico, y recursos agregados de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en baterías (o VPPs) para Puerto Rico como una parte crítica de una solución global para asegurar la resiliencia. El Negociado de Energía también le **ORDENA** a la Autoridad que tome en cuenta la capacidad de recursos distribuidos a pequeña escala que incluyen energía solar fotovoltaica y almacenamiento en baterías para ser parte de su solución para garantizar un sistema de energía eléctrica más resiliente. El Negociado de Energía incluye como parte de su Plan de Acción modificado una vía de cumplimiento e informes para determinar las inversiones optimizadas en transmisión, asociadas con un enfoque reducido, refinado y óptimo para considerar la inversión en transmisión para Minirredes.
777. La Autoridad no describió ninguna diferencia entre el alcance y el itinerario de la provisión de resiliencia en relación con su enfoque de Minirredes, en comparación con un enfoque más distribuido. Aunque la Autoridad señala la prioridad de principios de año para instalar el sistema "troncal para Minirredes",¹⁰⁹⁷ hasta que dichos sistemas estén en su lugar, la capacidad de responder a un evento de tormenta no está completa. Comparativamente, la

¹⁰⁹² SunRun, Testimonio Directo del Sr. Chris Rauscher, 23 de octubre de 2019, páginas 4-5.

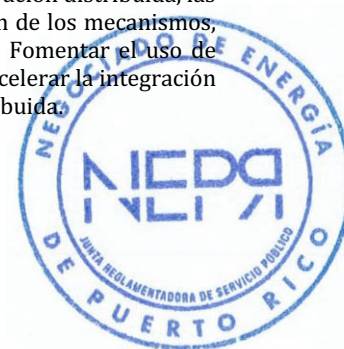
¹⁰⁹³ Testimonio del Dr. Bacalao, 6 de febrero de 2020, sesión matutina, 02:26 a 03:00.

¹⁰⁹⁴ SunRun, Testimonio Directo del Sr. Chris Rauscher, 23 de octubre de 2019, páginas 3-9.

¹⁰⁹⁵ *Id.* páginas 6 y 9.

¹⁰⁹⁶ SunRun, Informe Final, señalando la Ley 17-2018: Sección 1.6 (8) Facilitar la interconexión de la generación distribuida a la red eléctrica a través de cualquier mecanismo disponible, incluyendo, pero no limitado a, la generación distribuida, las fuentes de energía renovables, la medición neta y el uso de microredes mediante la implementación de los mecanismos, estrategias y tecnologías disponibles en la industria de la energía eléctrica para tales fines; y (9) Fomentar el uso de tecnología de almacenamiento de energía para los consumidores a todos los niveles para facilitar y acelerar la integración de las fuentes de energía renovables y capitalizar su capacidad como mecanismo de generación distribuida.

¹⁰⁹⁷ *Id.* en anejos 10-7 y 10-9, años de "prioridad 1" 2020-2022 para instalaciones de transmisión.



Autoridad no abordó hasta qué punto un enfoque de resiliencia distribuida podría secuencialmente, y potencialmente más rápido que su enfoque en Minirredes, instalar puntos de resiliencia en todo Puerto Rico, según la Autoridad procede con la adquisición a corto plazo de sistemas de energía solar fotovoltaica y baterías que se requieren en todos los escenarios de su plan de recursos, independientemente de la instalación de los componentes del sistema de transmisión para Minirredes.

778. El Negociado de Energía **DETERMINA** que el rápido despliegue de puntos de resiliencia distribuida, incluyendo el uso de microredes, recursos solares fotovoltaicos y recursos de baterías para un sitio específicos, o VPPs agregados, debe formar parte de los enfoques a corto plazo de la Autoridad para desarrollar una red más resiliente. El Negociado de Energía le **ORDENA** a la Autoridad, como parte del Plan de Acción modificado, proveer análisis de las opciones de menor costo e incorporar dicha implementación, para la región inicial de Minirred seleccionada para análisis, emprendida como parte del Procedimiento de Optimización discutido en el Plan de Acción Modificado.

iii Valor de la carga perdida ("VOLL" por sus siglas en inglés)

779. El VOLL de la Autoridad, una evaluación del valor de la resiliencia, demuestra que incluso a niveles relativamente más bajos del valor de la pérdida de carga (*i.e.*, \$2,000/MWh),¹⁰⁹⁸ el impacto económico de la carga perdida es grave si continúa durante varias semanas a la vez.¹⁰⁹⁹ Sin embargo, aunque la declaración de la Autoridad estableciendo que una duración de 2 a 4 semanas de interrupción "... paga por la totalidad del gasto capital requerido para la Minirred,"¹¹⁰⁰ puede ser cierta, y el análisis de la Autoridad sugiere la importancia de la resiliencia para minimizar la pérdida económica, éste no apoya la conclusión de la Autoridad que destaca que su diseño combinando Minirredes y recursos locales es la única, o la más rentable, manera de evitar pérdidas económicas después de una tormenta. Una estrategia para proveer resiliencia distribuida también podría aliviar las pérdidas económicas asociadas con interrupciones, y no hay evidencia en la radicación de la Autoridad que indique que suficiente resiliencia no podría lograrse de una manera menos costosa que el enfoque Minirredes a gran escala de la Autoridad.
780. El Negociado de Energía **DETERMINA** que el análisis del VOLL de la Autoridad demuestra la importancia de reducir la pérdida de carga de mayor duración;

¹⁰⁹⁸ El VOLL comienza originalmente en un nivel superior, pero la Autoridad utiliza un valor menor de \$2,000/MWh en su análisis final. Apéndice 1, página 2-104.

¹⁰⁹⁹ *Id.*

¹¹⁰⁰ *Id.*



sin embargo, no ofrece ninguna comparación de la rentabilidad entre diferentes enfoques para reducir dicha carga perdida. Por lo tanto, el Negociado de Energía **CONSIDERA** que la evaluación del VOLL de la Autoridad no demuestra que su enfoque de Minirredes sea el único medio para reducir las pérdidas económicas asociadas con la carga perdida después de un huracán o una tormenta severa y que se necesita un análisis más completo de los métodos de menor costo.

c. Optimización de costos del enfoque en Minirredes

781. La Autoridad reconoce expresamente que no optimizaron las consideraciones de gasto para los costos de las Minirredes, indicando que hay "espacio para la optimización" en cómo el concepto de Minirredes sirve cargas críticas, ya que parte de esta carga podría servirse independientemente de las cargas no críticas en el mismo alimentador.¹¹⁰¹
782. La Autoridad afirma que su enfoque de Minirredes es "menos costoso",¹¹⁰² pero no ofrece un estimado de los costos de arreglos alternativos centrados en sólo enfoques de resiliencia distribuidos, o en un enfoque híbrido. Un enfoque híbrido podría aspirar a optimizar los gastos necesarios de transmisión, tomando en cuenta los diferentes requisitos a través de Puerto Rico (*e.g.*, rurales versus urbanos, o diferente densidad geográfica de carga). La transmisión y la distribución fortalecidas en algunas áreas, complementadas con la inversión en recursos distribuidos en otras áreas -- incluyendo el uso de microredes y/o el uso autónomo de recursos solares fotovoltaicos y de baterías (individualmente, o en conjunto como una VPP), o una pequeña capacidad térmica¹¹⁰³ -- es un ejemplo de esa optimización. La Autoridad afirma que en algunas áreas "sería poco práctico o excesivamente costoso tratar de mantener un suministro confiable con transmisión después de un evento significativo",¹¹⁰⁴ pero no aplica esa observación a su propio sistema de Minirredes y no prueba la sensibilidad de los costos globales o generales a cualquier forma de enfoque híbrido.
783. El Negociado de Energía **ACEPTA** el concepto Minirredes como un mecanismo dirigido a proveer resiliencia durante una pérdida de transmisión o distribución a causa de un evento atmosférico severo. Sin embargo, el

¹¹⁰¹ Testimonio del Dr. Bacalao, Vista Evidenciaria, 5 febrero 2020, sesión matutina, 00:33 a 00:38.

¹¹⁰² PIR Propuesto, página 1-8. "La justificación económica para transformar la arquitectura de la red eléctrica es sencilla: proveer el enfoque de menor costo para lograr la resiliencia ante huracanes significativos, cumplir y exceder el cumplimiento del estándar de cartera renovable, atraer clientes y reducir los costos."

¹¹⁰³ LA Autoridad identifica posibilidades para zonas de microredes y señala el uso potencial de recursos térmicos para demandas pico a escala de un solo MW. Apéndice 1, *e.g.* en las páginas 2-59.

¹¹⁰⁴ Apéndice 1, página 2-8, Sección 2.3.4, "Microgrid Considerations".

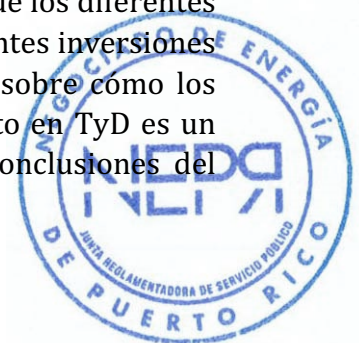


Negociado de Energía **NO APRUEBA** el diseño/construcción de las Minirredes como propone la Autoridad debido a su falta de optimización de los gastos del sistema de transmisión de Minirredes y a los enfoques de resiliencia distribuidos.

784. El Negociado de Energía **RECHAZA** la afirmación de la Autoridad de que la construcción general de Minirredes es un enfoque de "menor costo" para lograr la resiliencia contra huracanes mayores, porque la Autoridad no ha demostrado cómo su construcción de Minirredes puede ser un enfoque menos costoso que enfoques alternativos razonables que incluyen soluciones localizadas y distribuidas junto con un nivel optimizado de gastos del sistema T&D similares a las Minirredes. La Autoridad no proporcionó ningún análisis de las alternativas de resiliencia para apoyar su afirmación de que su enfoque es el menor costo y, por lo tanto, no ha cumplido con su carga de prueba al demostrar que su construcción de Minirredes, tal como se establece en el PIR, es de menor costo. Dada la falta de análisis de alternativas razonables y de optimización de costos de la construcción de las Minirredes, el Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad no ha apoyado, y como tal, no ha demostrado, su afirmación de que la construcción general de Microredes es un enfoque de "menor costo" para lograr la resiliencia contra los eventos climáticos.

d. Transmisión y distribución

785. Los planes de transmisión y distribución de la Autoridad incluyen un amplio fortalecimiento de las instalaciones existentes, y la inversión planificada en nuevas instalaciones fortalecidas (para la transmisión en Microredes y distribución) principalmente a través de la colocación subterránea de líneas y la inversión en equipos GIS de subestación para la protección contra interrupciones bajo condiciones climáticas extremas. Para la infraestructura existente, la inversión prevista pondrá el equipo a la altura de los estándares, y, para las nuevas instalaciones, la inversión puede servir para mejorar la resiliencia, interconectar los recursos y mejorar la eficiencia general del suministro de electricidad.
786. La Autoridad no distingue entre los requisitos de inversión en transmisión y distribución a través de sus diferentes planes de recursos. La Autoridad no consideró cómo un plan de recursos o una estrategia de implementación podrían afectar los costos generales de las inversiones en TyD. No obstante lo anterior, la Autoridad reconoce que la optimización del gasto en transmisión todavía debe producirse, por lo que parece tomar en cuenta que los diferentes enfoques de despliegue de recursos podrían conducir a diferentes inversiones en transmisión y distribución. La falta de un mejor análisis sobre cómo los planes de recursos podrían afectar los requisitos para el gasto en TyD es un defecto importante en el PIR propuesto. Por lo tanto, las conclusiones del



Negociado de Energía y el Plan de Acción modificado dirigen a la Autoridad a i) a mejorar este aspecto de análisis en el próximo ciclo del PIR, y ii) seguir examinando estas cuestiones en un nuevo procedimiento tras la emisión de esta Resolución y Orden, como se describirá en la Parte IV de esta Resolución Final y Orden.

i Sistema de transmisión existente

787. El plan de la Autoridad para reforzar su infraestructura, y llevar los activos existentes del sistema de transmisión a los nuevos Códigos y nuevos Estándares no sólo es razonable como parte de la planificación de recursos, sino que es requerido por la nueva política pública de energía¹¹⁰⁵ y por FEMA.¹¹⁰⁶ El suministro centralizado de energía de la Autoridad seguirá siendo necesario para proveer un servicio confiable, por lo cual los sistemas existentes de 230 kV, 115 kV y 38 kV deben mantenerse completa y apropiadamente para estar disponibles para operar después de eventos de tormenta. Aún con la adquisición acelerada de suministros distribuidos a través de todo Puerto Rico, la generación convencional en el sur, el oeste y el norte -- así como cualquier nueva instalación solar fotovoltaica y de baterías a escala de empresas de servicios públicos -- tendrá que ser apoyada con un sistema de transmisión confiable completamente funcional y estandarizado. El sistema de transmisión debe estar disponible de forma confiable para transferir energía durante la próxima década y más allá.
788. El Negociado de Energía reconoce la necesidad de estas mejoras. Por tanto, el Negociado de Energía **ACEPTA** los planes de la Autoridad de invertir hasta \$2 billones¹¹⁰⁷ en el fortalecimiento para la transmisión de los elementos existentes y la infraestructura obsoleta. No obstante, su aceptación **NO SE** interpretará como una aprobación de los gastos específicos enumerados¹¹⁰⁸ en el PIR propuesto. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a solicitar oportunamente la aprobación del Negociado de Energía para los gastos específicos antes de realizar cualquier inversión. Como parte del Plan de Acción modificado del Negociado de Energía, se abordarán más a fondo la identificación, la priorización y la secuenciación de las inversiones planificadas¹¹⁰⁹ en acciones de cumplimiento que incluirán, en parte, la

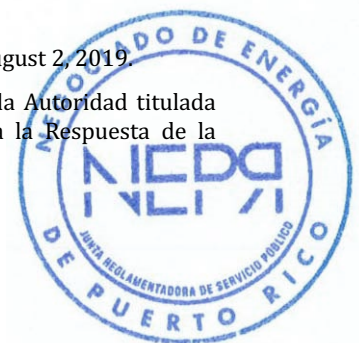
¹¹⁰⁵ Ley 17, § 1.15 (a) – (g).

¹¹⁰⁶ Apéndice 1, páginas 2-103.

¹¹⁰⁷ *Id.* anejo 10-11; Apéndice 1, anejos 2-97 y 2-98.

¹¹⁰⁸ Anejo Confidencial a la Respuesta de la Autoridad al ROI del Negociado de Energía, ROI 1-6 a), August 2, 2019.

¹¹⁰⁹ El Negociado de Energía anticipa que el punto de partida para este ejercicio será la lista de la Autoridad titulada "Planned Transmission Projects on Existing Infrastructure", provista en el Anejo Confidencial a la Respuesta de la



consideración de algunas inversiones en infraestructura de transmisión relacionada con Minirredes, como se describe a continuación.

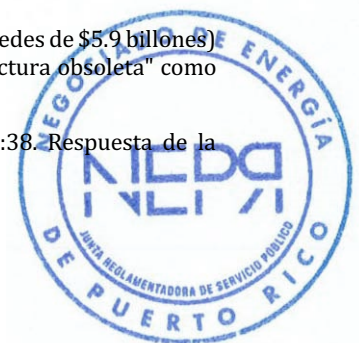
ii Transmisión en Minirredes

789. Los planes de la Autoridad para invertir en infraestructura adicional de sistemas de transmisión, hasta \$5.9 billones, como parte de su enfoque en Minirredes, no están respaldados por los análisis de la Autoridad. La Autoridad no llevó a cabo ningún análisis comparativo de costos para evaluar en qué medida las soluciones de resiliencia distribuidas en algunas regiones (*e.g.*, en forma de microredes y enfoques de suministro de energía y capacidad para un sitio individual en lugares identificados y seleccionados, o el uso de VPPs de una manera más agregada) podrían complementar el enfoque de Minirredes en otras regiones.
790. Sin embargo, algunos aspectos del fortalecimiento planificado por la Autoridad para la infraestructura existente en relación con el enfoque de Minirredes,¹¹¹⁰ potencialmente algunas nuevas inversiones en transmisión de Minirredes, o la combinación de inversión en infraestructura existente y nueva para regiones específicas pudieran ser apoyados bajo un enfoque que incluye tanto la resiliencia distribuida a través de recursos de energía y capacidad a pequeña escala como la inversión optimizada en transmisión de Minirredes. En particular, como parte de un Plan de Acción modificado, el Negociado de Energía estructurará una exploración separada de opciones específicas de inversión en transmisión de Minirredes para una de las áreas de carga más densas en Puerto Rico, por ejemplo, la región San Juan – Bayamón, o la interconexión de esta área de Minirred a una región de Minirred adyacente.
791. El Plan de Acción modificado del Negociado de Energía describe la ruta de cumplimiento prevista para que la Autoridad busque la "optimización" que la Autoridad reconoció que faltaba en su análisis,¹¹¹¹ y considere algunas inversiones en transmisión similar a la de Minired en, inicialmente, una región o en dos regiones adyacentes, si resultan ser rentables y proveen la resiliencia requerida por las políticas públicas.
792. Simultáneamente, el cumplimiento del Plan de Acción modificado incluirá el suministro de enfoques de resiliencia distribuidos en otras regiones a través de

Autoridad, ROI_1_6 Anejo 1 a la Respuesta de la Autoridad al Requerimiento de Información del Negociado de Energía, 1-6(a).

¹¹¹⁰ LA Autoridad identifica un total de \$835 millones (de un total de inversión en transmisión de Minirredes de \$5.9 billones) en "fortalecimiento de la infraestructura existente para la confiabilidad" y "reemplazo de infraestructura obsoleta" como parte de sus inversiones en transmisión de Minirredes. *Id.* Anejos 10-7 y 10-9.

¹¹¹¹ Testimonio del Dr. Bacalao, Vista Evidenciaria, 5 febrero 2020, sesión matutina, 00:33 a 00:38. Respuesta de la Autoridad a ROI-1-3 f) del Negociado de Energía, 2 de agosto de 2020.



oportunidades de adquisición de la Autoridad, y/o la coordinación con los prosumidores de combinaciones de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en baterías, y potencialmente otras fuentes de capacidad, tales como pequeñas unidades térmicas, en diferentes formas, incluyendo las soluciones de microrredes, agregaciones de recursos (como plantas virtuales de energía) y ubicaciones de un solo sitio que utilizan la generación distribuida y el almacenamiento en baterías según es necesario.

793. En virtud de la Regulación 9021, también se requiere garantizar que el sistema de transmisión pueda manejar la inyección de nuevos suministros de energía solar fotovoltaica y de baterías proveniente de recursos a escala de empresas de servicios públicos.¹¹¹² Las conclusiones de la Autoridad en el Apéndice 1 indican que, en este momento, el sistema de transmisión generalmente puede integrar la instalación de nuevas baterías y recursos solares fotovoltaicos.¹¹¹³ Se requerirán análisis específicos por ubicación, controles para nuevas instalaciones de baterías y la presencia de capacidades mejoradas de respuesta de voltaje con condensación sincrónica de plantas convertidas de vapor.
794. El Negociado de Energía **DETERMINA** que la Autoridad no consideró adecuadamente un plan de transmisión optimizado y **ORDENA** que el Plan de Acción Modificado incluya el desarrollo de un plan de recursos o una estrategia de implementación para optimizar el gasto en transmisión. El Negociado de Energía le **ORDENA** a la Autoridad mejorar este aspecto de su planificación en el próximo PIR.
795. El Plan de Acción Modificado del Negociado de Energía establece una guía para considerar en qué medida deben hacerse los gastos "optimizados" del sistema de transmisión para Minirredes. Como parte de este proceso, se considerará cualquier solapamiento entre las inversiones en transmisión necesarias para el fortalecimiento de la infraestructura existente y las que puedan ser necesarias para realizar inversiones optimizadas de Minirredes.

iii Sistema de distribución

796. Los planes de inversión de la Autoridad para su sistema de distribución incluyen estimados específicos para los costos - \$911 millones en total - para fortalecer los alimentadores y subestaciones para la resiliencia, lo cual permite un suministro más confiable después de tormentas.¹¹¹⁴ La Autoridad no ofrece

¹¹¹² Véase § 2.03 (j)(1)(a)(ii).

¹¹¹³ Apéndice 1, páginas 3-15 y 4-59.

¹¹¹⁴ *Id.* anejo 10-19.



información específica de costos para los costos incrementales asociados con las actualizaciones o controles necesarios para abordar la penetración creciente de la generación distribuida.¹¹¹⁵ La Autoridad declaró que 45 alimentadores¹¹¹⁶ pudieran tener problemas técnicos con la interconexión de la GD, pero no ofreció costos estimados por alimentador; ni indicó la Autoridad expresamente en qué medida las inversiones en resiliencia cubrirían una parte de los costos que pudieran ser necesarios para la GD específica incorporada en los alimentadores hacia el futuro.

797. Los gastos previstos de la Autoridad para mejorar la resiliencia en todo el sistema de distribución principalmente mediante la colocación subterránea de las líneas principales del alimentador y el fortalecimiento de las subestaciones son razonables, siempre y cuando la Autoridad incorpore directa y consistentemente la necesidad de permitir que los alimentadores alojen la generación distribuida. La Autoridad señala que "el orden de prioridad y las inversiones reales pudieran ser modificados considerablemente"¹¹¹⁷ al describir las ubicaciones detalladas de las subestaciones a ser fortalecidas. El Negociado de Energía señala que, a medida que la Autoridad continúe el proceso de identificación y priorización de este tipo de inversiones en distribución, no sólo se debe tener en cuenta la topología y las limitaciones operativas,¹¹¹⁸ sino también deben incorporarse todos los demás análisis del sistema de distribución en curso a las decisiones de inversiones en subestaciones y alimentadores.
798. La Autoridad debe asegurar además que las mejoras necesarias para resiliencia se alineen con y reflejen una priorización para el tipo de inversión que permite un aumento en la capacidad de la generación distribuida para ser conectada al sistema de distribución. Según la Autoridad considera la consolidación de voltajes que discute en el PIR propuesto, debe asegurar que todas las actualizaciones de voltaje y las adiciones de control de voltaje al sistema de distribución se centran explícitamente en maximizar la capacidad del sistema para manejar una generación más distribuida. Según la Autoridad considera las

¹¹¹⁵ *Id.* "... Siemens realizó una estimado general ... el análisis de distribución anterior sólo se puede utilizar con fines de evaluación preliminar y no sustituye los estudios detallados del sistema que son necesarios, los cuales deben tener en cuenta la topología del alimentador, los activos en servicio y la ubicación de la carga de los sistemas fotovoltaicos. Este análisis detallado futuro, que está fuera del alcance de esta evaluación, debe incluir y evaluar el rendimiento esperado de los equipos, perfeccionar la definición de las mejoras necesarias, los gastos de capital y el calendario para ejecutar los proyectos".

¹¹¹⁶ *Id.* anejo 10-18.

¹¹¹⁷ *Id.* página 5-4.

¹¹¹⁸ *Id.*



inversiones en resiliencia en la distribución, debe llevar a cabo e informar sobre los análisis específicos requeridos -los que se describieron como "más allá del alcance de esta evaluación [PIR]"¹¹¹⁹ - para seguir avanzando hacia la posibilidad de tener a todo su sistema incorporando generación distribuida.

799. El Negociado de Energía, en su Plan de Acción modificado, requerirá informes de cumplimiento que obliguen a la Autoridad a completar su Planificación Integrada del Sistema de Distribución y sus análisis de energía solar fotovoltaica, almacenamiento en baterías y otros análisis de capacidad de alojamiento de generación distribuida a través de todo su sistema de distribución.
800. El Negociado de Energía **ACEPTA CONDICIONALMENTE** los planes de la Autoridad para inversiones en sistemas de distribución de \$911 millones para la resiliencia y el apoyo a la generación distribuida. El Negociado de Energía le **ORDENA** a la Autoridad coordinar todo el gasto del sistema de distribución con sus esfuerzos continuos de planificación integrada del sistema de distribución y sus esfuerzos por maximizar la capacidad de la red de distribución para integrar la GD, especialmente la energía solar fotovoltaica y las baterías requeridas en todo Puerto Rico como parte del Plan Preferido de Recursos modificado, establecido en el Plan de Acción Modificado. Sin embargo, hasta que la Autoridad elabore un Plan Integrado del Sistema de Distribución y éste sea aprobado por el Negociado de Energía, la Autoridad procederá por un camino paralelo de maximizar la capacidad de la red de distribución para incorporar todas las formas de generación distribuida. El Negociado de Energía le **ORDENA** a la Autoridad a que asegure que todas las actualizaciones de voltaje y las adiciones de control de voltaje al sistema de distribución se centran explícitamente en maximizar la capacidad del sistema para manejar una generación más distribuida.
801. El sistema de distribución tendrá que ser fortalecido para manejar los efectos de los fenómenos meteorológicos bajo diversas formas de suministro de resiliencia. El Negociado de Energía **ENCOMIENDA** a la Autoridad a considerar específicamente cómo se pueden modificar las inversiones en el sistema de distribución para la resiliencia con el propósito de reflejar un enfoque optimizado de la inversión en transmisión de Minirredes. A tal efecto, el Negociado de Energía le **ORDENA** a la Autoridad que considere expresamente los impactos de la planificación del sistema de distribución en el procedimiento de optimización, discutido en el Plan de Acción Modificado.

¹¹¹⁹ *Id.* páginas 10-19.



IV. PLAN DE ACCIÓN

802. El Reglamento 9021¹¹²⁰ describe el propósito del Plan de Acción como el especificar las acciones de implementación que se requieren de la Autoridad durante los primeros cinco años del periodo de planificación, según esbozado en el Plan Preferido de Recursos. El Reglamento 9021 también describe los elementos de la Documentación y desarrollo del Plan de Acción, incluyendo la necesidad de documentar ciertos procesos de contratación de los recursos relacionados a la oferta y de la demanda, y para desarrollar el Plan de Acción basado en un Plan Preferido de Recursos que utilice la minimización del valor presente neto de los ingresos requeridos como el criterio primario.
803. En esta parte de la Resolución y Orden Final del Negociado de Energía, tras resumir los elementos del Plan de Acción de la Autoridad del Plan Integrado de Recursos (PIR) propuesto y describir las radicaciones de los interventores, el Negociado de Energía esboza su razonamiento y hallazgos, y **ORDENA** un Plan de Acción Modificado para la implementación de la Autoridad.

A. Radicación de la Autoridad

804. El Plan de Acción propuesto por la Autoridad se encuentra en la Parte 10 del Plan Integrado de Recursos (PIR) propuesto, y también se detalla en su Introducción y Resumen de Conclusiones, en la Parte 1 del Proyecto del PIR.¹¹²¹ Los elementos del Plan de Acción propuesto presentado por la Autoridad se categorizan en tres grupos: recursos de suministro (“Ecologización de suministros”); inversiones de transmisión (“Creando una Red Resiliente”); y sistema de distribución, generación distribuida, eficiencia energética y respuesta a la demanda (“Involucrar al Cliente”).¹¹²² Estos elementos se resumen en las secciones abajo, aunque hemos movido nuestra discusión de las inversiones de sistema de distribución a la misma subsección que la transmisión.
805. En la introducción del Plan de Acción, y siendo aplicable a todas las intenciones de acción, la Autoridad indica su intención de solicitar licitaciones de suplidores para diseñar, construir y financiar (así como operar y mantener, cuando pertinente) los proyectos identificados, y luego vender la energía o

¹¹²⁰ Véase Reglamento 9021, § 2.03 (K)(1) y (2).

¹¹²¹ PIR Propuesto, páginas 1-5 a 1-12, y páginas 10-1 a 10-22.

¹¹²² *Id.* a la página 10-1.



utilización del proyecto a la Autoridad.¹¹²³ De esta forma, las mejoras permanentes serían financiadas e incurridas por los suplidores, y la Autoridad pagaría su gastos operacionales, en lugar de cubrir presupuesto de obras permanente.

806. En la Vista Evidenciaria, el Dr. Bacalao testificó sobre los elementos del Plan de Acción que son costo-efectivos (“no regrets”) y relativamente de bajo costo (“least regrets”).¹¹²⁴ Identificó como costo-efectivos (“no regrets”) las acciones de despliegue de energías renovables y almacenamiento; integración de la generación distribuida; maximización de eficiencia energética; y el fortalecimiento del sistema de transmisión y distribución a nivel MiniRed. Identificó como relativamente de bajo costo (“least regrets”) las acciones llevando a cabo estudios de planificación e ingeniería para generación de carga base de alta eficiencia¹¹²⁵ en el Norte (específicamente en Palo Seco) y luego en Yabucoa y Mayagüez. El Sr. Paredes de la Autoridad testificó que la Autoridad comparte estas opiniones.¹¹²⁶

1. Recursos de Suministro

a. Recursos térmicos existentes

807. El Plan de Acción del PIR propuesto toma como una decisión fija la conversión de unidades de ciclo combinado San Juan 5&6 a gas natural.¹¹²⁷ Esta conversión fue estructurada como un pago de capacidad, así que no requiere mejoras capitales de PREPA.¹¹²⁸

808. Al momento de radicar el PIR propuesto, la Autoridad todavía no había llegado a un acuerdo con EcoEléctrica en cuanto al nuevo contrato de servicios de esa facilidad. El Plan de Acción propuesto incluye renegociar ese contrato.¹¹²⁹ En el tiempo de intervención, la Autoridad y EcoEléctrica llegaron a un acuerdo, y el Negociado de Energía aprobó ese acuerdo tras hacer el análisis

¹¹²³ *Id.* a la página10-1.

¹¹²⁴ Vista evidenciaria, 7 de febrero de 2020, sesión de la tarde, 01:32:00 a 01:34:00

¹¹²⁵ El Dr. Bacalao definió la generación de carga base de alta eficiencia como una generación con un ritmo de calor bajo que puede correrse de manera costo efectiva a factores de capacidad por encima de 70%, que puede funcionar en ciclos diarios (o más rápido), y puede responder muy rápido (es decir, “fast ramping”). *Id.* a 01:34:20 a 01:35:05.

¹¹²⁶ *Id.* 01:34:00.

¹¹²⁷ PIR Propuesto, página 10-3.

¹¹²⁸*Id.* a las páginas 10-3 – 10-4.

¹¹²⁹ *Id.* a la página 10-4.



correspondiente¹¹³⁰ de los términos del contrato que fueron propuestos en el contexto del PIR.¹¹³¹

809. La operación del sistema eléctrico de la Autoridad con mayores penetraciones de sistemas solares y de baterías a base de inversores sería asistida por la incorporación de condensadores sincrónicos, los cuales pueden incrementar el nivel de cortocircuito y mejorar la estabilidad del voltaje. Según se retiran las unidades más antiguas de vapor de la Autoridad, el Plan de Acción indica que la Autoridad investigará el convertir algunas o todas en condensadores sincrónicos.¹¹³² Las posibles unidades incluyen San Juan 7, 8, 9, y 10, Aguirre 1 y 2, y Palo Seco 3 y 4.¹¹³³ El Plan de Acción indica que la selección de unidades específicas y el programa para su conversión requeriría estudio adicional.¹¹³⁴ La Autoridad estima un costo de aproximadamente \$9 millones para convertir cada unidad.¹¹³⁵
810. El análisis del Plan de Acción y PIR propuesto asume que San Juan 9 y 10 están fuera de servicio y listas para ser retiradas o para usarse de manera limitada únicamente.¹¹³⁶ El Plan de Acción identifica otras unidades que están listas para ser retiradas durante su periodo de cinco años, supeditado a reducciones en carga, mantener confiabilidad, y el encargo de nuevos recursos de generación.¹¹³⁷ Los posibles retiros incluyen todas las unidades de generación pico (*peakers*) Frame 5, unidad de vapor Aguirre 1 y 2, Costa Sur 5 y 6, y San Juan 7 y 8.¹¹³⁸

b. Nuevos recursos renovables y almacenamiento

811. El Plan de Acción Propuesto indica que la Autoridad concibe instalar e interconectar 1,800 MW de energía solar fotovoltaica durante los primeros cinco años del plan: 300 MW en 2020, 480 MW en 2021, 600 MW en 2022, y

¹¹³⁰ Véase ROI 10 del Negociado de Energía, 13 diciembre 2019; Respuesta de la Autoridad al ROI 10 del Negociado de Energía, 22 de enero de 2020.

¹¹³¹ Resolución y Orden, In re: Solicitud de Aprobación de Acuerdo de Compraventa de Energía en Operación Enmendado y Reformulado con EcoEléctrica y Acuerdo de Compraventa de Gas Natural con Naturgy, Caso Núm. NEPR-AP-2019-0001, 11 de marzo de 2020.

¹¹³² PIR Propuesto, página 10-4.

¹¹³³ *Id.*

¹¹³⁴ *Id.*

¹¹³⁵ *Id.*

¹¹³⁶ PIR Propuesto, 10-4.

¹¹³⁷ *Id.* a la página 10-5.

¹¹³⁸ *Id.*



420 MW en 2023.¹¹³⁹ También provee un plan de instalar 920 MW de sistemas de almacenamiento de energía de batería (“BESS”, por sus siglas en inglés): 40 MW en 2019, 200 MW en 2020, 480 MW en 2021, y 80 MW en 2022.¹¹⁴⁰ Estos sistemas BESS serían compuestos de 240 MW de BESS de 2 horas, 640 MW de BESS de 4 horas, y 40 MW de BESS de 6 horas.¹¹⁴¹

812. La Autoridad tiene la expectativa de correr procesos de contratación en bloque (procurement processes in blocks) de aproximadamente 250 MW de energía solar fotovoltaica, con almacenamiento de batería asociado.¹¹⁴² La Autoridad planifica considerar el solicitar energía solar fotovoltaica independiente, energía solar fotovoltaica y BESS combinados y BESS independiente.¹¹⁴³ La Autoridad identifica que el ritmo de adquisición e interconexión está limitado por las capacidades internas de la Autoridad de contratación y aprobación, pero indica también que el concesionario o incrementación puede permitir que se desarrollen estas capacidades.¹¹⁴⁴ Durante la Vista Evidenciaria, el Sr. Paredes testificó que el proceso de interconexión de la Autoridad está limitado por la capacidad interna de llevar a cabo estudios de interconexión, y esa asistencia de ingeniería externa, puede aumentar esta capacidad.¹¹⁴⁵ En el Plan de Acción propuesto, la Autoridad también indica que cumplir con el cronograma concebido en el plan requeriría autorizaciones expeditas y apoyo financiero para los acuerdos de compra y operación de energía (PPOAs por sus siglas en inglés) con estas facilidades.¹¹⁴⁶
813. Las primeras dos acciones de recursos de suministro de la Autoridad del PIR incluyen el desarrollo de recursos de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento de energía de batería.¹¹⁴⁷ La Autoridad indica que “hasta 1800 MW” de energía solar fotovoltaica, y 920 MW de almacenamiento de energía de batería se instalará en los primeros cinco años del plan ESM.¹¹⁴⁸ La Autoridad indica que las Solicitudes de Propuestas (“RFPs por sus siglas en

¹¹³⁹ PIR Propuesto, Exhibit 10-1, página 10-2.

¹¹⁴⁰ *Id.* Exhibit 10-2, página 10-3.

¹¹⁴¹ Autoridad, Workpaper “ESM_Metrics_Bass_SII.xlsx”. El Plan de Acción propuesto contiene una distribución distinta entre transcurso, que no suma a 920 MW.

¹¹⁴² PIR Propuesto, página 10-2.

¹¹⁴³ *Id.* a las páginas 10-2 – 10-3.

¹¹⁴⁴ *Id.* a la página 10-2.

¹¹⁴⁵ Vista Evidenciaria, 6 de febrero de 2020, sesión matutina, a 3:11:30 a 3:12:30.

¹¹⁴⁶ PIR Propuesto, a la página 10-3.

¹¹⁴⁷ *Id.* a las páginas 10-2 y 10-3.

¹¹⁴⁸ *Id.*



inglés”) serán emitidas para bloques de energía solar fotovoltaica en aproximadamente 250 MW, y para bloques de almacenamiento de energía de batería con un tamaño de aproximadamente 150-200 MW.¹¹⁴⁹ En respuesta al ROI-9 del Negociado de Energía,¹¹⁵⁰ la Autoridad actualizó su Plan de Acción para reconocer que si la carga es más alta, como se ve bajo los Escenarios “Ninguna EE” y “EE Baja” probados en el modelaje en respuesta al ROI-9-1, entonces la cantidad de energía solar fotovoltaica y almacenamiento de energía de batería que se necesita sería mayor. La Autoridad indica que “el plan de acción en este aspecto puede resumirse en instalar las mayores cantidades de energía fotovoltaica en los primeros cinco años del plan con una meta de 2,760 MW en o antes de 2024”.¹¹⁵¹ La Autoridad puntualiza que este nivel sería instalado para cualquiera de los dos Escenarios “Ninguna EE” o “EE Baja”. La Autoridad puntualiza que las instalaciones acumulativas de los sistemas de almacenamiento de energía de batería alcanzarían 1,440 MW para el 2024 bajo cualesquiera de los Escenarios Ninguna EE” o “EE Baja”, un incremento por encima de los 920 MW del Plan ESM original.

c. Nuevos recursos térmicos

814. El Plan de Acción propuesto provee para que 302 MW CCGT nuevos en Palo Seco, estén en línea para enero del 2025.¹¹⁵² La Autoridad indica que para estar en línea para esa fecha, el trabajo en el proyecto tiene que comenzar inmediatamente.¹¹⁵³ El Plan de Acción propuesto también provee para un nuevo terminal de gas natural licuado (LNG) en San Juan para proveer gas natural a ambas plantas de gas en San Juan y Palo Seco para el 2025.¹¹⁵⁴ Cualquier retraso requeriría que el LNG basado en buques se use para ambos conjuntos de plantas.¹¹⁵⁵ La operación de una planta de gas en Palo Seco también requiere la construcción de una tubería de gas entre los sitios de San Juan y Palo Seco.¹¹⁵⁶

¹¹⁴⁹ *Id.*

¹¹⁵⁰ ROI 9 del Negociado de Energía, 29 de octubre de 2019. La respuesta de la Autoridad a este ROI el 6 de diciembre de 2019 incluye resultados de modelaje para los Escenarios ESM, S3S2, S4S2, S5S1 and S1S2, para ambos niveles de carga “Ninguna EE” y “EE Baja”, que representaban niveles bajos de Eficiencia Energética y por tanto una carga mayor.

¹¹⁵¹ *Id.* a la página 15.

¹¹⁵² *Id.* a la página 10-5.

¹¹⁵³ *Id.*

¹¹⁵⁴ *Id.* a la página 10-6.

¹¹⁵⁵ *Id.*

¹¹⁵⁶ *Id.*



815. El Plan de Acción propuesto discute la opción de desarrollar una planta cíclica combinada nueva 302 MW en Costa Sur en caso de que las negociaciones para un nuevo contrato con EcoEléctrica no lleguen un acuerdo satisfactorio.¹¹⁵⁷ Esto es académico en vista del Acuerdo de EcoEléctrica y la aprobación del Negociado de Energía de tal acuerdo.
816. El Plan de Acción propuesto provee para la instalación de 18 unidades de turbinas de gas de generación pico de 23 MW cada una, en cinco localizaciones (2 en Jobos, 4 en Mayagüez Norte, 5 en Carolina (Daguao), 5 en Caguas (Yabucoa) y 2 en (Cayey)).¹¹⁵⁸ Estas unidades generalmente reemplazarían las unidades existentes Frame 5 y serían capaces de quemar gas natural en contenedores así como también gasóleo.¹¹⁵⁹ El Plan de Acción propuesto indica que estas unidades deben ser puestas en servicio tan pronto sea viable.¹¹⁶⁰
817. El Plan de Acción propuesto presenta dos conjuntos adicionales de recursos térmicos como aseguramiento contra incertidumbres: un 302 MW CCGT y una facilidad de LNG basada en buques en Yabucoa, y en Mayagüez una facilidad de LNG con conversión de gas para generadores pico existentes y construcción de una nueva 302 MW CCGT.¹¹⁶¹ La Autoridad indica que el Plan de Acción propuesto contiene solo permisos e ingeniería para estos proyectos, y que la necesidad de estos sería reevaluada antes de hacer cualquier compromiso grande para compras de equipo o construcción.¹¹⁶²

2. Transmisión y Distribución

818. El Plan de Acción Propuesto de la Autoridad recomienda tres elementos medulares para el sistema de transmisión y distribución: 1) la creación de una red de transmisión resiliente, que se enfoque en apoyar operaciones de “MiniRed” y microred; 2) inversiones de confiabilidad de transmisión, las cuales se requieren para llevar el sistema de transmisión a los estándares actuales o nuevos y para reconstruir infraestructura que envejece; e 3) inversión de Sistema de distribución para resiliencia de suministros a clientes consistente con el constructor de MiniRed y en apoyo de la integración de

¹¹⁵⁷ PIR Propuesto, a la página 10-5.

¹¹⁵⁸ PIR Propuesto, a la página 10-6.

¹¹⁵⁹ *Id.*

¹¹⁶⁰ *Id.*

¹¹⁶¹ PIR Propuesto, a la página 10-7.

¹¹⁶² *Id.*



recursos distribuidos, en particular para apoyar instalaciones de energía solar fotovoltaica de techo.¹¹⁶³

a. Transmisión

819. Las inversiones del sistema de transmisión de la Autoridad se planificaron para instalarse a través de cinco periodos de prioridad, en bloques de tres, dos y un año (2020-2022, 2023-2024, 2025-2026, 2027, y 2028).¹¹⁶⁴ Los Proyectos Prioridad 1 y Prioridad 2 caen dentro del cronograma de cinco años del Plan de Acción Propuesto. Las inversiones consistirían de ambos componentes de equipo 115 kV y 38 kV incluyendo fortalecimiento y reconstrucción de líneas, nuevas líneas elevadas y subterráneas, fortalecimiento y reconstrucción de patio de distribución, y construcción subestación nueva y patio de distribución.¹¹⁶⁵ La mayor parte de los gastos relacionados a la subestación están relacionados a convertir subestaciones a aparellaje de aislamiento de gas.¹¹⁶⁶ Las inversiones se catalogan en seis áreas de “Justificación Técnica”: Línea Principal de MiniRed, Interconexión de Cargas Críticas, Extensiones de Línea Principal para Crear Zonas de Alta Confiabilidad/Resiliencia, Interconexión de MiniRedes, Fortalecimiento de Infraestructura Existente para Confiabilidad, y Reemplazo de Infraestructura que envejece. De estas seis áreas, las primeras cuatro están exclusivamente relacionadas a la propuesta de inversión de Resistencia de la MiniRed y las últimas dos (relacionadas al fortalecimiento para confiabilidad e infraestructura que envejece) están divididas en inversiones en apoyo de las MiniRedes e inversiones de confiabilidad requeridas para cumplir con los estándares en el sistema de transmisión.
820. Dentro de las inversiones de transmisión en el Plan de Acción, la mayoría de los gastos se identifican para acciones de Prioridad 1 y Prioridad 2 en apoyo de la propuesta de la MiniRed. Los mayores componentes son inversiones 115 kV en “Línea Principal de MiniRed” (incluyendo subestaciones y líneas subterráneas) e inversiones 38 kV en “Interconexión de Cargas Críticas.” En conjunto, estos dos componentes tienen un costo de capital proyectado de \$3.9 billones dentro del periodo de Plan de Acción (\$3.3 billones que caen bajo

¹¹⁶³ PIR Propuesto, páginas 10-1, 10-10 y 10-17.

¹¹⁶⁴ *Id.* Exhibits 10-7 y 10-9.

¹¹⁶⁵ *Id.* a la página 10-10.

¹¹⁶⁶ *Id.*



Prioridad 1).¹¹⁶⁷ Los gastos totales proyectados de transmisión relacionados a la MiniRed en el periodo de cinco años son \$4.8 billones.¹¹⁶⁸

821. Las inversiones de confiabilidad de transmisión del Plan de Acción no relacionadas a las MiniRedes no son realizadas por adelantado (“front-loaded”) y totalizan como \$200 millones por año.¹¹⁶⁹

b. Distribución

822. El Plan de Acción propuesto identifica tres clases principales de inversiones de Sistema de distribución, que apoyan dos objetivos. Los dos objetivos son incrementar la resiliencia del suministro consistente con la propuesta de MiniRed y apoyar la integración de recursos distribuidos, en particular la energía solar fotovoltaica de techo.¹¹⁷⁰ Las clases de inversiones son 1) actualizaciones a subestaciones, en particular el uso de aparellaje de aislamiento de gas, pero también incluyendo actualizaciones de 4.16 kV a 13.2 kV;¹¹⁷¹ 2) alimentadores móviles que sirven a cargas críticas de elevadas a soterradas;¹¹⁷² y 3) actualizar un conjunto de alimentadores 4.16 kV a 13.2 kV para incrementar la habilidad de integrar energía fotovoltaica distribuida.¹¹⁷³ En general, las actualizaciones y reemplazo de cables elevados por cables soterrados (undergrounding) de la subestación apoyan el objetivo de resiliencia y las actualizaciones de voltaje de los alimentadores apoyan la integración de energía fotovoltaica.

823. La inversión de capital para la infraestructura de distribución propuesta en el Plan de Acción totaliza \$716 millones, de los cuales \$582 millones están relacionados a los alimentadores y el remanente a subestaciones aisladas de gas. El Plan de Acción no divide los costos de inversión del alimentador en reemplazo de cables elevados por cables soterrados (undergrounding) y actualizaciones de voltaje.

¹¹⁶⁷ *Id.* Exhibits 10-7, a la página 10-11 y Exhibit 10-9 a la página 10-13.

¹¹⁶⁸ *Id.*

¹¹⁶⁹ *Id.* Exhibit 10-11 a la pág. 10-14.

¹¹⁷⁰ *Id.* a la página 10-17.

¹¹⁷¹ *Id.* a la página 10-17.

¹¹⁷² *Id.* a las páginas 10-17 a 10-18.

¹¹⁷³ *Id.* a las páginas 10-18 a 10-20.



3. Recursos del lado de la demanda

a. Eficiencia Energética

824. El Plan de Acción propuesto establece un objetivo de alcanzar 2% de ahorros de energía por año, y el potencial de reducir demanda de energía anual por 600 GWh para el 2025.¹¹⁷⁴ No identifica acciones específicas o cronogramas para lograr esas metas.

b. Respuesta a la demanda

825. El Plan de Acción propuesto dispone para la creación de programas DR con la meta de sobre 60 MW de flexibilidad de demanda para el 2025.¹¹⁷⁵ No identifica acciones específicas o cronogramas para la creación de programas.

c. Generación distribuida y plantas de energía virtuales

826. El Plan de Acción propuesto no atiende expresamente la generación distribuida (“GD”) ni las plantas virtuales de energía, más allá de inversiones de sistemas de distribución necesarias para apoyar la GD que se discuten en la sección de distribución (arriba).

B. Interventores

1. AES Puerto Rico (“AES-PR”)

827. En su Testimonio pre-radicado, Ronald Moe testifica sobre varias preocupaciones que tiene sobre el Plan de Acción propuesto, o sobre las implicaciones para el Plan de Acción propuesto. Primero, testifica que considera poco probable que la Autoridad y Puerto Rico puedan atraer billones de dólares en inversiones de capital dentro de los próximos pocos años (poco tiempo) para desarrollar los nuevos recursos del Plan de Acción propuesto.¹¹⁷⁶ Indica que ante la incertidumbre, la Autoridad debió presentar un “plan de repuesto explícito optimizado” (en otras palabras, un ‘Plan B’).¹¹⁷⁷ En asuntos relacionados, el Sr. Moe testifica que los costos reales de un nuevo desarrollo serían sustancialmente diferentes de los costos asumidos, debido a los mayores costos de capital que refleja el riesgo de la Autoridad como

¹¹⁷⁴ *Id.* a las páginas 10-22.

¹¹⁷⁵ *Id.*

¹¹⁷⁶ AES-PR, Testimonio pre-radicado del Sr. Moe, 23 de octubre de 2019, página 3.

¹¹⁷⁷ *Id.* a la página 24.



contraparte. Sugiere que el costo de capital del proyecto se trate como un supuesto, y “permanezca como un supuesto al menos hasta que uno o más PPOAs se hayan otorgado.”¹¹⁷⁸

828. El Sr. Moe también expresa su preocupación sobre el análisis de la MiniRed y los elementos asociados del Plan de Acción. En particular, indica que el Negociado de Energía debe evaluar nuevos conceptos como la MiniRed fuera del contexto del PIR propuesto, y que la evaluación de resiliencia y MiniRedes que la Autoridad presentó en este procedimiento no eran adecuados para apoyar la incorporación al PIR propuesto.¹¹⁷⁹ El Sr. Moe señala que los 400 MW de turbinas de gas pequeñas asociadas con la propuesta de la MiniRed se toman como decisiones fijas en el modelaje, y por tanto pueden estar ocasionando que otras alternativas de generación más eficientes sean poco rentables.¹¹⁸⁰

829. En su alegato final, la AES-PR incentiva al Negociado de Energía a seguir adelante con acciones costo-efectivas (“no regrets o sin arrepentimientos”) tales como eficiencia energética y energía solar. L AES-PR además sugiere al Negociado de Energía a requerir mayor optimización del enfoque de MiniRed y de opciones a gas natural antes de aprobar ninguna de estas inversiones.¹¹⁸¹

830. AES-PR le implora al Negociado de Energía a aprobar un Plan de Acción que retenga la planta de carbón hasta el 2027 porque provee la energía eléctrica de más bajo costo disponible en Puerto Rico, y el modelaje de la Autoridad de escenarios de retiro temprano demuestran que tal retiro incrementaría los costos para los clientes contribuyentes.¹¹⁸² AES-PR solicita adicionalmente que el Negociado de Energía le ordene a la Autoridad a llevar a cabo análisis adicionales de la conversión de la planta a gas natural.¹¹⁸³

2. Arctas

831. En su Alegato Final, Actas atiende dos temas relevantes al Plan de Acción: tipos de equipo para cualquier posible contratación de generación pico (“peaker”) y la importancia de competir en igualdad de condiciones en la contratación para

¹¹⁷⁸ *Id.* a la página 19.

¹¹⁷⁹ *Id.* a la página 21.

¹¹⁸⁰ *Id.* a la página 20.

¹¹⁸¹ AES-PR Informe Final, a la página 1.

¹¹⁸² *Id.* a la página 9-12.

¹¹⁸³ *Id.* a las páginas 12-13 y 15-17.



cualquier suma a la capacidad de Palo Seco.¹¹⁸⁴ En cuanto a los generadores picos (peakers), Arctas insta al Negociado de Energía a asegurarse que se promuevan las ofertas de distintos tipos de equipo, incluyendo ambas, turbinas de gas y unidades motores de combustión interna alternativas (“RICE” por sus siglas en inglés), y que no se requieran unidades móviles.¹¹⁸⁵ Arctas argumenta que los proponentes también deben tener libertad de proponer el uso de varios combustibles.¹¹⁸⁶ En cuanto a la posible nueva generación en Palo Seco, Arctas urge al Negociado de Energía a asegurarse que los activos o recursos del gobierno de Puerto Rico estén disponibles en igual medida para cualquier licitador cualificado.¹¹⁸⁷ Estos activos pueden incluir tierra para facilidades de LNG y acceso a atracaderos y muelle de la Autoridad. Arctas también recomienda que tal proceso futuro no aventaje a un dueño de terminal de LNG como New Fortress Energy.¹¹⁸⁸

832. En su Alegato de Réplica, Arctas provee recomendaciones adicionales sobre los procesos de contratación y la aprobación del Negociado de Energía en el PIR propuesto, particularmente sobre la generación natural de gas o facilidades de LNG. Arctas indica que “el Negociado de Energía debe oportunamente ejercer su poder para asegurar un proceso competitivo de contratación pública que completamente cumpla con todas las leyes y reglamentos relacionados a los procesos de contratación.”¹¹⁸⁹ Arctas discute la diferencia entre los procesos de contratación a través de la Autoridad de Alianzas Público-Privadas (“P3”) y contratación bajo la Resolución Conjunta 8815, aprobada por el Negociado de Energía el 1 de septiembre de 2016. Según descrito por Arctas, bajo el proceso P3, los proyectos no se traen ante el Negociado de Energía hasta la última etapa de aprobación, cuando el Negociado de Energía decide si emitir una Certificación de Cumplimiento de Energía bajo la Ley 120.¹¹⁹⁰ En contraste, Arctas describe que bajo la Resolución Conjunta 8815, el Negociado de Energía tiene la oportunidad de aprobar la decisión de emitir un RFP, aprobar el RFP en sí, y entonces decidir sobre el contrato mismo.¹¹⁹¹

¹¹⁸⁴ Arctas, Alegato Sustantivo y Legal Final, 6 de marzo de 2020.

¹¹⁸⁵ *Id.* a la página 33-34.

¹¹⁸⁶ *Id.* a la página 34.

¹¹⁸⁷ *Id.* a la página 35-38.

¹¹⁸⁸ *Id.* a la página 38-39.

¹¹⁸⁹ Arctas, Réplica a Alegatos Legales, 20 de abril de 2020, pág. 1.

¹¹⁹⁰ *Id.* a la pág. 3-4.

¹¹⁹¹ *Id.* a la página 4.



833. Arctas argumenta que el proceso de la Resolución Conjunta 8815 provee mayor certeza que el proceso P3 para los proponentes de proyectos de que el contrato eventual será aprobado por el Negociado de Energía.¹¹⁹² Arctas sugiere que, si PREPA va a utilizar el proceso P3, el Negociado de Energía debe proveer dirección específica en el Plan de Acción aprobado sobre los procesos de contratación, acceso a o uso de los activos de la Autoridad o entidad gubernamental, y términos de contrato aceptables.¹¹⁹³
834. Arctas añade que si el Negociado de Energía fuese a aprobar presupuestos específicos para el desarrollo por parte de la Autoridad de nuevos recursos de generación, proveería una señal clara a posibles licitadores de que la Autoridad y el Negociado de Energía están comprometidos a tales proyectos.¹¹⁹⁴ Arctas argumenta que tal señal clara incrementaría el interés en los proyectos y conduciría a un proceso más competitivo.¹¹⁹⁵

3. Fondo Ambiental de Defensa (EDF, por sus siglas en ingles)

835. En su Testimonio pre-radicado, la Dra. Elizabeth Stanton expresa su preocupación de que el Plan de Acción propuesto no contenga suficientes nuevos recursos de generación renovable para cumplir con el RPS a menos que baje la demanda de energía según proyectado debido a la eficiencia energética.¹¹⁹⁶ Ella indica que “[d]ejar de construir renovables a corto plazo impactará negativamente la habilidad de Puerto Rico de cumplir las metas de energía renovable esbozadas en la Ley 17.”¹¹⁹⁷
836. En su Alegato Final, el EDF argumenta que, ante la incertidumbre sustancial, el Negociado de Energía debe desarrollar una estrategia costo-eficiente (“no regrets”) que produzca resultados que “claramente se necesitan, mientras que evita cualesquiera compromisos que puedan llevar a grandes costos y activos perdidosos.”¹¹⁹⁸ El EDF indica que un Plan de Acción basado en grandes adiciones de energía renovable y no plantas de nuevo ciclo combinado o generación pico (“peaking”) “sería consistente con una estrategia costo-

¹¹⁹² *Id.* a la página 4-5.

¹¹⁹³ *Id.* a la página 5-6.

¹¹⁹⁴ *Id.* a la página 6-7.

¹¹⁹⁵ *Id.* a la página 7.

¹¹⁹⁶ EDF, Testimonio Pre-radicado de la Dra. Elizabeth Stanton, 23 de octubre de 2019, pág. 16.

¹¹⁹⁷ *Id.* a la página 19.

¹¹⁹⁸ EDF, Alegato Final, pág. 39.



eficiente (“no regrets”) y una estrategia de menor costo.”¹¹⁹⁹ En particular, el EDF recomienda que el Negociado de Energía apruebe un PIR modificado basado en el escenario S3S2S8B.¹²⁰⁰ EDF adicionalmente detalla acciones específicas recomendadas:

- El construir o contratar para 3,900 MW de renovables y 1,640 MW de almacenamiento de batería (a través de una tecnología agnóstica/un RFP de todos los recursos);¹²⁰¹
- No limitar la capacidad de expansión de energías renovables y almacenamiento;¹²⁰²
- Retirar todas las unidades de vapor para el 2025, excepto por EcoEléctrica;¹²⁰³
- No construir, o llevar a cabo cualquier planificación de sitio e ingeniería para ninguna de las nuevas plantas de gas durante el periodo de cinco años del Plan de Acción;¹²⁰⁴
- Usar tarifas o RFPs para adquirir 700 MW de generación distribuida para el 2025;¹²⁰⁵
- Emitir un RFP de tecnología neutral (abierto a soluciones del lado de la oferta o demanda) para servicios a la red tales como capacidad pico para cumplir con picos de verano como secuela a los daños a Costa Sur;¹²⁰⁶
- Desarrollar eficiencia energética y programas de respuesta a demanda con valor presente a largo plazo de presupuestos de \$300 millones o más;¹²⁰⁷
- Involucrar a clientes y a activos de clientes a través de estrategias como centrales eléctricas virtuales;¹²⁰⁸

¹¹⁹⁹ *Id.* a la página 40.

¹²⁰⁰ *Id.* a la página 42.

¹²⁰¹ *Id.* a la página 43.

¹²⁰² *Id.* a la página 44.

¹²⁰³ *Id.*

¹²⁰⁴ *Id.*

¹²⁰⁵ *Id.* a la página 44-45.

¹²⁰⁶ *Id.* a la página 45-46.

¹²⁰⁷ *Id.* a la página 46-47.

¹²⁰⁸ *Id.* a la página 48-50.



- Condicionalmente aprobar una MiniRed para decidir si el concepto de MiniRed es capaz de funcionar según planificado, e incluir manejo de cargas, investigación cuidadosa de opciones de generación, y un diseño para llevar conocimiento y experiencia relevante para fomentar un futuro de energía renovable descentralizado;¹²⁰⁹
- Reevaluar la necesidad de cumplir cargas críticas únicamente con recursos térmicos;¹²¹⁰
- Estudiar los recursos eólicos marinos (viento que sopla de la tierra hacia el mar y del mar hacia la tierra) e hidroeléctricos antes del próximo PIR;¹²¹¹
- Conducir optimización adicional sobre la mezcla óptima de recursos de energía renovable;¹²¹² y
- Requerir que el próximo PIR se lleve a cabo en dos años, en vez de tres.¹²¹³

837. El EDF adicionalmente provee recomendación para el proceso a ser utilizado en futuros PIRs, incluyendo la selección del consultor, participación de accionistas, uso de resultados para modelaje, y pre-aprobación para la herramienta de modelaje, aportaciones y supuestos.¹²¹⁴ El EDF adicionalmente recomienda que los procesos futuros de PIR deben utilizar métodos avanzados de planificación de red relacionados a la planificación de la distribución e incluir evaluaciones de riesgo detalladas.¹²¹⁵

838. En su Alegato de Respuesta, el EDF responde a la recomendación de la OIPC de un Plan de Acción basado en S4S2S9 y reitera su apoyo para una versión modificada de S3S2S8 (sin ninguna planta de gas nueva), basado en que el plan preferido de EDF es más consistente con la Ley 17.¹²¹⁶ El EDF adicionalmente no está de acuerdo con la sugerencia de la OIPC de aprobar un nuevo CCGT a Costa Sur.¹²¹⁷ El EDF adicionalmente reitera su argumento para aprobar solo

¹²⁰⁹ *Id.* a la página 50-51.

¹²¹⁰ *Id.* a la página 52.

¹²¹¹ *Id.* a la página 52.

¹²¹² *Id.* a la página 52-53.

¹²¹³ *Id.* a la página 53.

¹²¹⁴ *Id.* a la página 54-58.

¹²¹⁵ *Id.* a la página 58-61.

¹²¹⁶ EDF, Alegato de Réplica, 20 de abril de 2020, página. 21.

¹²¹⁷ *Id.* a la página 23-24.



una MiniRed e implementar gradualmente esta estrategia única en su clase, en contraste con la recomendación de la OIPC de la estrategia completa de MiniRed esbozada dentro del S4S2S9.¹²¹⁸

4. Empire Gas

839. En su Testimonio pre-radicado, el Sr. Ramón González Simounet indica que el propano (“LPG”, por sus siglas en inglés) es un combustible más apropiado para las unidades pico¹²¹⁹ debido a la infraestructura limitada de Puerto Rico de gas natural,¹²²⁰ el estado relativamente avanzado de infraestructura LPG y mercados en la Isla (en relación al gas natural),¹²²¹ y el reto de logística de entregar gas natural licuado a localizaciones a través de la Isla mediante camión.¹²²² El Sr. González Simounet adicionalmente recomienda que la infraestructura de LNG propuesta en el Plan de Acción sea desarrollada en vez para importar LPG y que las turbinas de gas Aero de Mayagüez se conviertan a LPG, en vez de gas natural.¹²²³ A corto plazo, adicionalmente testifica que PREPA debe considerar convertir facilidades que actualmente quemen diésel o petróleo a propano.¹²²⁴

840. El Alegato Final de Empire Gas reitera las recomendaciones en el testimonio del Sr. González Simounet sobre el uso de LPG para las unidades pico, el desarrollo de LPG en vez de facilidades de importación de LNG, la conversión de las turbinas de Mayagüez a LPG, y la conversión de plantas existentes mayores a LPG.¹²²⁵

5. Oficina Independiente de Protección del Consumidor (“OIPC”)

841. En su Testimonio pre-radicado, el Sr. Gerardo Cosme Núñez testifica que el Plan de Acción propuesto de la Autoridad no es suficientemente flexible para atender incertidumbres en el pronóstico de cargas y el costo o ritmo de implementación de recursos de renovables y almacenamiento de energía.¹²²⁶

¹²¹⁸ *Id.* a la página 22-23.

¹²¹⁹ Testimonio del Sr. Ramón González Simounet, 15 de octubre de 2019, páginas 38-39.

¹²²⁰ *Id.* a la página 27-28

¹²²¹ *Id.* a la página 26-27

¹²²² *Id.* a la página 29-30

¹²²³ *Id.* a la página 39-40.

¹²²⁴ *Id.* a la página 41.

¹²²⁵ Empire Gas Company, Inc., Alegato Final, 6 de marzo de 2020, a las páginas 6-8.

¹²²⁶ Testimonio pre-radicado del Sr. Gerardo Cosme Núñez, 23 de octubre de 2019, a la página 3.



Además testifica que las preocupaciones pueden atenderse al requerir procesos y análisis adicional antes de aprobar la construcción de cualquier generación de combustible fósil, entrega o facilidades de almacenamiento.¹²²⁷

842. En su alegato final, la OIPC apoya la implementación del escenario S4S2S9 (S4S2 con la retención de EcoEléctrica).¹²²⁸ La OIPC se opone al desarrollo o pre-desarrollo de plantas de combustible fósil en Yabucoa o Mayagüez, debido al riesgo que estos costos de desarrollo puedan perderse si el desarrollo solar y de almacenamiento puede llevarse a cabo al ritmo proyectado.¹²²⁹ La OIPC también favorece el uso continuo del sitio de Costa Sur para la generación de gas natural, sobre el desarrollo de una planta nueva de ciclo combinado en Palo Seco y la infraestructura de combustible asociada.¹²³⁰ La OIPC también favorece el desarrollo de energía renovable distribuida para mitigar el riesgo de desarrollo para grandes proyectos renovables.¹²³¹ La OIPC insta al Negociado de Energía a modificar adicionalmente el Plan de Acción propuesto para establecer un plan de acción agresivo para la reparación y mantenimiento adecuado de la flota de generación existente, para utilizar y mantener en servicio las unidades más costo efectivas.¹²³² Finalmente, la OIPC apoya la eficiencia energética (especialmente sobre calentadores de agua, los cuales la OIPC indica que han probado ser exitosos en otros programas en Puerto Rico) y respuesta a la demanda, y la integración futura de IRP con un Plan de Recursos de Integración Distribuida.¹²³³

843. En su alegato de Réplica, la OIPC reitera su apoyo para la generación renovable (de techo) distribuida, especialmente como estos recursos todavía no son implementados en niveles que deben ser críticos para operaciones de la red.¹²³⁴ La OIPC adicionalmente sugiere que las facilidades solares de utilidades sean instaladas en las áreas afectadas o techos, en vez de en terreno agrícola.¹²³⁵ La OIPC recomienda la evaluación de la potencial capacidad para implementación e integración de sistemas de energía solar fotovoltaica de techo con almacenamiento, incluyendo el potencial para comunicaciones para

¹²²⁷ *Id.* a la página 4.

¹²²⁸ Alegato Final de la OIPC, 6 de marzo de 2020, a las páginas 9-11

¹²²⁹ *Id.* a las páginas 5-6.

¹²³⁰ *Id.* a las páginas 10-11.

¹²³¹ *Id.* a las páginas 6-7.

¹²³² *Id.* a la página 10.

¹²³³ *Id.* a las páginas 11-13.

¹²³⁴ Alegato de Réplica de la OIPC, 20 de abril de 2020, páginas 4-5.

¹²³⁵ *Id.* a la página 7



apoyar plantas de energía virtual.¹²³⁶ La OIPC expresa duda de que los clientes estarán de acuerdo en darle control de sus recursos de batería a la Autoridad como parte de plantas de energía virtuales, porque los clientes tendrán preocupaciones de tener energía confiable en caso de un apagón.¹²³⁷ La OIPC argumenta que los costos de almacenamiento en descenso y el incremento de confiabilidad de la red pueden mitigar esta preocupación de los clientes.¹²³⁸ En cuanto a la hidroelectricidad, la OIPC sugiere que el Negociado de Energía requiera a la Autoridad el conducir un estudio de modernización para las facilidades hidroeléctricas existentes y evaluar el integrar generación de energía a las plantas depuradoras de agua.¹²³⁹

844. El Alegato de Réplica de la OIPC también indica que la OIPC ha revisado los comentarios sometidos por los miembros del público. El alegato transmite el entendimiento de la OIPC de que los comentaristas públicos no están a favor de los nuevos recursos de combustible fósil reflejados en el PIR propuesto.¹²⁴⁰

6. Organizaciones Locales Ambientales (“LEOs”)

845. En su Testimonio pre-radicado, el Sr. Ronny Sandoval provee observaciones sobre el Plan de Acción propuesto, con un enfoque en planificación y MiniRedes. Testifica que las inversiones de MiniRedes en el Plan de Acción completamente evitan los esfuerzos de los accionistas del Grupo de Trabajo de Resiliencia del Proceso de Planificación del Sistema de Distribución.¹²⁴¹ Indica que “[s]in desarrollar un entendimiento común con accionistas de cómo medir el progreso para lograr resiliencia, examinar las condiciones de las que uno trata hacerse resiliente contra, etc. no es posible determinar si las inversiones propuestas realmente proveen los sistemas más eficientes y suficientemente confiables que pueden desarrollarse.”¹²⁴² El Sr. Sandoval testifica que una forma en que la resiliencia difiere de la confiabilidad es que la resiliencia se enfoca en el impacto a los humanos contrario al rendimiento del sistema. Como resultado, “involucrar a los accionistas directamente en estos asuntos es la única manera de asegurar los impactos humanos asociados a interrupciones

¹²³⁶ *Id.* página 14.

¹²³⁷ *Id.* página 13.

¹²³⁸ *Id.* página 14.

¹²³⁹ *Id.* página 12.

¹²⁴⁰ *Id.* página 16.

¹²⁴¹ Testimonio pre-radicado de Ronny Sandoval, 23 de octubre de 2019, página 7.

¹²⁴² *Id.* página 8.



eléctricas se manejen eficientemente.”¹²⁴³ El Sr. Sandoval identifica áreas particulares que la Autoridad debe atender para hacer una transición a un paradigma de Planificación de Distribución Integrada, incluyendo pronóstico, modelaje de sistema, análisis de capacidad de “hosting”, consideración de alternativas sin cables e involucración significativa de accionistas.¹²⁴⁴ El Sr. Sandoval también sugiere que el desempeño de la Autoridad relacionado a la confiabilidad y la involucración de clientes se rastree con métricas.¹²⁴⁵

846. En cuanto a las inversiones de MiniRedes, el Sr. Sandoval adicionalmente dispone que el Plan de Acción debe “tomar en cuenta la habilidad de los sistemas que ya están en línea [instalados por clientes de la Autoridad] para cumplir con sus propias necesidades de resiliencia determinando cuanta infraestructura adicional la Autoridad necesita invertir.”¹²⁴⁶ Testifica que apoyar implementación de DER para atender cargas críticas también incluiría expedir el acceso a mapas de capacidad de “hosting”, optimizar los procesos de interconexión, y otros elementos de Planificación de Sistema de Distribución.¹²⁴⁷ El Sr. Sandoval sugiere que la Autoridad debe considerar una “implementación gradual de inversiones de resiliencia, comenzando por áreas que tengan recursos de generación ya establecidos y puedan requerir inversiones incrementales más bajas comparativamente en infraestructura de transmisión.¹²⁴⁸ Este identifica el área de San Juan como el lugar para comenzar las inversiones de MiniRedes. Indica que otras áreas pueden ser aptas para una estrategia basada más en microrredes que en MiniRedes.¹²⁴⁹

847. En su Alegato Final, LEO insta al Negociado de Energía a rechazar el Plan de Acción propuesto porque:

- La Autoridad sobreestimó el costo de generación distribuida y energía solar fotovoltaica a escala de empresa de servicios públicos (utility-scale);¹²⁵⁰

¹²⁴³ *Id.* página 9.

¹²⁴⁴ *Id.* a las páginas 23-30.

¹²⁴⁵ *Id.* a las páginas 33-34.

¹²⁴⁶ *Id.* a la página 10.

¹²⁴⁷ *Id.*

¹²⁴⁸ *Id.* a la página 15.

¹²⁴⁹ *Id.*

¹²⁵⁰ Alegato Final de LEOs, 6 de marzo de 2020, a la página 10-14



- La Autoridad falló en tomar en cuenta la habilidad de energía renovable y almacenamiento para proveer resiliencia, y de esa manera corrigió recursos térmicos no necesarios en su propuesta de MiniRed;¹²⁵¹
- La Autoridad propone reservar márgenes que son más altos de lo necesario, y de esa manera crea costos más altos;¹²⁵²
- El trato de eficiencia energética en el PIR Propuesto es insuficiente, ,¹²⁵³ y si las cargas son más altas que el caso base, el plan ESM no cumple con los requisitos RPS de la Ley 17;¹²⁵⁴
- El IRP propuesto no incluye el impacto de los vehículos eléctricos;¹²⁵⁵ y
- El Plan de Acción Propuesto no incluye planes específicos para implementar energía solar fotovoltaica al ritmo vislumbrado en el PIR propuesto.¹²⁵⁶

848. LEOs instan además al Negociado de Energía a rechazar la propuesta del Plan de Acción de gastar \$3.8 billones para transmisión para apoyar el concepto de MiniRedes. Argumentan que esta conclusión se apoya en la evidencia que indica una falta de certidumbre en cuanto a cuáles inversiones son requeridas;¹²⁵⁷ que el concepto de MiniRedes tiene un solo punto de fallo en el recurso térmico sirviendo cargas críticas;¹²⁵⁸ y que la Autoridad no se ha involucrado con el público o con el Grupo de Trabajo de Resiliencia en el proceso de Planificación del Sistema de Distribución del Negociado de Energía en cuanto al concepto de MiniRedes.¹²⁵⁹

849. LEOs indican que el Negociado de Energía debe rechazar el componente del Plan de Acción de obtener permisos e ingeniería preliminar para posibles CCGTs en Yabucoa y Mayagüez porque estas opciones de generación nunca fueron seleccionadas como una opción económica en el modelaje Aurora;¹²⁶⁰ mantener la cobertura financiera crea un costo de oportunidad removiendo

¹²⁵¹ *Id.* a las páginas 16-19

¹²⁵² *Id.* a las páginas 19-24

¹²⁵³ *Id.* a las páginas 24-29

¹²⁵⁴ *Id.* a las páginas 26

¹²⁵⁵ *Id.* a las páginas 29-30.

¹²⁵⁶ *Id.* a las páginas 31.

¹²⁵⁷ *Id.* a las páginas. 35 y 39

¹²⁵⁸ *Id.* a las páginas 36-37.

¹²⁵⁹ *Id.* a la página 37.

¹²⁶⁰ *Id.* a la página 44



recursos de añadir cuanta energía fotovoltaica como sea practicable, tan rápido como sea posible;¹²⁶¹ y el riesgo que los fondos gastados en mantener esta cobertura financiera se gastarían sin dirigirse a proyectos reales que beneficiarían a clientes contribuyentes en vez de en generación renovable modular que pueda tener una tasa estable de implementaciones exitosas.¹²⁶²

850. El Alegato Final de los LEOs sugiere acciones que el Negociado de Energía debe incluir en un Plan de Acción modificado. Estos incluyen:

- Lanzar programas EE de inicio rápido (incluyendo programas dirigidos hacia calentamiento solar de agua y refrigeración);¹²⁶³
- Ir tras DR de clientes comerciales e industriales;¹²⁶⁴
- Adoptar las recomendaciones del grupo de trabajo de eficiencia energética del Negociado de Energía;¹²⁶⁵
- Facilitar la integración of DG, renovables y almacenamiento, a través:
 - Interconexión automática bajo el *Comunicado Técnico 19-02*¹²⁶⁶;
 - Coordinación con dueños para obtener visibilidad y habilitar VPPs;
 - Coordinación para desarrollar un plan de involucración de clientes; y
 - Incentivos para clientes que implementan sistemas de distribución solar y almacenamiento;¹²⁶⁷ y
- Investigar alternativas que no sean de cables para inversiones de MiniRed a través del uso de microrredes y almacenamiento distribuido para proveer resiliencia.¹²⁶⁸

851. En el Alegato de Réplica de los LEOs, los LEOs atienden los temas traídos por el Negociado de Energía sobre la energía solar de techo, generación

¹²⁶¹ *Id.* a la página 45.

¹²⁶² *Id.* a la página 46.

¹²⁶³ *Id.* a la página 27.

¹²⁶⁴ *Id.* a la página 29.

¹²⁶⁵ *Id.* a la página 28.

¹²⁶⁶ <https://Autoridadpr.com/es-pr/Site-Servicios/ComunicadosTecnicos/Comunicados%20Tecnicos%202019.pdf>

¹²⁶⁷ *Id.* a las páginas 31-34.

¹²⁶⁸ *Id.* a la página 40.



hidroeléctrica, y plantas virtuales de generación de energía. En cuanto a la energía solar de techo, los LEOs reiteran las acciones en su Alegato de Réplica y añaden una recomendación para abrir un “docket” para examinar las opciones para financiar generación distribuida.¹²⁶⁹ Los LEOs indican que con estas acciones establecidas, Puerto Rico puede alcanzar las metas de la propuesta *Queremos Sol* (que 75% de los hogares tengan energía solar de techo de aproximadamente 1.5 kW acompañados por 10 kWh de almacenamiento de energía para el 2035).¹²⁷⁰ Sobre la generación hidroeléctrica los LEOs apoyan un estudio para el potencial de rehabilitar plantas hidroeléctricas existentes así como el potencial de usar tecnología micro-hidroeléctrica más nueva para crear facilidades distribuidas.¹²⁷¹

852. Sobre los VPPs, los LEOs expresan su apoyo general para la agregación como una manera de capturar el valor del sistema eléctrico de los sistemas iniciados por clientes.¹²⁷² Ellos enfatizan que los procesos de contratación para agregados VPP son importantes, e instan al Negociado de Energía para que garantice que se cumpla con su Reglamento 8815.¹²⁷³ Los LEOs indican que la transparencia en cuanto a las necesidades de la red es importante para habilitar respondedores potenciales para desarrollar propuestas novedosas y eficientes.¹²⁷⁴ Los LEOs expresan preocupación de que la agregación no sea la única solución para generación distribuida, ya que los Puertorriqueños de bajo ingreso requieren un modelo distinto para poder pagar energía solar y almacenamiento.¹²⁷⁵ Los LEOs indican que la Autoridad debe crear programas para traer los beneficios de generación distribuida a comunidades de bajos ingresos.¹²⁷⁶

7. Interventores Sin Fines de Lucro (“NFP”, por sus siglas en español)

853. En su Testimonio pre-radicalado, el Sr. Eric Ackerman testificó que el Plan de Acción debe atender métodos avanzados de planificación de redes eléctricas (también conocidos como Planificación de Distribución Integrada y

¹²⁶⁹ Alegato de Réplica de LEOs, 20 de abril de 2020, a la página 5.

¹²⁷⁰ *Id.*

¹²⁷¹ *Id.* a la página 7.

¹²⁷² *Id.* a la página 8.

¹²⁷³ *Id.* a la página 9.

¹²⁷⁴ *Id.* a la página 10.

¹²⁷⁵ *Id.* a la página 8-9.

¹²⁷⁶ *Id.* a la página 11.



Planificación Integrada de Red).¹²⁷⁷ Indica que estos métodos utilizan análisis “bottoms-up” para evaluar cargas en el nivel de distribución de circuito, utilizan nuevas herramientas para simular flujos de energía eléctrica en la red de distribución, y evalúan capacidad de “hosting” y múltiples escenarios de crecimiento DER.¹²⁷⁸ También indica que estos métodos evalúan los costos y beneficios de nuevas aplicaciones DER basados en su localización en la red, y permitiría a la Autoridad optimizar el uso de DERs para confiabilidad incrementada y resiliencia de cargas críticas.¹²⁷⁹ El Sr. Ackerman indica que deben añadirse tres tareas al Plan de Acción para utilizar Planificación Avanzada de la Red: 1) llevar a cabo una auditoría para evaluar las capacidades de planificación la Autoridad en relación a lo que sería requerido para implementar la Planificación Avanzada de la Red, identificar a los recursos requeridos, y desarrollar un plan de múltiples años para introducir la Planificación Avanzada de la Red; 2) llevar a cabo un entrenamiento para incrementar el entendimiento de la Planificación Avanzada de la Red y las herramientas de programa requeridas para implementarlo; y 3) crear un grupo de usuarios con participantes de Hawaii, California, y Puerto Rico para compartir información y soluciones.¹²⁸⁰ El Sr. Ackerman concluye que hasta que no se implementen los métodos de planificación avanzada de la red para dirigir inversiones, el Negociado de Energía debe requerir que la Autoridad revise su enfoque de MiniRedes y aprobar únicamente inversiones mínimas en turbinas de gas y la infraestructura de suministro de LNG.¹²⁸¹

854. El Sr. Ackerman también testifica que el Plan de Acción propuesto debe atender una estrategia abarcadora para la involucración de los clientes incluyendo colaboración con clientes para atraer prosumidores, y provee una lista de potenciales elementos para una estrategia para facultar a los clientes que incluye compensación por servicio complementario, el uso de metros avanzados, interconexión simplificada y expandir programas EE y DR.¹²⁸²

855. En su Testimonio Suplementario, el Sr. Ackerman indica que el Plan de Acción propuesto debe ser realizado para implementar “una estrategia completa para la involucración de clientes” para adquirir eficiencia energética, que probablemente sea la fuente más económica de oferta en vista de la prima de

¹²⁷⁷ Testimonio del Sr. Eric Ackerman, 22 de octubre de 2019, a la página 12.

¹²⁷⁸ *Id.* a la página 13

¹²⁷⁹ *Id.*

¹²⁸⁰ *Id.* a las páginas 15-17.

¹²⁸¹ *Id.* a la página 24.

¹²⁸² *Id.* a la página 17-19



riesgo relacionado con quiebra que se asociaría con inversiones del lado de la oferta.¹²⁸³ Indica que la involucración de clientes debe incluir educación abarcadora de clientes sobre opciones costo efectivas para EE y DR, y que la Autoridad y el Negociado de Energía deben considerar utilizar incentivos y financiamiento en la factura para promover la participación de cliente en programas EE y DR.¹²⁸⁴

856. En su Testimonio pre-radificado, el Sr. José Alemán testifica que la generación hidroeléctrica debe ser prioridad sobre la generación de gas natural en el PIR propuesto, esto porque cuesta menos y provee beneficios adicionales como carga base y recurso de arranque en cero conocido en la industria como “black-start resource” .¹²⁸⁵ Además, testifica que el Negociado de Energía debe requerir a la Autoridad que lleve a cabo un análisis y evaluaciones de recursos hidroeléctricos incluyendo los costos de revisión y reparación de unidades existentes (incluyendo unidades no operacionales), y requerir a la Autoridad que desarrolle un plan de acción específico y detallado para cada sitio hidroeléctrico.¹²⁸⁶

857. En su Argumento de Cierre y Alegato, los Interventores NFP argumentan que el Negociado de Energía afronta el Plan de Acción sabiendo que va a tener que continuar proveyendo planes de supervisión y revisión en múltiples ocasiones entre ahora y el 2038.¹²⁸⁷ Los Interventores NFP sugieren cuatro áreas para realzar el Plan de Acción PIR: 1) implementar Planificación Avanzada de la Red, 2) involucrar clientes; 3) procesar solicitudes de interconexión; y 4) visitar la estrategia para facilidades críticas.¹²⁸⁸ A través de estas áreas, los Interventores NFP argumentan para el uso de herramientas analíticas, aprendiendo de estrategias utilizadas en otros sitios, y utilizando colaboraciones o grupos de usuarios. También indican que el Negociado de Energía debe aprobar la cantidad de suministro de energía necesitada, y sus características requeridas, pero no tecnologías específicas.¹²⁸⁹ En cuanto a la hidroelectricidad, el NFP reitera las conclusiones del Sr. Alemán y argumenta que un PIR que no incluya planes específicos para facilidades hidroeléctricas priva a la isla de un recurso importante de energía renovable que también

¹²⁸³ Testimonio Suplementario de Eric Ackerman, 10 de diciembre de 2019, páginas 3-4.

¹²⁸⁴ *Id.* a la página 4.

¹²⁸⁵ Testimonio del Sr. José Alemán, 22 de octubre de 2019., página 8-10.

¹²⁸⁶ *Id.* a la página 10-11.

¹²⁸⁷ Argumento de Cierre y Alegato de los Interventores NFP, 6 de marzo de 2020, a la página 17.

¹²⁸⁸ *Id.* página 18

¹²⁸⁹ *Id.* página 19.



puede proveer confiabilidad de sistema y resiliencia para las áreas centrales montañosas donde vive la mayoría de la gente socio-económicamente vulnerable en Puerto Rico.¹²⁹⁰

8. Progresión de Energía

858. En su Testimonio pre-radicado, el Sr. Kevin Banister testifica que la Autoridad debe llevar a cabo un análisis adicional de viento que sopla de la tierra al mar, y que el Plan de Acción debe incluir hasta 500 MW de viento que sopla de la tierra al mar.¹²⁹¹

9. Asociación de Almacenamiento Solar y de Energía- Puerto Rico (“SESA-PR” por sus siglas en ingles)

859. En su Réplica a los Alegatos Finales, SESA-PR recomienda que el proceso de desarrollar el próximo PIR comience antes, en relación con la fecha de compleción esperada y sea desarrollado en colaboración con accionistas.¹²⁹² SESA-PR también identifica porciones de los alegatos finales de otras partes con los cuales está de acuerdo; las posiciones de estas partes están resumidas en las porciones correspondientes de esta sección.

10. Sunrun

860. En su Testimonio pre-radicado, el Sr. Christopher Rauscher testifica que los VPPs deben de ser explícitamente contratados, aun si los recursos componentes han sido desplegados “autónomamente” por clientes.¹²⁹³ En particular, testifica que los VPPs deben contratarse antes que otros recursos para poder servir el propósito de desplazar o reducir la necesidad de esos otros recursos.¹²⁹⁴ El Sr. Rauscher testifica adicionalmente que la Autoridad no necesitaría comunicaciones directas con cada componente de un VPP.¹²⁹⁵ En vez, la Autoridad podría comunicarse con un agregado, que en cambio tendría comunicación independiente con los componentes a través de conexiones por celular o Wi-Fi de clientes.¹²⁹⁶ Indica que la Autoridad no tendría que hacer

¹²⁹⁰ *Id.* página 19-20.

¹²⁹¹ Testimonio Pre-radicado de Kevin Banister, 23 de octubre de 2019, líneas 266-268 y 277.

¹²⁹² SESA-PR, Réplica a Alegatos Finales, 20 de abril de 2020, a la página 2.

¹²⁹³ Testimonio Pre-radicado del Sr. Christopher Rauscher, 23 de octubre de 2019, a la página 9.

¹²⁹⁴ *Id.*

¹²⁹⁵ *Id.* a la página 15.

¹²⁹⁶ *Id.*



ningún cambio a facturación, estructuras de tarifas, o comunicaciones a los clientes, porque el agregado maneja esos aspectos de la relación VPP-participante (incluyendo compartir el ingreso de cualesquiera pagos que la Autoridad hace por el desempeño del VPP).¹²⁹⁷

861. En su Alegato Final, Sunrun argumenta que el PIR propuesto debe incluir VPPs como “primera decisión, solución costo-eficiente (“no regrets”), y por tanto informar acciones de contratación de recursos de la Autoridad a corto plazo.”¹²⁹⁸ Sunrun estudia los mandatos estatutarios relacionados al PIR y a la generación distribuida, incluyendo particularmente la Ley 17 para proveer apoyo para que el PIR incluya acciones en apoyo de los VPPs.¹²⁹⁹ Sunrun enfatiza la importancia del Plan de Acción PIR en dirigir la contratación esperada, según descrito en el Reglamento 9021.¹³⁰⁰

862. El Negociado de Energía específicamente solicitó que los Alegatos de Réplica atendieran los VPPs.¹³⁰¹ En su Alegato de Réplica, Sunrun propone dos posibles enfoques para contratación VPP.¹³⁰² Al primero se le refiere como “utility offtake” y consistiría en que los techos de los edificios públicos (con un tamaño mínimo promedio del techo de 10,000 pies cuadrados) estén disponibles para un acuerdo de alquiler de techo de \$0 a cambio de energía de repuesto en los edificios. La Autoridad o el licitador impondrían el radio de almacenamiento de energía a la energía generada, la Autoridad tendría que compensar al licitador por una energía combinada y capacidad de producto, o por los dos servicios separadamente. El segundo posible enfoque es procurar la capacidad de proyectos participando en métricas de generación neta. En cualquiera de los dos casos, Sunrun propone que se le invite al licitador a someter licitaciones en unidades de 10 MW, hasta 300 MW.¹³⁰³ Sunrun adicionalmente describe varias estrategias para VPPs como operando en los E. U., incluyendo programas de “traer tu propio dispositivo”,¹³⁰⁴ y argumenta que

¹²⁹⁷ *Id.* a la página 16-17.

¹²⁹⁸ Sunrun, Alegato Final Sustantivo, 6 de marzo de 2020, a la página 2.

¹²⁹⁹ *Id.* a la página 10-11.

¹³⁰⁰ *Id.* a la página 11-12.

¹³⁰¹ Véase, Resolución y Orden, In Re: Revisión del Plan de Recursos Integrados de la Autoridad d Energía Eléctrica de Puerto Rico, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, 3 de marzo de 2020, en los temas identificados durante el Proceso de Comentarios Públicos que las partes deben atender en sus Alegatos de Réplica.

¹³⁰² Sunrun, Alegato en Cumplimiento con Orden, 20 de abril de 2020, a la página 2.

¹³⁰³ *Id.* a la página 1.

¹³⁰⁴ *Id.* a la página 4.



el Negociado de Energía debe integrar y adoptar estrategias probadas en cuanto a los VPPs en el Plan de Acción.¹³⁰⁵

11. Wartsila

863. En su Alegato Final, Wartsila recomienda que el Negociado de Energía trate el PIR propuesto como un mapa de ruta, y que cualquier RFP que resulte debe ser lo más amplio posible.¹³⁰⁶

12. *Amicus Curiae*

a. Rocky Mountain Institute (RMI)

864. En su Alegato Enmendado, RMI atiende la inclusión en el Plan de Acción de las actividades preliminares de permisos e ingeniería para los terminales de LNG y generación de gas en Mayagüez y Yabucoa. RMI argumenta que perseguir tales actividades preliminares es “particularmente cuestionable dado que los límites de las capacidades internas de la Autoridad son citados como justificación para reducir el ritmo de adquisición de energía solar fotovoltaica.”¹³⁰⁷ RMI argumenta que dirigir recursos limitados hacia facilidades que puede que jamás se construyan representa un “costo de oportunidad significativo” porque puede limitar la capacidad disponible para integrar energía solar y almacenamiento en el sistema de energía.¹³⁰⁸ RMI indica que el Negociado de Energía no debe aprobar el LNG o generación de gas en Mayagüez o Yabucoa, y debe restringir la habilidad de la Autoridad de utilizar recursos limitados de personal en tales proyectos.¹³⁰⁹ En cuanto a Palo Seco, RMI insta al Negociado de Energía a escudriñar la justificación para tal facilidad debido al hecho de que los casos sin Palo Seco son comparables en costo y en costos de energías solares pueden ser más bajos que lo asumido en el PIR Propuesto. RMI dirige la atención del Negociado de Energía al caso S3S2S8, que ofrece costos comparables a S4S2 mientras que provee una transición más directa a 100% energía renovable y limitando riesgo de la pérdida de los costos.¹³¹⁰ RMI adicionalmente argumenta que despachar S3S2S8 por ser un cambio mayor del status quo (al alejarse de los recursos

¹³⁰⁵ *Id.*

¹³⁰⁶ Wartsila North America, Inc., Alegato Legal y Sustantivo Final, 6 de marzo de 2020, a la página 1-2.

¹³⁰⁷ Rocky Mountain Institute, Alegato Enmendado de *Amicus*, 20 de diciembre de 2019, página 16

¹³⁰⁸ *Id.*

¹³⁰⁹ *Id.*

¹³¹⁰ *Id.* a la página 17.



térmicos) no está justificado porque el modelaje del PIR propuesto demuestra que S3S2S8 satisface demanda y Puerto Rico eventualmente requerirá el retiro de toda la generación térmica no renovable.¹³¹¹

865. En cuanto a los recursos distribuidos y los VPPs, RMI argumenta que el Negociado de Energía debe establecer guías claras de contratación para que los recursos distribuidos no se excluyan indebidamente.¹³¹² Esto incluye no establecer cantidades mínimas de licitación muy altas—RMI cita proyectos de mucho menos de 10 MW en capacidad—y evitando requisitos técnicos impropios.¹³¹³

C. Refutación de la Autoridad y Alegatos

1. Testimonio de Refutación

866. En su testimonio de refutación para la Autoridad, el Dr. Bacalao responde a la preocupación del Sr. Moe's (en testimonio para AES-PR) de que no haya capital disponible para la Autoridad en la cantidad y costo que fue asumido en el PIR. El Sr. Bacalao indica que el riesgo de que no haya capital disponible, o sea muy caro, existe en todos los escenarios del PIR.¹³¹⁴ Sin embargo, argumenta que para propósitos de planificación es razonable asumir que hay capital disponible porque el hacer cualquier otra conjetura “esencialmente paralizaría el proceso de planificación, lo que haría que el proceso de planificación de recursos integrados fuese un ejercicio completamente fútil.”¹³¹⁵

867. En su Alegato Final, la Autoridad mayormente reitera el fundamento para recomendar el Plan de Acción propuesto, que esta esbozado en el mismo PIR. En particular, la Autoridad indica que cree que el Plan de Acción Propuesto provee la “más robusta estrategia para transformar el conjunto de recursos de generación eléctrica de Puerto Rico y acelerando la penetración de energías renovables a la meta de lograr el cumplimiento con la meta de política de energía de 100% de energía renovable.”¹³¹⁶ La Autoridad reitera su apoyo al desarrollo de coberturas “hedges” de gas natural que puedan ser desarrolladas y construidas, de ser necesario, para atender déficits en otras fuentes de generación. En su alegato, la Autoridad también provee una historia y

¹³¹¹ *Id.* a la página 18.

¹³¹² *Id.* a la página 23.

¹³¹³ *Id.*

¹³¹⁴ Testimonio de Refutación de Nelson Bacalao, 20 de diciembre de 2019, página 14.

¹³¹⁵ *Id.*

¹³¹⁶ Alegato Final de la Autoridad, 6 de marzo de 2020, página 26.



justificación para el Plan ESM que no se presenta como una historia singular en otro lugar del PIR o testimonio de la Autoridad. La Autoridad describe que el Plan ESM refleja la colaboración con expertos liderados por la Oficina Central para Recuperación, Reconstrucción, y Resistencia (“COR3, por sus siglas en inglés”).¹³¹⁷ La COR3 publicó un Plan de Modernización del Sistema de Energía en febrero de 2019,¹³¹⁸ pero estaba en desarrollo al momento de informar el desarrollo del escenario para el PIR en noviembre de 2018.¹³¹⁹ PREPA modeló un escenario ESM como una versión modificada del escenario S4S2, con decisiones fijas adicionales.¹³²⁰ El escenario ESM subsiguientemente ha sido ajustado para tomar en cuenta la aprobación de la Ley 17, el incremento de la dependencia en la generación distribuida, y el incremento de la eficiencia energética, entre otros cambios.¹³²¹ La Autoridad explica que el Plan de Acción, basado en el Plan ESM y el escenario ESM está designado para retener flexibilidad para tomar en cuenta lagunas entre oferta y demanda al desarrollar oportunidades de generación de recursos y entonces solo construyéndolas “si la carga se desvía del pronóstico del PIR propuesto o la generación renovable y los recursos de almacenamiento que no están realmente disponibles al grado requerido para satisfacer la carga.”¹³²²

868. El Alegato de Réplica de la Autoridad atiende numerosos temas traídos por los interventores, y en respuesta provee mayor claridad sobre la posición de la Autoridad en cuanto a temas relevantes al Plan de Acción propuesto, incluyendo límites prácticos al ritmo de despliegue de la energía solar fotovoltaica y almacenamiento de la energía de batería; la dependencia en generación de gas, el valor de coberturas financieras y los méritos del Plan de Acción propuesto comparado con los escenarios S3S2S8 y S4S2S9 favorecidos por algunos interventores; el balance de planificación apropiado entre sistemas de energía solar fotovoltaica de techo distribuida y generación a escala de empresa de servicios públicos; el rol de los VPPs; y las inversiones de transmisión para apoyar MiniRedes.

869. En cuanto a los límites en el ritmo de despliegue para energía solar fotovoltaica y BESS, la Autoridad argumenta que el Plan de Acción incluye la adopción de estos recursos a un ritmo que cumplirá con todos los requisitos

¹³¹⁷ *Id.* a la página 28-29.

¹³¹⁸ *Id.* a la página 30.

¹³¹⁹ *Id.* a la página 31.

¹³²⁰ El documento de trabajo de la Autoridad “Considerations on the ESM Plan.docx”, página 1

¹³²¹ Alegato Final de la Autoridad, 6 de marzo de 2020, página 32.

¹³²² *Id.* a la página 33.



legales, incluyendo los RPS.¹³²³ La Autoridad enfatiza que el Plan de Acción propuesto “reflejaría el más rápido despliegue de energías renovables, almacenamiento de energía de batería y generación distribuida que se consideren viables”.¹³²⁴ La Autoridad argumenta que otras partes no han presentado evidencia de que los límites utilizados en el desarrollo del Plan de Acción son irrazonables, ni de que la Autoridad no tenga alguna restricción en el ritmo en el que los recursos pueden añadirse.¹³²⁵ La Autoridad concluye que observar los límites anuales “no inhibirá a la Autoridad de lograr un ritmo de integración de energía renovable y de sistemas de almacenamiento de energía de batería que nunca antes ha sido logrado.”¹³²⁶

870. En cuanto a la dependencia en la generación de gas y el valor de mantener coberturas financieras, PREPA argumenta que “[e]ncaminarse en la ruta de no involucrarse en el pre-desarrollo temprano y permitir esfuerzos para las facilidades a gas de Yabucoa y Mayagüez dejaría a la Autoridad expuesta a la responsabilidad de lidiar con cargas más altas mediante generación ineficiente y costosa, o contratando para la instalación de mayor capacidad de generación renovable que lo que sería económico.”¹³²⁷ La Autoridad adicionalmente dispone que utilizar S3S2S9 o S4S2S9 (según modificado por EDF y OPIC en sus alegatos) “imposibilitaría el desarrollo de un recurso de generación grande en el norte, en Palo Seco, cerca del centro de carga de San Juan, el cual la Autoridad y el Departamento de Energía de E.U. creen que sería críticamente importante para el mantenimiento de servicio en el norte durante y tras eventos climáticos que impacten líneas de transmisión de larga distancia.”¹³²⁸ La Autoridad asegura a las partes y al Negociado de Energía que “la aprobación del Plan de Acción, según sometido al Negociado de Energía, no le daría a la Autoridad la autorización de entrar unilateralmente en contratos de contratación de recursos de generación individual, de surgir las condiciones adecuadas; ya que según los reglamentos y leyes aplicables, el Negociado de Energía es la entidad que debe revisar y autorizar cada decisión de la Autoridad de solicitar y contratar recursos de generación particulares.”¹³²⁹

¹³²³ Alegato de Respuesta de la Autoridad, 20 de abril de 2020, página 17.

¹³²⁴ *Id.* a la página 19.

¹³²⁵ *Id.* a la página 17.

¹³²⁶ *Id.* a la página 22.

¹³²⁷ *Id.* a la página 34.

¹³²⁸ *Id.* a la página 36.

¹³²⁹ *Id.* a la página 51.



871. En cuanto al balance de cartera entre los recursos de techo y a escala de empresa de servicios públicos (“utility-scale”), la Autoridad argumenta que no puede planificar basado en la “esperanza” que la energía solar de techo y sistemas de almacenamiento sean desarrollados al ritmo requerido para cumplir con la necesidad de Puerto Rico de energía solar y capacidad.¹³³⁰ La Autoridad identifica que las corridas de modelajes LTCE llevadas a cabo para el PIR incluyen el impacto de cantidades substanciales de generación distribuida, eficiencia energética, y respuesta de demanda, sin embargo demuestran que todavía hay una necesidad de cantidades grandes de generación de energía renovable a escala de empresa de servicios públicos (“utility-scale”) y cantidades menores de generación de gas.¹³³¹
872. En cuanto a los VPPs, el Alegato de Réplica de la Autoridad indica que “si se ofrecen arreglos VPP apropiadamente documentados en las solicitudes de recursos contempladas por el PIR propuesto, y se demuestra que son confiables y competitivos con recursos a escala de empresa de servicios públicos (“utility-scale”), no hay razón por la cual la Autoridad no los seleccione.”¹³³²
873. En cuanto a las inversiones de transmisiones para apoyar la propuesta de MiniRed del PIR, la Autoridad señala que las inversiones de transmisión identificadas permitirían la generación a escala de empresa de servicios públicos servir de carga local como secuela de un evento mayor.¹³³³ La Autoridad reitera que el análisis del valor de carga perdida presentado en el PIR propuesto demuestra que si la propuesta de la MiniRed previene una carga perdida para un periodo de varias semanas, la inversión se justificaría. En cuanto a la necesidad de generación térmica para suplir cargas críticas, la Autoridad indica que en el caso que los recursos renovables y de almacenamiento que puedan estar “disponibles cuando sean necesarios”, el Plan Preferido de Recursos o Plan de Acción no prohíbe utilizar estos recursos en vez de fuentes térmicas.”¹³³⁴

D. Discusión

874. El Reglamento 9021¹³³⁵ describe los requisitos de documentación y desarrollo para un Plan de Acción. Señala que el Plan de Acción será basado en un Plan

¹³³⁰ *Id.* a la página 10.

¹³³¹ *Id.* a la página 24.

¹³³² *Id.* a la página 10.

¹³³³ *Id.* a la página 38-39.

¹³³⁴ *Id.* a la página 9.

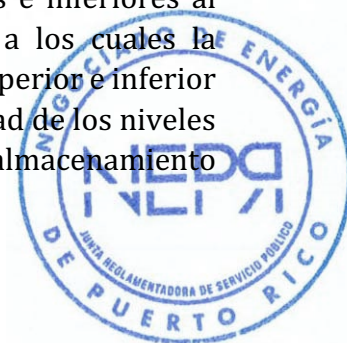
¹³³⁵ Reglamento 9021, §§ 2.03 (K) (1) y (2).



Preferido de Recursos y cubrirá no menos que un periodo de cinco años desde la fecha de la radicación del PIR propuesto. El Plan de Acción incluirá una tabla de acciones claves incluyendo los procesos de contratación esperados, y las adquisiciones deseadas del lado de la demanda, del lado de la oferta, transmisión, distribución y recursos de infraestructura de combustible. También incluirá retiros o modernizaciones de recursos de generación existentes, entrada en o cesación de acuerdos de compra de energía y cualesquiera otros compromisos de recursos. El Plan de Acción Modificado descrito abajo contiene esas acciones.

1. Plan Preferido de Recursos de la Autoridad

875. La Autoridad propuso el escenario ESM como su Plan Preferido de Recursos. El Negociado de Energía **NO APRUEBA** el Plan Preferido de Recursos de la Autoridad, según discutido en la Parte III(G) arriba. La Parte III(G) arriba encontró que una mayor dependencia en energía solar fotovoltaica y recursos de batería y un mayor ritmo de instalación de esos recursos, y menor dependencia en recursos de gas, era un plan de recurso de menor precio utilizando el valor presente de requisitos de ingresos públicos. El Negociado de Energía **DETERMINA** que el incremento en el despliegue de energía solar fotovoltaica y los recursos de batería debe perseguirse si los resultados de los procesos de contratación encontraron que los costos reflejan los parámetros asociados con el Escenario S3S2 (para todos los niveles de carga bajo ese Escenario) y si esos recursos están disponibles para instalación más rápida que lo que se asumía para el Plan ESM de la Autoridad.
876. El Negociado de Energía **DETERMINA** que un Plan de Recursos Preferidos Modificados para la planificación inicial de la adquisición incluye las cantidades de energía solar fotovoltaica y de batería contenidas en el Escenario S3S2B durante los primeros cinco años del período del Plan de Acción. El Negociado de Energía **CONSIDERA** que, con el fin de determinar los objetivos generales de instalación de recursos de energía renovable para el sistema de la Autoridad, el Plan de Recursos Preferidos Modificados incluye el nivel de DG modelado directamente como insumo en todos los escenarios de recursos de la Autoridad. El Negociado de Energía **DETERMINA** que estas cantidades en total reflejan los objetivos generales de instalación para el sistema de la Autoridad, que se cumplirán mediante una combinación de compras directas, descritas **Error! Reference source not found.**a continuación se resumen estas cantidades, que indican una gama de recursos de almacenamiento de energía renovable y energía de las baterías que servirán como límites superiores e inferiores al considerar los niveles generales de contratación en torno a los cuales la Autoridad formulará un plan de adquisiciones. Estos límites superior e inferior están formados por los resultados del modelado de la Autoridad de los niveles de carga base "Full EE" y "Low EE", y reflejan las adiciones de almacenamiento



de energía solar fotovoltaica y de batería observadas en 2025 en el Apéndice C **Error! Reference source not found.** que es de la respuesta de la Autoridad al ROI-10-5 del Negociado de Energía y refleja el patrón de instalación anual visto en los archivos métricos de la Autoridad para estos Escenarios.

Tabla 16. Metas En General de Instalación para Plan Preferido de Recursos Modificado [Comentario PREB: asegurarse de que la referencia cruzada sea la adecuada]

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Escenario S3S2B (ROI-10-5) Energía Solar Fotovoltaica, MW	-	300	900	1,500	2,100	2,700	3,060
Energía Solar Fotovoltaica, MW Propiedad del Cliente	208	273	310	339	368	397	428
Total de Energía Solar, MW	208	573	1,210	1,839	2,468	3,097	3,488
Almacenamiento de Energía de Batería, MW	40	240	840	1,160	1,360	1,360	1,360

Nota: "Total de Energía Solar" es la suma de GD solar del consumidor, y la cantidad de PV solar del resultado modelado del Escenario. Fuente: respuesta de Autoridad al ROI-10-5 del Negociado de Energía, adiciones de capacidad S3S2B; Apéndice 4, instalaciones solares GD.

877. El Plan Preferido de Recursos Modificado está basado en el Escenario S3S2B. El Plan Preferido Modificado de Recursos i) contiene un nivel incrementado de energía solar fotovoltaica y recursos de batería relacionados al Escenario ESM de la Autoridad, ii) excluye la necesidad de una nueva unidad de ciclo combinado en Palo Seco, y iii) excluye los nuevos recursos pico ("peaking") incluidos en el plan de la Autoridad como una decisión fija. Incluye recursos de Eficiencia energética según modelados en los escenarios de pronóstico de carga base de la Autoridad.

2. Plan de Acción Modificado

878. De acuerdo con los hallazgos y decisiones en esta Resolución y Orden Final, y según discutido abajo en esta Sección, el Negociado de Energía **MODIFICA** el Plan de Acción propuesto de la Autoridad. El Plan de Acción Modificado se predica, en una modificación al Plan Preferido de Recursos de la Autoridad y al



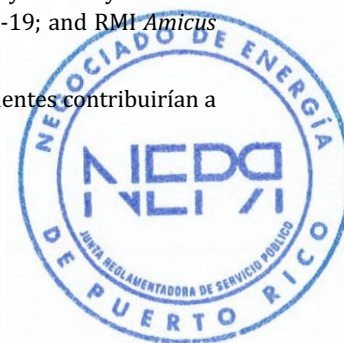
Escenario ESM, basados en la lógica esbozada en la Parte III(G) de esta Resolución y Orden Final.

879. De acuerdo con los hallazgos y decisiones en esta Resolución y Orden Final, y según discutido abajo en esta Sección, el Negociado de Energía **NO APRUEBA** el Plan de Acción propuesto de la Autoridad según presentado y **MODIFICA** el Plan de Acción propuesto. El Plan de Acción Modificado se predica, primero, en una modificación al Plan Preferido de Recursos de la Autoridad y al Escenario ESM, por la lógica esbozada en la Sección III(G) de esta Resolución y Orden Final. Esto incluye un nivel incrementado de energía renovable según esbozado en la Tabla 16 arriba. El Plan de Acción Modificado estará en efecto por cinco años desde la fecha de la emisión de esta Resolución y Orden Final, a menos que otra cosa disponga el Negociado de Energía.
880. El Plan de Acción Modificado depende de una combinación de fortalecimiento del sistema de transmisión y despliegue de recursos distribuidos para asegurar un sistema energético resiliente, además de los planes de la Autoridad para el fortalecimiento del sistema de distribución. El Negociado de Energía **ACEPTA** el **concepto** de MiniRedes como un mecanismo para proveer resiliencia durante la pérdida de transmisión u operaciones de sistema de distribución debido al mal tiempo. El cuerpo de evidencia de numerosos interventores en este procedimiento, incluyendo aquella de Sunrun, LEOs, Interventores NFP y RMI, confirma la viabilidad de los recursos distribuidos para proveer resistencia frente a la pérdida de transmisión u operaciones del sistema de distribución debido al mal tiempo.¹³³⁶ La Autoridad confirma su entendimiento que recursos distribuidos más pequeños pueden proveer apoyo para requisitos de resiliencia.¹³³⁷ Por tanto, el Negociado de Energía **NO ACEPTA** la generación térmica como el único recurso a utilizarse para cumplir con cargas críticas en regiones de MiniRed.
881. La Autoridad reconoce que se requiere “optimización adicional” para necesidades del sistema de transmisión como parte de su enfoque de MiniRed.¹³³⁸ En gran parte por esta falta de optimización, el Negociado de Energía **DESAPRUEBA** el gasto de \$5.9 billones en inversión de transmisión para la estrategia MiniRed según propuesto por la Autoridad. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que es necesario comenzar un procedimiento separado para determinar el nivel óptimo de fortalecimiento adicional de la transmisión,

¹³³⁶ For example, see Direct Testimony of Christopher Rauscher of Sunrun, pages 4-5; Direct Testimony of Ronny Sandoval for the LEOs at pages 13-21; Direct Testimony of Eric Ackerman for the NFP intervenors, pages 17-19; and RMI *Amicus Curiae* Brief at pages 3, and 20-24.

¹³³⁷ La Respuesta de la Autoridad a los ROI 1-1 y 1-2 de los NFPs indicando que los recursos de los clientes contribuirían a alcanzar la carga crítica y de prioridad. Alegato Final de la Autoridad, página 10.

¹³³⁸ Testimonio del Dr. Bacalao, Vista Evidenciaria, 5 febrero 2020, sesión de la mañana, circa 00:10.



más allá del endurecimiento de ciertos activos existentes según descrito en la Sección III(I) de esta Resolución y Orden Final. En este procedimiento separado, el Negociado de Energía evaluará la intersección de provisiones de resiliencia con mayores gastos de fortalecimiento de transmisión en (inicialmente) uno o dos regiones de la MiniRed; y provisiones de resiliencia mediante despliegue de recursos distribuidos locales. Los recursos distribuidos locales pueden proveer resiliencia y reducir los costos de transmisión de otra forma asociados con la estrategia propuesta de MiniRed de la Autoridad. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la provisión local de resiliencia distribuida incluye el establecimiento o apoyo de la microrred e incluye provisión de energía y capacidad por clientes o prosumidores.

882. La colocación de los clientes como centrales en el plan de la Autoridad¹³³⁹ debe permitir a dichos clientes el competir para proveer oferta de energía de recursos distribuidos como parte de los recursos disponibles para operar tras una tormenta severa. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la energía provista por los consumidores constituye una porción de la provisión local de resiliencia distribuida.
883. Este Plan de Acción Modificado consiste en directrices específicas a la Autoridad, incluyendo los siguientes componentes claves:
- Desarrollo por la Autoridad, con dirección del Negociado de Energía, de un plan detallado para la contratación de recursos renovables y almacenamiento de energía de batería para cumplir con el RPS;
 - Establecimiento de un nuevo procedimiento para explorar como mejor optimizar los gastos del sistema de transmisión en apoyo del concepto de MiniRed como y donde sea de más valor y costo-efectivo para los clientes. Este procedimiento incluirá la evaluación de una resiliencia de recurso distribuida suplementaria a potenciales inversiones de transmisión de MiniRed;
 - Determinación de calendarios de retiro para las unidades de generación de petróleo más antiguas (con la aprobación de conversión a operación de condensación sincrónica en algunas unidades), lo cual dependerá en cumplir metas específicas de confiabilidad: completar una nueva capacidad de almacenamiento de energía de batería, posible capacidad pico adicional y obtener recursos de respuesta a demanda y reducción de carga pico mediante la provisión de eficiencia energética;

¹³³⁹ PIR Propuesto, página 1-1, “Centrado en clientes”.



- Determinar la secuencia de esfuerzos requeridos y permitidos con respecto a cómo la Autoridad lleva a cabo los permisos e ingeniería para la utilización del sitio de Palo Seco para generación, almacenamiento y otros usos. Esta acción de ninguna manera retrasará las primeras dos emisiones de RFP para energía renovable y recursos de energía de batería;
- Establecer programas de Eficiencia de Energía que crezcan de programas iniciales de inicio rápido a enfoques completos y agresivos;
- Posibilitación de una Respuesta a la Demanda;
- Aprobación condicional de ciertos aspectos no de MiniRed de la transmisión y planificación de distribución de la Autoridad;
- Desaprobación de ciertas inclusiones de generación de recursos de “decisión fija” en el Plan de Acción propuesto de la Autoridad.
- Desaprobación de inclusiones de infraestructura LNG en el Plan de Acción propuesto de la Autoridad.

884. El Negociado de Energía por la presente describe acciones de las que la Autoridad quedará a cargo a través de los próximos cinco (5) años fiscales de conformidad con el Reglamento 9021.¹³⁴⁰ Este Plan de Acción Modificado permanecerá en su sitio hasta tanto otro Plan de Acción sea aprobado por el Negociado de Energía.

3. Directrices del Negociado de Energía en cuanto al Proceso y Aprobaciones

885. La inclusión del Negociado de Energía de acciones o inversiones específicas en este Plan de Acción Modificado no constituye una pre-aprobación de esas acciones o inversiones por el Negociado de Energía, ni se garantiza a la Autoridad la recuperación de costos relacionados a esas acciones o inversiones. La Autoridad debe presentar ante el Negociado de Energía solicitudes específicas, ya sea en un caso de tarifa u otro procedimiento, para la aprobación de acciones e inversiones individuales. Tales solicitudes deben venir acompañadas de la documentación y del análisis correspondiente.

886. Para muchas de las directrices listadas abajo, la Autoridad debe presentar con el Negociado de Energía información detallada, tal como informes de progreso, y, cuando sea requerido, redactar RFPs, conforme a lo aplicable. La Autoridad debe cumplir con los términos y condiciones de los reglamentos aplicables cuando lleva a cabo procesos de contratación competitivos conducidos para

¹³⁴⁰ Reglamento 9021, § 203(K)(2)(b). Acciones que la Autoridad tomaría luego de FY-2025 no se discuten en este Plan de Acción Modificado.



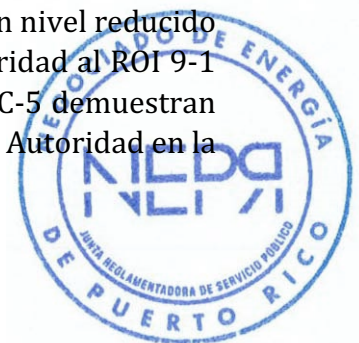
cumplir con las disposiciones de esta Resolución y Orden Final. El Negociado de Energía ejercerá sus poderes para revisar y garantizar que la Autoridad lleve a cabo un proceso de contratación competitivo que cumpla plenamente con las metas y objetivos del Plan de Acción Modificado, esta Resolución y Orden Final y todas las leyes y reglamentos aplicables relacionados a los procesos de contratación. Todo el proceso de licitación competitivo se ajustará a los objetivos y directrices aquí esbozados.

887. Conforme a lo arriba expuesto, el Negociado de Energía proveerá una fecha límite para cada uno de los informes o presentaciones solicitadas. Si la Autoridad entiende que no puede cumplir con alguna de las fechas límites, la Autoridad oportunamente proveerá aviso al Negociado de Energía no menos de 10 días antes de la fecha límite. Cualquier tal aviso incluirá una justificación para el retraso y una propuesta razonable para una nueva fecha límite.
888. Al final de esta Sección se provee una tabla resumiendo el Plan de Acción Modificado.

4. Recursos de Oferta

a. Nuevos recursos renovables y almacenamiento de batería

889. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a emitir una serie de RFPs para proveer energía renovable en apoyo de las metas RPS (Cartera de Energía Renovable) de la Ley 82, y para proveer almacenamiento de energía de batería en apoyo de requisitos de capacidad necesarios para cumplir con los requisitos de carga pico de la Autoridad y en apoyo de requisitos de integración para energía renovable. Las cantidades agenciadas de energía renovable y almacenamiento de energía de batería asociadas con los RFPs reflejarán las necesidades en general de energía renovable y de almacenaje reflejadas en el Plan Preferido de Recursos Modificado y en definitiva tomarán en cuenta los recursos renovables existentes y los nuevos recursos renovables instalados en años futuros.
890. Según indica la sección de radicación de la Autoridad esbozada arriba, los Escenarios S3S2B y S4S2B del PIR Propuesto inicialmente presentados reflejan niveles de energía solar fotovoltaica y capacidad de almacenaje de batería basados en un nivel completo de Eficiencia Energética incorporado al pronóstico de carga.
891. Los Escenarios S3S2 y S4S2 ambos ven un nivel aún más alto de energía solar fotovoltaica y capacidad de almacenamiento de batería como resultado de los modelajes LTCE, para niveles de carga que son más altos por un nivel reducido de Eficiencia Energética modelado en la Respuesta de la Autoridad al ROI 9-1 del Negociado de Energía. En el Apéndice C, las Tablas C-4 y C-5 demuestran los resultados de la adición de recurso del modelaje LTCE de la Autoridad en la



Respuesta de la Autoridad al ROI 9-1 y ROI 10-5 del Negociado de Energía (respectivamente).

892. Para el 2025, las instalaciones de energía solar fotovoltaica S4S2 fluctúan desde 2,580 MW a 3,300 MW a través de todos los escenarios (y hasta 4,680 MW si no hay límites impuestos en tarifas de instalación de energía solar fotovoltaica); y las instalaciones S3S2 de energía solar fotovoltaica fluctúan desde 3,060 MW a 3,900 MW a través de todos los escenarios de carga (y hasta 5,220 MW si no hay límites puestos en tarifas de instalación de energía solar fotovoltaica).
893. Para el 2025, las instalaciones de almacenamiento de energía de batería S4S2 fluctúan desde 1,360 MW a 1,520 MW a través de todos los escenarios de carga (y hasta 2,000 MW si no hay límites puestos en tarifas de instalación de almacenamiento de energía de batería); e instalaciones de almacenamiento de energía de batería S3S2 fluctúan de 1,360 MW a 1,640 MW a través de todos los escenarios de carga (y hasta 1,720 MW si no hay límites impuestos en las tarifas de instalación BESS).
894. Para el 2038, el nivel de energía solar fotovoltaica e instalaciones de almacenamiento de energía de batería incrementa a través de todos los Escenarios, y bajo cualquiera de los niveles de carga. Para S3S2, bajo el nivel de carga “EE Baja”, las instalaciones de energía solar fotovoltaica para el 2038 son 5,640 MW, y las instalaciones de almacenamiento de energía de batería alcanzan 3,040 MW.
895. Al describir los resultados de modelaje del Noveno ROI del Negociado de Energía, la Autoridad indica que:
- Todos los planes tienen niveles similares de energía solar fotovoltaica instalados para el 2025 llegando bien cerca a los límites por año e instalando más de 3,000 MW de fotovoltaicos. Esto es un indicio claro de la adecuación de maximizar el ritmo de adopción de esta generación.¹³⁴¹
896. La Autoridad indica que incluir la instalación de energía renovable y almacenamiento de batería es una acción costo-efectiva (“no regrets”) requerida como resultado del PIR propuesto.¹³⁴²
897. El Negociado de Energía está de acuerdo que la instalación de energía renovable y de almacenamiento de energía es una acción costo-efectiva (“no regrets”) y **ENCUENTRA** que maximizar la tasa de adopción de energía solar fotovoltaica y tecnología de almacenamiento de batería está claramente indicado en los resultados de modelaje del PIR propuesto. El Negociado de Energía **ADICIONALMENTE ENCUENTRA** a favor de esta acción costo-efectiva

¹³⁴¹ Respuesta de la Autoridad al Negociado de Energía, ROI-09-01, página 12, 2 de diciembre de 2019.

¹³⁴² Vista Evidenciaria, Testimonio del Dr. Bacalao, 7 febrero 2020, sesión de la mañana, 01:20.



“no regrets” y **ORDENA** que la meta de maximizar la tasa de instalaciones de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en Puerto Rico se cumpla como parte del Plan de Acción Modificado.

b. Proceso de Contratación Competitivo

898. Los planes de la Autoridad de instalar los recursos renovables requeridos, como energía solar fotovoltaica y recursos de almacenamiento de energía de batería, se predicen en la contratación competitiva a través de la emisión de RFPs.¹³⁴³ Durante la Vista Evidenciaria, el testigo de Sunrun el Sr. Rauscher testificó sobre la habilidad de recursos distribuidos solares y de batería, como “centrales eléctricas virtuales” para proveer la energía y servicios de almacenamiento que de otra manera hubiesen sido provistos por energía solar fotovoltaica a escala de empresa de servicios públicos (“utility-scale”) y almacenamiento de energía de batería.¹³⁴⁴ Otros testigos interventores también testificaron sobre, o expresaron en sesiones informativas, de la habilidad de los recursos distribuidos de proveer energía y capacidad para las necesidades de la Autoridad, además de potencialmente proveer beneficios de resiliencia.¹³⁴⁵ El testigo de la Autoridad, el Dr. Bacalao estuvo de acuerdo en que mientras la Autoridad tenga visibilidad de la generación distribuida o almacenamiento de batería,¹³⁴⁶ y las características del recurso distribuido sean comparables a aquellas provistas a escala de empresa de servicios públicos (“utility-scale”), no hay razón por la cual no pueda competir con los recursos a escala de empresa de servicios públicos (“utility-scale”) para la provisión de energía y capacidad de almacenaje.¹³⁴⁷ La Autoridad ha indicado que tiene la intención de que todas las adiciones de generación sean agenciadas como PPOAs.

899. La Ley 17 requiere que la Autoridad alcance un nivel de cartera de energía renovable de 40% para el 2025. La Ley 17 apoya la instalación de capacidad de almacenamiento de energía para permitir incrementos en instalaciones de recursos renovables.¹³⁴⁸ La Ley 17 también apoya la promoción de recursos distribuidos para proveer energía y capacidad necesarias y potencialmente

¹³⁴³ PIR propuesto, páginas 10-2 – 10-3.

¹³⁴⁴ Testimonio Directo del Sr. Rauscher, página 4.

¹³⁴⁵ Prof. Irizarry-Rivera, página 27-28; Dr. Stanton, página 25; Dr. Woychik, páginas. 6, 9, 11-13; Sr. Ackerman, página 10-12; Sr. Sandoval, páginas 11-17; RMI Alegato Enmendado *Amicus*, páginas 20-24.

¹³⁴⁶ Vista Evidenciaria, Testimonio del Dr. Bacalao, 4 de febrero de 2020, sesión de la tarde, 01:16, 6 de febrero de 2020, sesión de la mañana, 02:27, 03:40

¹³⁴⁷ Vista Evidenciaria, Testimonio del Dr. Bacalao, [fecha], sesión de la mañana, 03:41:44 02:26:29 y 02:27:16 y 02:30:20.

¹³⁴⁸ Alegato Final de la Autoridad, página 10.



resiliencia como recursos de microredes o puntos de resiliencia independientes. Conforme a la Ley 17, todas las solicitudes para obtener energía renovable, capacidad y almacenamiento de energía de batería permitirán la participación de todos los recursos elegibles.¹³⁴⁹ Los recursos a cumplir con estos requisitos incluirán la energía solar fotovoltaica, la energía eólica e hidroeléctrica.¹³⁵⁰ Mientras el modelaje de recursos del PIR Propuesto generalmente no seleccionaba recursos eólicos para incluirlos en el plan de menor costo, la Autoridad directamente confirmó en la Vista Evidenciaria que los recursos eólicos podrían participar en cualquier solicitud de contratación de energía renovable.¹³⁵¹

900. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que el plan de la Autoridad de utilizar RFPs para solicitar energía solar fotovoltaica y capacidades de recursos de energía de batería alineado con su necesidad por estos recursos es aceptable. El Negociado de Energía también **ENCUENTRA** que contrataciones competitivas para obtener PPOAs para estos recursos **deben estar abiertas a todas las formas de energía renovable, incluyendo, pero no limitado a energía eólica, energía hidrológica, VPP, energía solar fotovoltaica y almacenamiento**. El Negociado de Energía **ADICIONALMENTE ENCUENTRA** que la Autoridad no debe limitar innecesariamente el nivel de contratación general a 250 MW bloques, sino que tiene que seguir una estrategia que intente contratar la cantidad de recursos requeridos bajo S3S2B.¹³⁵² Como parte de un plan de contratación competitivo, la Autoridad debe describir más recursos de personal internos o externos, limitaciones, y potenciales soluciones a cualesquiera limitaciones, según requerido, para poder cumplir con los niveles de energía renovable y almacenamiento de recursos de batería en el Plan Preferido de Recursos Modificado.
901. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a desarrollar procesos competitivos de solicitud para contratación de recursos renovables y recursos de almacenamiento de energía de batería en apoyo de hallazgos costo-eficientes (“no regrets”) para estos recursos del PIR en cumplimiento con las metas de la Ley 17-2019 para instalaciones de energía renovable y exceder esas

¹³⁴⁹ La Ley 82 define el término energía renovable alternativa como la energía derivada de las siguientes fuentes: (a) combustión de gas derivado de un relleno sanitario; (b) digestión anaeróbica; y (b) pilas de combustible. Ver Artículo 1.4 (13) de la Ley 82. Además, la Ley 82 define energía renovable sustentable como la energía derivada de las siguientes fuentes: (a) energía solar; (b) energía eólica; (c) geotermia; (d) combustión de biomasa renovable; (e) gas de combustión derivado de biomasa renovable; (f) combustión de biocarburantes derivados exclusivamente de biomasa renovable; (g) energía hidroeléctrica; (h) energía renovable hidrocínética y marina, como se define en la Sección 632 de la Ley de Seguridad e Independencia Energética de 2007; y energía térmica oceánica. Ver Artículo 1.4 (15) de la Ley 82.

¹³⁵⁰ Ley 17 §1.4 (15).

¹³⁵¹ Vista Evidenciaria, Testimonio del Dr. Bacalao, 5 febrero 2020, sesión de la tarde, circa 03:41.

¹³⁵² Según visto en la Respuesta de la Autoridad a las corridas de modelaje del ROI-10-5 del Negociado de Energía en respuesta a la Solicitud de Información 10-5 del Negociado de Energía.



metas donde sea económico. La Autoridad o el Operador de Transmisión y Distribución, con supervisión del Negociado de Energía bajo los procesos del Reglamento 8815, correrán todas las subastas competitivas de acuerdo con este Plan de Acción Modificado.

902. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que en o antes de sesenta (60) días desde la fecha de notificación de esta Resolución y Orden Final, someta un borrador de Plan de Contratación de recursos renovables y recursos de almacenamiento de energía de batería (“Plan de Contratación”) al Negociado de Energía. El Negociado de Energía **ADICIONALMENTE ORDENA** a la Autoridad a presentar un informe de estatus sobre el desarrollo de su borrador de Plan de Contratación no más tarde de treinta (30) días de la fecha de notificación de esta Resolución y Orden. La Autoridad incluirá en el borrador del Plan de Contratación la siguiente información:

- Una descripción detallada del Plan de Contratación completo;
- Una discusión de cómo el Plan de Contratación considera un medio para minimizar el riesgo de contraparte y por tanto potencialmente incentiva a licitadores a ofrecer precios más bajos, dado el estatus económico actual de la Autoridad. Esto incluiría consideración de organización de los procesos de RFP para no fijar los precios altos antes, si los RFPs organizados después pueden asegurar mejores precios más bajos de licitación;
- Una plantilla para los procesos de solicitud de contratación (RFP’s);
- Una plantilla para un PPOA para la provisión de energía y capacidad que se puede despachar para venta a la Autoridad;
- El Plan de Contratación debe permitir a la Autoridad escoger para seleccionar recursos para PPOAs en exceso del mínimo de 1,000 MW (energía solar fotovoltaica u otra energía renovable con energía equivalente) o 500 MW mínimo (almacenamiento de energía de batería u otra energía renovable con energía equivalente) para cualquiera o ambos energía renovable y capacidad de almacenamiento de batería si es económicamente costo efectivo y si es viable en cuanto a la instalación.
- El Plan de Contratación puede contemplar contratar una cantidad menor de recursos que la cantidad mínima de solicitudes, dependiendo de las respuestas recibidas.
- El Plan de Contratación debe indicar el cronograma de instalación planificado para recursos, basado en un estimado de la cantidad de tiempo requerido entre los periodos de contratación e instalación.



- El Plan de Contratación debe ser transparente en comunicar el cronograma esperado de publicación de RFPs subsiguientes a ser emitidos en secuencia (ej. cada seis meses, por los próximos tres años para un total de 6 partes de publicaciones de RFP). La contratación de recursos es por adelantado (“front-loaded”) dentro del periodo de cinco años para permitir tiempo para la construcción, interconexiones y comisión dentro del periodo de cinco años del Plan de Acción.
- El calendario de cantidades mínimas del RFP es el siguiente, de acuerdo con los objetivos de cantidades en el Plan Preferido de Recursos Modificado¹³⁵³:
 - **1^{ra} Parte:** al menos 1,000 MW de energía solar fotovoltaica (u otra energía renovable con energía equivalente), al menos 500 MW (2,000 MWh o equivalente) almacenamiento de energía de batería.
 - **2^{da} Parte:** al menos 500 MW de energía solar fotovoltaica (u otra energía renovable con energía equivalente), al menos 250 MW (1,000 MWh o equivalente) almacenamiento de energía de batería.
 - **3^{era} Parte:** al menos 500 MW de energía solar fotovoltaica (u otra energía renovable con energía equivalente), 250 MW (1,000 MWh o equivalente) almacenamiento de energía de batería.
 - **4^{ta} Parte:** al menos 750 MW de energía solar fotovoltaica (u otra energía renovable con energía equivalente), 250 MW (1,000 MWh o equivalente) almacenamiento de energía de batería.
 - **5^{ta} Parte:** 750 MW de energía solar fotovoltaica (u otra energía renovable con energía equivalente), 250 MW (1,000 MWh o equivalente) almacenamiento de energía de batería.
 - **6^{ta} Parte:** 750 MW de energía solar fotovoltaica (u otra energía renovable con energía equivalente), 250 MW (1,000 MWh o equivalente) almacenamiento de energía de batería.

Tabla 17. Guía para energía solar fotovoltaica/Energía Renovable, y Almacenamiento de Energía de Batería Partes de RFP

¹³⁵³ Los comunicados subsiguientes de RFP se diseñarán como sea necesario para obtener contratos para instalar recursos de energía renovable y cantidades de almacenamiento de energía de batería asociadas con el periodo del Plan de Acción del Plan Preferido Modificado.

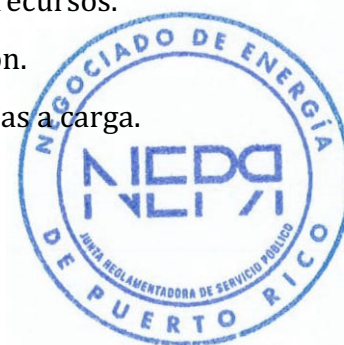


Fecha deseada de publicación de RFP	Parte de Contratación	Energía solar fotovoltaica u otra energía equivalente, MW		4-hr. Equivalente de Almacenamiento de Batería, MW	
		Mínimo	Cumulativo	Mínimo	Cumulativo
dic-20	1	1000	1000	500	500
jun-21	2	500	1500	250	750
dic-21	3	500	2000	250	1000
jun-22	4	750	2750	250	1250
dic-22	5	250	3000	250	1500
jun-23	6	750	3750	250	1750

903. Las cantidades de las partes subsiguientes a las primeras dos partes pueden ajustarse si o como necesario para tomar en cuenta instalaciones de generación distribuida que contribuye a cumplir con las cantidades en general del Plan Preferido Modificado y para recursos que la Autoridad identifique y contrate en exceso de las cantidades mínimas requeridas en cada uno de los RFPs anteriores.

904. El Plan de Contratación indicará el RFP propuesto, el cual incluirá, pero no está limitado a lo siguiente:

- Menor costo, base de energía.
- Menor costo, base de capacidad. Base de capacidad para directamente reflejar posible provisión de servicios auxiliares (respuesta de frecuencia, reserva operacional, apoyo reactivo) además de capacidad para cumplir con la carga pico.
- Reconocimiento de beneficios de pérdida del sistema de transmisión y distribución para licitaciones de generación distribuida/almacenamiento.
- Reconocimiento de potencial para beneficios adicionales de resiliencia.
- Tiempo estimado para completar la instalación de recursos.
- Mejor localización para propósitos de interconexión.
- Adherencia a preferencias de ubicación más cercanas a carga.



- Diversidad de ubicación a través de la Isla en proporción a la carga, dentro de cada región de MiniRed, y especialmente en regiones de MiniRed que tienen menor capacidad existente en proporción con la carga pico existente.
905. La Autoridad debe y puede seleccionar más de 1000 MW de energía renovable o 500 MW de recursos de capacidad de almacenamiento de batería en respuesta a los RFPs iniciales de ser costo efectivo, y si el ritmo de la instalación es viable, acelerando el nivel de las instalaciones que de otra manera surgirían de RFPs subsiguientes.
906. Licitaciones de almacenamiento de energía de batería pueden incluir MW y MWh de recursos existentes actualmente no contratados con la Autoridad, si cumplen con requisitos técnicos para visibilidad, control u otras necesidades técnicas relacionadas.
907. Todas las cantidades de recursos y almacenamientos pueden ser agregados de instalaciones más pequeñas (eso es, Centrales Eléctricas Virtuales son explícitamente permitidas y deben poder competir con términos justos).
908. Licitaciones combinadas o individuales para generación renovable, batería u combinaciones de generación renovable y recursos de batería son permitidas.
909. El Negociado de Energía le **NOTIFICA** a la Autoridad que las métricas explícitas de incentivo de rendimiento relacionadas puntualidad y efectividad en la contratación e interconexión de recursos por la Autoridad pueden ser incluidas como parte de los requisitos de informar sobre métricas en curso bajo el Caso Núm. NEPR-MI-2019-0007.

c. Facilidades Hidroeléctricas

910. En el análisis del PIR Propuesto, la Autoridad asumió que los recursos de hidroenergía pueden ser renovados a una capacidad de 70 MW, con un factor de capacidad de 28%, de los niveles operacionales actuales de 34 MW y 15% de factor de capacidad. Sin embargo, la Autoridad no incluyó ninguna acción relacionada a esta renovación en su Plan de Acción Propuesto. El Sr. Alemán, testificando para los NFPs, provee evidencia convincente que la evaluación adicional de las facilidades hidroeléctricas de la Autoridad es prudente y podría identificar recursos renovables costo-eficientes. El Negociado de Energía **ORDENA** a PREPA a completar un estudio de viabilidad de renovar cada una de sus facilidades hidroeléctricas, incluyendo el costo esperado y cambio probable en la producción de electricidad, así como el potencial de controlar la producción para producir en los tiempos de mayor valor en el contexto de incrementar almacenamiento solar y de batería. El Negociado de Energía **ORDENA** a PREPA a presentar los resultados de este estudio ante el Negociado de Energía, con un plan de acción propuesto para cada facilidad informada por



el estudio, dentro de 180 días desde la fecha de notificación de esta Resolución y Orden Final.

d. Recursos Termales Existentes

911. Según indicado en la Parte III(G), todos los Escenarios retiran las unidades más antiguas de vapor en Palo Seco, Aguirre, y San Juan durante el periodo de tiempo de 2019-2025, con la mayoría de estos retiros ocurriendo antes, basado en la incorporación del modelo de energía solar fotovoltaica y almacenamiento de batería, y capacidad pico, durante los primeros cinco años del horizonte de planificación. Todos los Escenarios generalmente retiran las unidades Costa Sur 5 & 6 a través de los primeros pocos años en el horizonte. Todos los Escenarios retiran las unidades AES a finales del 2027. Las unidades de ciclo combinado de Aguirre se retiran antes en los Escenarios 1 y 3, y se retienen por periodos más largos en los Escenarios 4, 5, y el Escenario ESM. Las unidades convertidas de San Juan 5 y 6 son generalmente retenidas hasta los 2030s, aunque ambos el plan ESM y el Escenario 5 ven un retiro económico anterior de la unidad 6, en 2025 o 2026. Generalmente, EcoEléctrica se retira únicamente en Escenarios donde un nuevo ciclo de clase-F combinado es construido en Costa Sur, o en los pocos Escenarios donde un nuevo CC se construye en Mayagüez.
912. El Negociado de Energía **APRUEBA** los planes de la Autoridad para retirar los recursos alimentados con petróleo a través de los próximos cinco (5) años, en San Juan, incluyendo las unidades 7, 8, 9 y 10; en Palo Seco, incluyendo las unidades 3 y 4 y en Aguirre incluyendo las unidades de vapor 1 and 2. La Autoridad retirará estas unidades basado en un programa de instalación y localización de cualquier nueva generación pico, nueva energía solar fotovoltaica, y recursos de almacenamiento de energía para atender adecuación de recursos en general y localmente. La secuencia exacta de retiro será contingente en la cantidad y localización de recursos de reemplazo contratados por la Autoridad. Sin embargo, el Negociado de Energía **ORDENA** que esto ocurra durante el término del Plan de Acción Modificado y **ADVIERTE** a la Autoridad que retrasos exagerados en el retiro de estas unidades resultarán en penalidades severas.
913. El Negociado de Energía también **APRUEBA** los planes de la Autoridad para el retiro de las unidades 1 y 2 de ciclo combinado de Aguirre a través de los próximos cinco (5) años. La Autoridad retirará estas unidades basado en un programa de instalación y localización de cualquier nueva generación pico, nueva energía solar fotovoltaica, y recursos de almacenamiento de energía para atender adecuación de recursos en general y localmente. La secuencia exacta de retiro será contingente en la cantidad y localización de recursos de reemplazo contratados por la Autoridad, pero ocurrirá durante el término de este Plan de Acción Modificado.



914. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a presentar con el Negociado de Energía informes de estatus bi-anales, comenzando el 1 de abril de 2021, que provean un pronóstico a corto tiempo (dos años adelante de la fecha del informe) de la capacidad esperada de balance de recursos de la Autoridad en base de temporadas y su habilidad de cumplir con la carga pico y requisitos de reserva operativos con recursos existentes y esperados en su sistema en cada uno de los intervalos pronosticados. La Autoridad incluirá en estos informes una explicación de cómo esta capacidad esperada de balance de recursos informa los planes de la Autoridad de retirar las unidades de vapor alimentadas con petróleo o las unidades de ciclo combinado de Aguirre, o convertir ciertas unidades de vapor en una operación de condensación sincrónica. La advertencia Numero 17 en el PIR Propuesto de la Autoridad¹³⁵⁴ indica que el retiro únicamente se implementará luego de que los nuevos recursos estén completamente operacionales. La Autoridad debe indicar en estos informes la capacidad de balance de umbral en el que el retiro de estas unidades puede comenzar o continuar y proveer una explicación de su lógica en decisiones de retirar, o retener estas unidades antes o luego de las fechas de retiro listadas en los escenarios de desarrollo de recursos en el PIR Propuesto.
915. El Negociado de Energía **RECHAZA** los planes de la Autoridad de retirar las unidades de turbinas de gas (*peakers*) existentes, localizadas en Daguao, Yabucoa, Jobos, Vega Baja, Palo Seco, Aguirre, y Costa Sur. En la Parte III(D) de esta Resolución y Orden Final, el Negociado de Energía encontró que puede ser razonable considerar un reemplazo limitado de los *peakers*, pero hasta eso es cuestionable como una solución óptima dado que las indicaciones de capacidad excedentes que surgirían como instalaciones de batería costo-efectivas (“no-regrets”) son completadas en Puerto Rico. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a priorizar el programa de retiro y presentar esto como parte de los informes de estatus bianuales indicados arriba para el retiro de unidades de vapor a petróleo y de ciclo combinado. Esta priorización del programa de retiro será basada en la disponibilidad y la necesidad de una renovación mayor según provisto por la Autoridad en respuesta a la Novena Solicitud de Información del Negociado de Energía,¹³⁵⁵ o basado en cualquier otro factor determinante. El programa exacto de retiro dependerá de la disponibilidad y localización de recursos de reemplazo competitivamente contratados descritos en más detalle abajo.
916. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que el plan de la Autoridad para permitir la reparación y operación a corto plazo de la Unidad 5 Costa Sur es razonable. El Negociado de Energía **ESPERA** que ambas unidades eventualmente ser

¹³⁵⁴ PIR Propuesto, página 9-4, Salvedad Número 17.

¹³⁵⁵ ROI 9 del Negociado de Energía de 29 de octubre de 2019.



retiren dentro de este periodo de Plan de Acción Modificado mientras que la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento de energía se hacen disponibles basado en los hallazgos de retiro de la Autoridad en los escenarios de desarrollo de recursos resumidos en esta Resolución y Orden Final, Apéndice C, Tablas C-3, C-6 y C-7. Esto ocurriría en conjunto con consideraciones de retiro para unidades a petróleo indicadas arriba. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a incluir además en el informe bi-anual de estatus, el estatus de la condición operacional de cada unidad Costa Sur y cómo tal estatus considera los planes de retiro de la planta de generación en general de la Autoridad.

917. El Negociado de Energía **APRUEBA** los planes de la Autoridad para operación continuada y retiro al fin de 2028 de las unidades AES conforme con la prohibición de la Ley 17 de generación a carbón comenzando en 2028. El Negociado de Energía está abierto a la evaluación de la conversión de las unidades AES a gas natural como una posible alternativa del próximo PIR.
918. El Negociado de Energía **ACEPTA** el Acuerdo de Compra y venta de EcoElectrica PPOA y Naturgy Natural Gas renegociado por la Autoridad. El modelado adicional y la respuesta de la Autoridad al ROI-10-5 del Negociado de Energía confirmaron el valor económico global de la inclusión del contrato renegociado independientemente del nivel de carga o de los Escenarios evaluados.¹³⁵⁶
919. El Negociado de Energía **ACEPTA** la conversión por la Autoridad de las Unidades 5 y 6 de San Juan para quemar gas natural como una decisión fija (limitación) en el PIR Propuesto. El Contrato de New Fortress Energy expira en el 2025. De conformidad, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a incluir la renovación y extensión del contrato de New Fortress Energy como una opción, no una limitación, en el próximo PIR.
920. En la Parte III(G) de esta Resolución y Orden Final, el Negociado de Energía determinó que sería irrazonable considerar nueva infraestructura de LNG en Yabucoa y Mayagüez. La conversión de los 200 MW de los *peakers* existentes de Mayagüez está ligada a la nueva infraestructura de LNG a base de buques, así que sin la nueva infraestructura de LNG no habría necesidad de convertir las unidades a combustión de gas natural. Ningún Escenario de recurso selecciona tal conversión como una opción económica. La inclusión de esta conversión en el Escenario ESM es una decisión fija. Como tal, el Negociado de Energía **DENIEGA** la conversión de estos *peakers* para quemar gas natural. Sin embargo, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a retener los *peakers*. Como las unidades son un recurso de generación reciente “vintage”

¹³⁵⁶ Respuesta de la Autoridad al Negociado de Energía, ROI-10-5, 22 de enero de 2020 y 29 de enero de 2020.



(2009),¹³⁵⁷ no hay expectativa que su retiro económico o relacionado a la antigüedad pueda ocurrir durante el periodo del Plan de Acción Modificado.

e. Nuevos recursos térmicos

921. Según discutido en la Parte III(G), el Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad no ha apoyado la inclusión de un nuevo ciclo combinado (CC) en Palo Seco para el 2025 en un plan de menor costo. Esta discusión se basa en los hallazgos y órdenes en una Parte esbozada arriba de esta Resolución y Orden Final. Como la aprobación de un CC en Palo Seco era parte de un Plan de Acción Propuesto, con trabajo comenzando inmediatamente, el Negociado de Energía **NO APRUEBA** este componente del Plan de Acción de la Autoridad según propuesto. En vez, el Negociado de Energía **APRUEBA** los elementos del Plan de Acción Modificado que siguen.
922. La Autoridad demostró que bajo algunas circunstancias se puede requerir una nueva planta a combustible fósil en Palo Seco,¹³⁵⁸ y que se requiera análisis preliminar sustancial, estudio, permisos y trabajo de ingeniería para desarrollar un generador de combustible fósil, especialmente si requiere un nuevo terminal de LNG y oleoducto de gas.¹³⁵⁹ La Autoridad indicó que considera comenzar el trabajo de permisos e ingeniería para un “generador carga base que responda rápidamente” en el Norte (específicamente en Palo Seco) para ser una acción costo-efectiva (“no regrets”).¹³⁶⁰ Para proteger contra la incertidumbre en un futuro cercano de desenlaces de precios de energía solar fotovoltaica y de almacenamiento de energía de batería, u otras preocupaciones de confiabilidad, en abundancia de cautela y en conjunto con supervisión estricta según detallado en esta Parte, el Negociado de Energía **ENCUENTRA** que la Autoridad puede comenzar el trabajo preliminar de nueva generación y/o almacenamiento de energía en Palo Seco, sujeto a los siguientes procesos y limitaciones:
- Según descrito anteriormente en el Plan de Acción Modificado, este proceso **NO RETRASARÁ** los RFPs para renovables y/o recursos BESS.
 - El primer trabajo aprobado consistirá en un análisis de alcance y viabilidad, el cual:
 - tomará en cuenta la respuesta (en volumen y precio) al/a los RFP(s) solar y de batería de la Autoridad, incluyendo la evaluación de si los

¹³⁵⁷ PIR Propuesto, página 4-1. La fecha de operación comercial es el 2009.

¹³⁵⁸ Por ejemplo, en el caso de S4S2 con niveles base de eficiencia de energía y una implementación completa de MiniRed.

¹³⁵⁹ Véase, por ejemplo, PIR Propuesto, páginas 6-14 y páginas 7-12.

¹³⁶⁰ Vista Evidenciaria, Testimonio del Sr. Nelson Bacalao, 7 de febrero de 2020, sesión de la mañana, 01:32:00 a 01:35:00



resultados indican que puede que no se requiera generación en Palo Seco;

- incluirá un proceso para reunir información de suplidores sobre precios indicativos para ciclo combinado, motor alternativo, y generadores de combustión de turbinas;
 - incluirá un análisis de viabilidad de sitio y permisos para infraestructura de combustible, incluyendo cualesquiera oleoductos y terminales necesarios, para gas natural, LPG/propano, y diésel y otros combustibles de petróleo con contenido bajo de azufre; e
 - Incluirá recomendaciones sobre recursos específicos que pueden ser necesarios en el sitio de Palo Seco –para complementar más costo efectivamente los recursos siendo desarrollados y desplegándose en otros sitios en Puerto Rico.
- El objetivo del análisis de alcance y viabilidad será desarrollar una propuesta revisada y personalizada para el Negociado de Energía para opciones en cuanto al sitio de Palo Seco. Cuando se complete este estudio, la Autoridad lo presentará en el Negociado de Energía con un plan y recursos solicitados para comenzar cualquier trabajo de ingeniería y diseño. El análisis de alcance y viabilidad incluirá la data y hallazgos de la Autoridad de los artículos listados arriba que incluyen, pero no están limitados a respuestas de energía renovable al RFP en cuanto a volumen y precios; información de precios de los suplidores para las opciones de generación térmica; viabilidad de sitio y permisos para infraestructura de combustible; y necesidades de recursos en el sitio de Palo Seco. El Negociado de Energía evaluará y aprobará, modificará o rechazará el plan de la Autoridad para cómo proceder con la ingeniería y diseño necesario en Palo Seco.
 - La Autoridad optimizará su utilización de los recursos de suplidores prospectivos o seleccionados para llevar a cabo trabajo de ingeniería y diseño, según descrito por el Director Ejecutivo de la Autoridad Ortiz durante la Vista Evidenciaria,¹³⁶¹ para limitar el costo del cliente contribuyente de la Autoridad.
 - El Negociado de Energía **DETERMINA** que la Autoridad puede gastar hasta \$5 millones para un análisis preliminar económico, de sitio, de permisos y de planificación sobre una nueva unidad de combustible fósil en Palo Seco.

¹³⁶¹ Vista Evidenciaria, 7 de febrero de 2020, sesión de la mañana, 00:17:50 a 00:19:05



Este límite de costo incluye el tiempo del personal de la Autoridad, así como el costo por los recursos externos, análisis y expertos.

923. El Negociado de Energía le **ADVIERTE** a la Autoridad que debe ser altamente costo eficiente con los permisos preliminares y actividades de ingeniería que lleva a cabo, y que estas actividades no deben interferir con o retrasar la contratación de energía solar fotovoltaica y energía de batería, o cualquier otro recurso renovable según indicado en el Plan de Acción Modificado y descrito en otras partes de esta Resolución y Orden Final.
924. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a someter informes trimestrales, comenzando no más tarde de 1 de junio de 2021, describiendo el trabajo llevado a cabo relacionado a la nueva generación en Palo Seco, los recursos de personal o consultoría utilizados para completar el trabajo, y el estatus de los esfuerzos preliminares en general. En el caso que la Autoridad requiera fondos en exceso de \$5 millones para cumplir con los objetivos identificados aquí, solicitará la aprobación al Negociado de Energía antes de gastar fondos adicionales algunos. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a incluir en cualquier presentación solicitando fondos adicionales, los resultados preliminares del trabajo completado, alcance y límites claros en la cantidad y uso de fondos adicionales y data apoyando tal solicitud.
925. El cronograma más rápido descrito por la Autoridad en el PIR propuesto para la nueva generación en Palo Seco conduciría a la puesta en servicio en 2025, con ingeniería, adquisiciones y construcción que comenzaría no antes del 2022. Esta fecha cae antes de la fecha requerida para que la Autoridad presente su siguiente PIR. En caso de que, luego del trabajo preliminar descrito anteriormente, la Autoridad decida que le gustaría proceder al desarrollo del proyecto en Palo Seco antes de la presentación del próximo PIR, el Negociado de Energía **AUTORIZARÁ** a la Autoridad a realizar una presentación sustantiva solicitando aprobación. La Autoridad debe realizar dicha presentación en un momento que permita al menos seis (6) meses entre la presentación y la fecha prevista de la Autoridad para comenzar el desarrollo del proyecto. Esta presentación debe incluir la mejor información actual de la Autoridad con respecto a la necesidad, el costo y el desempeño de la nueva generación y / o almacenamiento en Palo Seco, junto con la infraestructura de combustible asociada, incluido el análisis económico y ambiental que demuestre la necesidad y el papel de la instalación propuesta en una cartera de menor costo consistente con la política pública de Puerto Rico.
926. Según indicado en la Parte III(G), la Autoridad no ha apoyado su reclamo de que se requiera la infraestructura adicional de gas en Mayagüez y Yabucoa según contenida en el Escenario ESM como una “decisión fija”. El Negociado de Energía por lo tanto **ORDENA** a la Autoridad a no gastar recursos en la situación, permisos, contratación, ingeniería, diseño u otro trabajo preliminar



para infraestructura LNG o facilidades nuevas de generación de combustible fósil en Yabucoa o Mayagüez. El Negociado de Energía está de acuerdo que localizar suministros de energía más cercanos a la carga incrementa confiabilidad y resiliencia, y apoyan localizar generación renovable y almacenamiento de batería en el Este y Oeste (en las áreas de Yabucoa o Mayagüez) utilizando procesos competitivos, según discutido arriba.

927. Según atendido en la Parte III(G), la Autoridad no ha apoyado la inclusión de aproximadamente 400 MW de recursos picos nuevos de combustible fósil en un plan de menor costo, y no se ha evaluado la necesidad de nuevos recursos pico más allá del uso de la Autoridad de su creación MiniRed que incrementa el requisito de reserva de recursos térmicos y también (para Estrategias 2 y 3) incrementa el requisito de capacidad local de reserva. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que el reemplazo de una porción de los recursos más antiguos de turbinas de gas de la Autoridad por recursos pico es consistente con este Plan de Acción Modificado, sujeto a los siguientes procesos y limitaciones:

- Excepto dispuesto otra cosa por el Negociado de Energía y conforme con el Procedimiento de Optimización discutido abajo, la Autoridad reemplazará no más de 147 MW de capacidad de turbinas de gas con generadores de combustible fósil proveyendo servicios pico, si tras un proceso de licitación competitivo abierto a todas fuentes singulares o agregadas del lado de la demanda y oferta, estos servicios se pueden contratar competitivamente a un precio más bajo que las otras opciones. (147 MW es la suma de la capacidad de siete unidades Frame 5 identificadas en la respuesta de la Autoridad al ROI 9-2 del Negociado de Energía, Anejo 1 como que necesitan una renovación u reparación mayores de generador.) Cuando se determina el total de capacidad requerido de nueva generación pico para reemplazar las unidades Frame 5 retiradas, la Autoridad incluirá en su análisis la capacidad pico provista por las unidades móviles MegaGen que totalizan 66 MW instaladas en Palo Seco. Esto deja hasta 81 MW de nueva capacidad para contratar.
- Para proveer distribución geográfica a recursos pico e incrementar resiliencia a apagones forzosos, la Autoridad considerará colocar recursos pico en localizaciones existentes que tendrían ningún o solo un generador pico remanente luego de los retiros Frame 5: Costa Sur, Aguirre, and Yabucoa.
- La Autoridad seleccionará el suplidor o suplidores para generadores de reemplazo a través de procesos de contratación competitivos destinados para solicitar licitaciones competitivas de múltiples suplidores, y consistente con los procesos esbozados en el Reglamento 8815.



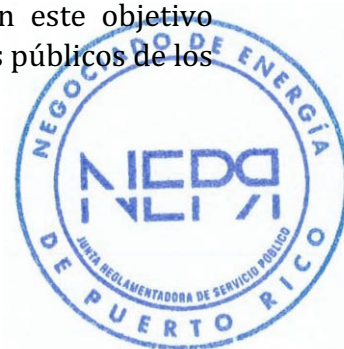
- En su proceso de contratación competitivo, la Autoridad diseñará la contratación para solicitar proveedores de servicios de la red eléctrica, en vez de tecnologías específicas. Eso es, la Autoridad definirá los servicios a ser provistos (tales como servicios de capacidad pico o reducción, aumento rápido, arranque en negro o seguimiento de carga) en vez de tecnologías específicas (turbinas de gas, unidades RICE, programas de respuesta a la demanda, energías renovables con baterías, etc.). La Autoridad podrá requerir, sujeto a la aprobación del Negociado de Energía, que los proyectos propuestos cumplan con un umbral mínimo de desempeño o servicio durante y después de tormentas mayores.
- Cualquier RFP emitido para tales recursos de reemplazo pico serán separados de los RFPs para recursos de energía renovable y de batería indicados arriba y debe ser aprobado por el Negociado de Energía.

5. Recursos de Manejo de la Demanda

a. Eficiencia energética

928. Según demostrado en las Partes III(B) y III(G) arriba e indicado en el PIR Propuesto,¹³⁶² Eficiencia energética (“EE”) es un recurso de más bajo costo que cualquier recurso del lado de la oferta evaluado en el PIR. Varias partes de este procedimiento han identificado a la EE como parte de un conjunto de acciones costo-eficientes (“no regrets”) para avanzar los objetivos de energía de Puerto Rico, apoyo de otro modo indicado para la inversión extensiva en EE costo efectiva.
929. El Plan de Acción Propuesto por la Autoridad incluye solo un llamado general para establecer programas EE y lograr ahorros de un 2% por año. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que el Plan de Acción para el PIR debe contener mayor detalle y especificidad que el provisto por la Autoridad. Como parte del mandato del Negociado de Energía de lograr sistemas de menor costo de energía para Puerto Rico, y en apoyo del objetivo de treinta por ciento (30%) de ahorros de eficiencia energética para el 2040 consagrados en la Ley 17-2019, el Negociado de Energía por lo tanto **RECHAZA** el Plan de Acción de la Autoridad en cuanto a EE. El Negociado de Energía **ORDENA** que este Plan de Acción Modificado incluya los artículos discutidos abajo.
930. El objetivo del Negociado de Energía para programas EE es capturar todos los EE costo-eficientes disponibles. La evidencia en el procedimiento de PIR Propuesto demuestra que al menos 2% de ahorros de energía por año son costo efectivos. Los escenarios modelados que cumplen con este objetivo demostraron requisitos menores de valor presente de ingresos públicos de los

¹³⁶² PIR Propuesto, páginas 10-22.



clientes contribuyentes de la Autoridad por más de \$1.5 billones cuando se compara con escenarios sin eficiencia de energía (y más de \$1 billón en relación con los casos de EE Baja), aun después de tomar en cuenta el financiamiento exclusivo de clientes contribuyentes de programas EE. De conformidad con el Reglamento 9021, el Negociado de Energía estableció una meta de 2% de ahorros EE por año, a cumplirse tan pronto fuese prácticamente posible, y sujeto a cambio ya que los estudios potenciales y otra nueva información informan al Negociado de Energía en cuanto al verdadero alcance posible de EE costo-eficiente.

931. El Negociado de Energía entiende, a raíz de la evidencia presentada en este procedimiento, que los programas “EE” no pueden ser exitosamente lanzados para alcanzar el tope de capacidad de manera inmediata. Sin embargo, la evidencia también demuestra que los programas EE de “lanzamiento rápido” pueden ser traer ahorros mientras se desarrollan y refuerzan programas completos que cumplen con el objetivo de toda la eficiencia costo-efectiva disponible. Un reforzamiento gradual le da tiempo de madurar a los programas, para que el personal del programa y fuerza laboral pertinente desarrollen una pericia, y para los clientes de electricidad puedan incrementar su apreciación de EE al tomar decisiones de consumo de energía. El Negociado de Energía ha convocado a una serie de talleres sobre diseño e implementación de programas “EE” los cuales informarán nuestros reglamentos subsiguientes y otras acciones. Incentivamos a los accionistas a mantenerse informados de las regulaciones subsiguientes y el procedimiento de reglamentación del Reglamento EE.
932. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad organizar y coordinar los recursos necesarios para cumplir oportunamente y facilitar la implementación exitosa del Reglamento EE.
933. La Autoridad **TOMARÁ TODOS LOS PASOS NECESARIOS** para apoyar las acciones del Negociado de Energía para adquirir eficiencia energética rentable como parte de un sistema eléctrico de menor costo, incluido el apoyo para la implementación, análisis, financiamiento y financiamiento del programa.

b. Respuesta a la demanda

934. Mientas que el Plan de Acción de la Autoridad para respuesta a la demanda conlleva adquirir 60 MW de recurso DR para el 2025,¹³⁶³ y el Negociado de Energía ha aceptado ese valor para propósitos de modelaje en el PIR Propuesto, la evidencia en este procedimiento (según descrito en la Parte III(B)) también indica que los clientes comerciales e industriales de la Autoridad pueden ofrecer algún DR de emergencia como generación auto-suplida. En un proceso

¹³⁶³ PIR Propuesto, páginas 10-22.



separado (Caso Núm. NEPR-AP-2020-0001) el Negociado de Energía ha ordenado a la Autoridad a buscar hasta 250 MW de DR de estos clientes como parte del proceso de mantener un servicio confiable tras la debacle de los daños ocasionados por terremoto a Costa Sur.¹³⁶⁴ Los clientes con almacenamiento de energía de batería también podrán proveer servicios DR en un modo agregado, como a través de centrales eléctricas virtuales (ver abajo). Mientras tanto, la Ley 17 requiere al Negociado de Energía que desarrolle y emita guías para respuesta de demanda. Tomando en consideración esta evidencia y contexto, el Negociado de Energía **MODIFICA** el Plan de Acción sobre la respuesta de la demanda a lo siguiente.

935. Similar al programa EE, los recursos DR pueden proveer flexibilidad para operaciones de la red a un costo más bajo que los recursos del lado de la oferta. Tales recursos DR deben ser controlables por el operador del sistema. Adicionalmente, los recursos DR pueden consistir en agregaciones de cargas flexibles de clientes. El control puede tomar la forma de despacho directo (en el cual una señal se envía directamente a un conjunto de cargas en una hora específica para lograr un resultado específico), o a través de métodos indirectos como señales variables de precio a base de tiempo para cambiar la conducta del cliente para que el uso se alinee más claramente con los costos del sistema. El Negociado de Energía ha emitido un borrador informal preliminar de los reglamentos de Respuesta a la demanda para los comentarios de los accionistas,¹³⁶⁵ y tiene la intención de comenzar el proceso formal de reglamentación en los siguientes meses.
936. Conforme con los componentes del Plan de Acción Modificado sobre el almacenamiento distribuido y VPPs, la Autoridad **DESARROLLARÁ** sistemas internos, así como programas externos, ofertas, y/o solicitudes para emplear agregados de recursos de respuesta a la demanda para que ofrezcan, despachen y sean compensados por recursos DR costo-eficientes. Esto estará disponible a todas las clases de clientes.

6. Transmisión y Distribución

a. Infraestructura para Resiliencia

937. En la Parte III(I), el Negociado de Energía encontró que la creación completa de la MiniRed de la Autoridad no proveía una solución óptima para las necesidades de los clientes de la Autoridad. El Negociado de Energía encontró que PREPA había fallado en considerar apropiadamente un plan de transmisión

¹³⁶⁴ Resolución y Orden. In Re: Petición de Propuesta para la Generación Temporera en Emergencia, Caso Núm. NEPR-AP-2020-0001, 22 de mayo de 2020, pág. 14.

¹³⁶⁵ Resolución, In Re: Regulation for Energy Efficiency and Demand Response, Caso Núm. NEPR-MI-2019-0015, 2 de julio de 2020.

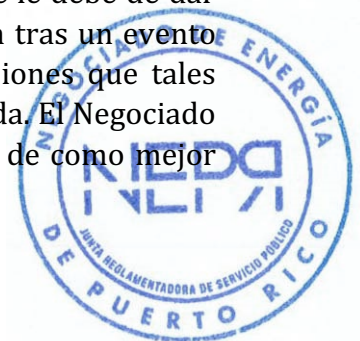


optimizado y ordenó a la Autoridad a desarrollar una estrategia de implementación para optimizar los gastos de transmisión.

938. El Negociado de Energía **ACEPTA** el concepto de la MiniRed. Sin embargo, el Negociado de Energía **NO APRUEBA** el diseño/creación de MiniRed según propuesta por la Autoridad debido a su falta de optimización. El Negociado de Energía encontró que microredes, energía solar fotovoltaica de un solo sitio y almacenamiento de batería y energía solar agregada y almacenamiento de batería o VPPs eran una parte crítica de una solución en general para asegurar resiliencia. En la Parte III(G), el Negociado de Energía aceptó el reconocimiento de la Autoridad de que los VPPs pueden proveer servicios de energía y capacidad de servicios e instruyó a la Autoridad a incluir agregaciones como VPPs como elegible para competir con energía renovable a escala de empresa de servicios públicos (“utility-scale”) y despliegue de recursos de almacenamiento de batería y a proveer servicios de respuesta a la demanda.
939. El PIR Propuesto incluye como primera recomendación el rol central que la participación de clientes debe jugar en la provisión de respuesta a la demanda y provisión de recursos de energía relacionado a sus clientes. La Autoridad también indica que la naturaleza distribuida de los nuevos recursos apoyará el crecimiento económico y cita la importancia de “zonas de resiliencia” para facultar recuperación de eventos atmosféricos. Los interventores citaron la importancia y habilidad de que los recursos distribuidos jueguen un papel en proveer resiliencia. Por ejemplo, según indicado arriba, el Sr. Sandoval enfatizó la importancia de involucrar accionistas directamente al examinar las condiciones siendo mitigadas por soluciones de resiliencia.
940. Basados en la discusión y hallazgos de las Partes III(D), III(G) and III(I), y la generación distribuida y políticas de promoción de microred integradas en la Ley 17, el Negociado de Energía **DETERMINA** que parte del Plan de Acción Modificado será el establecimiento de una infraestructura para la operación de sistema resiliente en un costo razonable que incluya los siguientes elementos:
- Preservación de la opción para mejor optimizar los gastos de resiliencia del sistema de transmisión y distribución(T&D), incluyendo aspectos del concepto MiniRed de la Autoridad. Este elemento incluye gastos para fortalecimiento en general del sistema de transmisión y distribución, según discutido en la Parte III(I). Un proceso separado, discutido abajo, será comenzado por el Negociado de Energía para optimizar el concepto de MiniRed. En ese procedimiento, el Negociado de Energía comenzará inicialmente a explorar como la combinación de resiliencia distribuida y un enfoque parecido a MiniRed en uno o dos regiones MiniRed adyacentes, puede mejor optimizarse para obtener resiliencia al costo razonable más bajo tomando en consideración los efectos económicos que los apagones extendidos pueden causar.



- Revisión y elaboración de la definición e identificación de distintas clases de clientes sobre el carácter crítico del servicio de electricidad y niveles esperados asociados de resiliencia.
 - Énfasis en el rol central que los clientes pueden jugar a través de provisión de suministro de energía y respuesta a la demanda. Este elemento permitirá a los clientes con recursos de almacenamiento de batería, energía auto suplida u otros medios de respuesta a la demanda el proveer capacidad a la Autoridad durante periodos donde los eventos climatológicos amenazan la confiabilidad del sistema eléctrico, tras tales eventos, o durante periodos de “cielos azules” cuando las demandas pico en el sistema de la Autoridad retan los suministros disponibles.
 - Provisión de microred y sitio único relacionado (individualmente, o en el agregado como VPPs) capacidad local y soluciones de energía para ambos, provisión de resiliencia y contribución a necesidades de energía y capacidad durante periodos normales, de acuerdo con la promoción de microredes y recursos distribuidos de la Ley 17.
941. El Negociado de Energía abrirá un procedimiento de Optimización de Minired (“Procedimiento de Optimización”) tras la emisión de esta Resolución y Orden Final. El Negociado de Energía **ENCUENTRA** que este procedimiento será el foro para explorar adicionalmente los costos, beneficios y configuraciones alternas de combinaciones de cables (*en otras palabras*, transmisión fortalecida y activos de distribución) y recursos locales distribuidos que mejor sirven a los puertorriqueños en salvaguardar contra los efectos a corto y largo plazo de apagones del sistema eléctrico que pueden ocurrir como resultado de eventos de tormentas severas. Este será el procedimiento donde la Autoridad cumpla con la Orden del Negociado de Energía en la Parte III(I) para proveer un análisis de las opciones de menor costo considerando el despliegue de recursos distribuidos a pequeña escala como complementos al fortalecimiento de transmisión como propuesto en las inversiones de transmisión de la MiniRed.
942. El Negociado de Energía tiene la **EXPECTATIVA** de que este procedimiento comience en el otoño de 2020.
943. El Negociado de Energía actualmente visualiza el procedimiento como una variación de los formatos de conferencia técnicos utilizados en exploraciones pasadas. El Negociado de Energía está particularmente interesado en obtener aportación de la comunidad y abonados en cuanto a la naturaleza, numero, e identificación de facilidades esenciales especificas a las que se le debe de dar prioridad para esfuerzos dirigidos para asegurar la operación tras un evento climatológico severo, así como información sobre las inversiones que tales facilidades ya han hecho en soluciones de resiliencia distribuida. El Negociado de Energía también está interesado en obtener la aportación de como mejor



balancear una necesidad para provisión de recurso local, con la necesidad de prevenir construcción en exceso de la demanda injustificada y costosa de energía o de recursos de capacidad para propósitos de resiliencia.

944. El Negociado de Energía **ESTABLECE** la región de San Juan/Bayamón como la primera región de MiniRed a ser considerada para optimización debido a la densidad relativa de la carga en esa región. Pese lo anterior, el Negociado de Energía está abierto a sugerencias de los accionistas o de la Autoridad en cuanto a una región de MiniRed distinta u otra zona para examinarla mejor inicialmente. El Negociado de Energía les asegura a los residentes de otras regiones que tenemos la intención de desarrollar estrategias que puedan ser rápidamente aplicadas más allá de la primera región o regiones examinadas para establecer equidad a través de Puerto Rico.

b. Transmisión

945. En la Parte III(I) el Negociado de Energía aceptó los planes de la Autoridad de gastar hasta \$2 billones en total durante la próxima década, para fortalecimiento de la transmisión de los elementos existentes e infraestructura que envejece.
946. El Negociado de Energía **ACEPTA** como parte del Plan de Acción Modificado la porción del Plan de Acción de la Autoridad que incluía gastos prioridad para llevar los activos existentes del Sistema de transmisión a los actuales o nuevos estándares, según visto en el Exhibit 10-11 del PIR Propuesto, y que suman \$1.15 billones hasta el 2025.
947. El Negociado de Energía **NO APRUEBA** en este momento, los \$5.9 billones en gastos de MiniRed, según propuesto por la Autoridad. En el Procedimiento de Optimización indicado arriba, el Negociado de Energía considerará las necesidades asociadas con un sistema de transmisión optimizado de MiniRed y establecerá los desembolsos apropiados de MiniRed y transmisión relacionados.

c. Distribución

948. La Autoridad debe asegurar que las mejoras requeridas para la resiliencia del Sistema de distribución se alineen con y reflejen una priorización del tipo de inversión que apoya incrementar la habilidad para que la generación distribuida esté conectada al sistema de distribución. Mientras la Autoridad considera la consolidación de voltaje que discute en el PIR Propuesto, en la Parte III(I) de esta Resolución y Orden Final, debe asegurarse que todas las actualizaciones de voltaje y adiciones de control de voltaje al Sistema de distribución explícitamente se enfoquen en maximizar la habilidad del sistema para apoyar más generación distribuida, como el Negociado de Energía ordenó en esa Parte. Mientras la Autoridad considera inversiones de resiliencia en



distribución, debe conducir y reportar sobre los análisis específicos requeridos-aquellos que fueron descritos como “más allá del alcance de esa evaluación [PIR]”¹³⁶⁶ – para progresar más hacia permitir a todo su sistema incorporar generación distribuida.

949. El Negociado de Energía condicionalmente aceptó los planes de la Autoridad para \$911 millones en inversiones del Sistema de distribución para resiliencia y apoyo para generación distribuida en la Sección III(I) de esta Resolución Final y Orden. El Negociado de Energía ordenó a la Autoridad a coordinar todos los gastos del sistema de distribución con sus esfuerzos continuos en planificación de sistema de distribución integrado y maximizar la habilidad de la distribución de la red para integrar DG, especialmente energía solar fotovoltaica y baterías requeridas a través de Puerto Rico como parte del Plan Preferido de Recursos Modificado, esbozado en su Plan de Acción Modificado. El Negociado de Energía indicó en la Parte III(I) que esta inversión en el Sistema de distribución está condicionada a unos requisitos de actualización que permanece aún bajo estrategias de resiliencia que no envuelven el despliegue de la estrategia de MiniRed completa.
950. Según indicado en la Parte III(I), el Negociado de Energía espera que la Autoridad directamente considere como las inversiones del Sistema de distribución para resiliencia pueden ser modificadas para reflejar una estrategia optimizada a inversión de transmisión de MiniRed y el Negociado de Energía ordenó a la Autoridad a directamente considerar los impactos de planificación del Sistema de distribución al participar en el Procedimiento de Optimización arriba indicado.
951. El Negociado de Energía adicionalmente decidió que hasta que se desarrolle el Plan de Sistema de Distribución Integrado, la Autoridad procederá en un camino paralelo de maximizar la habilidad de la red de distribución para incorporar todo tipo de generación distribuida.
952. El Negociado de Energía **ORDENA** que el Plan de Acción Modificado incluya inversión de Sistema de distribución y análisis incluyendo integración de generación distribuida de acuerdo con la discusión de arriba y los hallazgos relacionados de la Parte III(I).

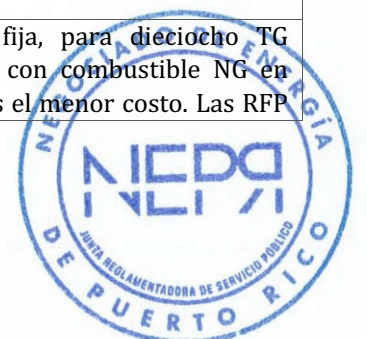
7. Plan de Acción Modificado – Tabla de Componentes¹³⁶⁷

¹³⁶⁶ PIR Propuesto, páginas 10-19.

¹³⁶⁷ Es importante notar que esta tabla es un resumen y como tal, no se interpretará de ninguna manera como reemplazando otras determinaciones relacionadas (por ejemplo, hallazgos y/u órdenes) hechas por el Negociado de Energía en otras partes de esta Resolución y Orden Final.



Elemento	Decisión	Modificación	Descripción/Comentario
MiniRedes (MG) y otra Transmisión	Modificado	Procedimiento de Optimización- Nuevo proceso para enfocarse en una o dos regiones de la MiniRed adyacentes y optimizar necesidades de transmisión. Tomar en cuenta provisión de resiliencia distribuida/uso de microredes dentro de las regiones MG al optimizar las necesidades de transmisión.	\$2 Billones para otros elementos de transmisión no de MiniRed. Ahorros de \$5.9 billones inicialmente para inversión en estrategias óptimas incluyendo resiliencia distribuida, microred y VPPs, e inversión selectiva de MiniRed si se determina ser óptima.
Fortalecimiento de Distribución	Aceptado con condiciones	Sistema de distribución completo. Hasta 2026.	Debe coordinar necesidades de instalación DG con esta estrategia- control de voltaje, “reconductoring”, posible reconfiguración (ej. “feeder switching”). Debe coordinar con la Planificación de Sistema de Distribución Integrada en curso del Negociado de Energía. Debe incluir evaluaciones de capacidad de “hosting”. Soterrar la línea principal del alimentador y actualizaciones a GIS.
Energía solar fotovoltaica	Modificado	El menor costo es la adquisición máxima. Incluye DG renovable y PPOA renegociados, al menos 3500 MW de energía solar nueva para 2025 (S3S2B Full EE), hasta 3900 para 2025 (S3S2B Low EE). Apéndice C, Tabla C-5.	Estructura RFP para obtener contratos para que la instalación alcance al menos los objetivos S3S2B EE Total. Depende del escenario. Las instalaciones de DG renovable propiedad del cliente y los PPOA renovables renegociados cuentan para los objetivos generales, para cumplir con los requisitos de RPS.
Almacenamiento de Energía de batería	Modificado	Al menos 1.360 MW de almacenamiento de batería, para 2025, S3S2B “Full EE”; hasta 1,480 MW S3S2B, “Baja EE” para 2025.	Estructura RFP para obtener contratos para la instalación de baterías para alcanzar al menos los objetivos S3S2B “EE Total”, y posiblemente niveles más altos si son económicos y están disponibles. Permite explícitamente VPP, baterías distribuidas.
Nuevas Turbinas de Gas	Rechazado	N/A	Fue una decisión fija, para dieciocho TG nuevos de 23 MW con combustible NG en contenedores. No es el menor costo. Las RFP



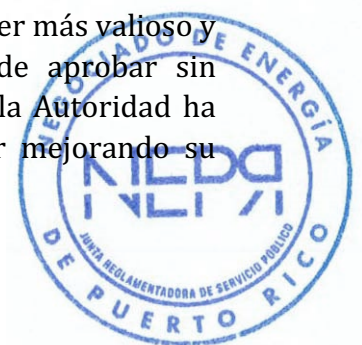
Elemento	Decisión	Modificación	Descripción/Comentario
			para capacidad local necesitan hasta 81 MW para ser independientes de la tecnología.
Eficiencia energética Acelerada y Respuesta a la Demanda	Modificado	Apoyar todos los pasos necesarios para establecer programas EE a 2%/ ahorros al año incluyendo programas de inicio rápido. Implementar Guías DR al emitir; buscar capacidad DR de clientes C&I y agregados inicialmente, seguidos por residencial.	Los ahorros son “recursos de menor costo”.
Posibilitar Respuesta a la Demanda y Generación Distribuida Incrementada	Aceptado con Énfasis	La Autoridad para respaldar todas las ofertas de DR, incluidas VPP y las nuevas ofertas de C&I DR. Autoridad para coordinar todo el refuerzo del sistema de distribución y gasto para permitir la integración de niveles máximos de generación distribuida.	La Autoridad debe desarrollar sistemas que permitan mayores niveles de respuesta a la demanda que los modelados en el PIR propuesto. La planificación y los gastos del sistema de distribución de la Autoridad deben maximizar la capacidad del sistema de distribución para respaldar la DG del sistema de distribución.
Convertir Plantas Retiradas en Condensadores Sincrónicos	Aceptado	N/A	8 unidades en las ubicaciones de San Juan, Palo Seco, Aguirre, en el horizonte de planificación completo, para una eventual conversión a condensadores síncronos según sea necesario. Retirar y utilizar SJ 9 y 10 primero para la condensación síncrona. Seis meses para convertir 1 unidad.
Retiro de Unidades	Aceptado con condiciones	Frame 5 picos, Aguirre Vapor 1 & 2, Costa Sur 5 & 6, San Juan 7 & 8, Palo Seco 3 & 4, Aguirre CC 1 & 2. No se esperan demoras indebidas en la jubilación, todas las jubilaciones de unidades afectadas por MATS se esperan durante la vigencia del Plan de Acción Modificado.	En los primeros cinco años del plan, sujeto a disponibilidad de nuevos recursos de generación. Condiciones métricas para indicar capacidad de altura. Informe de estado semestral sobre el plan de jubilación.
Convertir San Juan 5 & 6 a Gas	Aceptado	N/A	Completado.
Nuevo CCGT en Palo Seco.	Aprobado para análisis de	Trabajo preliminar aprobado para ubicación limitada,	Se permiten análisis preliminares económicos, de ubicación, permisos y



Elemento	Decisión	Modificación	Descripción/Comentario
	viabilidad de ubicación limitada y permisos	permisos y análisis de factibilidad, hasta \$ 5 millones.	planificación con una guía estricta. La actividad no debe interferir ni retrasar los procesos de adquisición de baterías y energía renovable. Negociado de Energía requiere informes periódicos en los trabajos preliminares autorizados.
Desarrollar terminal de LNG en tierra en San Juan para nueva CCGT y SJ 5&6	Rechazado, como parte del plan de menor costo	N/A	La necesidad depende en que se implemente CCGT de Palo Seco.
Contrato de EcoEléctrica o nuevo CCGT en Costa Sur EcoEléctrica	Aceptado - extensión de contrato	Extensión de contrato de EcoEléctrica hasta 2032. Capacidad máxima incrementa a 530 MW de 507 MW. No nuevo CCGT en Costa Sur.	Pagos de capacidad reducida; costos de combustible incrementados.
Actividades Preliminares para LNG a base de buques en Mayagüez para turbinas de gas 4 x 50 MW existentes	Rechazado	N/A	Decisión Fijada en Plan ESM. No de menor costo.
Actividades Preliminares para LNG a base de buques en Yabucoa para nuevo CCGT	Rechazado	N/A	Decisión Fijada en Plan ESM. No de menor costo.
Cese de Contrato/retiro de AES para finales de 2027	Aceptado	N/A	El Negociado de Energía considerará conversión a gas natural durante el próximo PIR.

V. PREPARACIÓN PARA EL NUEVO CICLO PIR

953. El próximo procedimiento de PIR debe tomar menos tiempo, ser más valioso y resultar en un PIR el cual el Negociado de Energía puede aprobar sin modificaciones significativas. Aunque desde el PIR de 2016, la Autoridad ha mostrado cierto progreso, la Autoridad aún debe continuar mejorando su



proceso de planificación de recursos para que los PIR futuros cumplan con la política pública y el Reglamento 9021, mientras superan los estándares de la industria. Esta parte resume los elementos de acción específicos y las mejoras en los procesos internos para el próximo PIR.

A. Elementos de Acción Específicos

954. En las Partes III y IV de esta Resolución y Orden, el Negociado de Energía ha documentado elementos específicos de acción para que sean incorporados en el próximo PIR. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a incorporar para el próximo PIR los elementos de acción enlistados continuación por categoría.

1. Eficiencia Energética y Respuesta en la Demanda

955. Respecto a la Eficiencia Energética y la Respuesta en la Demanda, como parte de la preparación para desarrollar el próximo PIR, la Autoridad debe:

- Incorporar los resultados de los estudios de mercado sobre Eficiencia Energética e incluirlos como parte de sus proyecciones de eficiencia energética;
- Comparar los costos y el desempeño de los programas de eficiencia energética modelados en el PIR con programas similares y de buenas prácticas utilizadas jurisdicciones;
- Demostrar que los programas de eficiencia energética modelados en el PIR son costo eficientes;
- Incorporar una proyección de recursos de la Respuesta en la Demanda que refleje las próximas regulaciones del Negociado de Energía relacionadas. Esto debería resultar en una disminución en la demanda pico que pueda modelarse en la carga estimada y / o como un recurso de suministro; y
- Que tome en cuenta el potencial de tarifas de carga interrumpible para clientes comerciales e industriales.

2. Generación Distribuida y Almacenamiento

956. Respecto a la Generación Distribuida y Almacenamiento, como parte de la preparación para el próximo PIR, la Autoridad debe:

- Incorporar los cambios de soluciones de distribución resiliente que utiliza la Generación Distribuida (según discutidas en la Parte III (I) y la Parte IV de esta Resolución y Orden Final) mediante acciones o programas de servicios públicos que podrían cambiar la trayectoria de la implementación de la Generación Distribuida;
- Probar el mercado y determinar los precios actualizados de la energía solar fotovoltaica para el desarrollo en Puerto Rico. Debería



utilizar estos procesos tanto para adquirir energía solar fotovoltaica como para desarrollar precios para usarlo en el análisis del próximo PIR. La Autoridad ya no dependerá de un costo agregado uniforme del 16% para el costo de energía solar fotovoltaica, baterías o cualquier recurso renovable para fines de planificación, y en su lugar basará su análisis en los resultados de las solicitudes y los precios disponibles en el mercado para el desarrollo e instalación en Puerto Rico;

- Incorporar recursos de almacenamiento distribuidos que pueden proporcionar servicios de Respuesta a la Demanda como un recurso modelado. Esto puede resultar en que el recurso sea tratado como un recurso de Respuesta a la Demanda y / o como parte de una planta de energía virtual como un recurso de suministro;
- Incluir en sus tasas de adopción de Generación Distribuida y Almacenamiento consideraciones que incluyan, pero no se limiten a, tarifas de la Autoridad, programas, consideraciones de la política pública de Puerto Rico y reflejar la deserción de la red; y
- Utilizar los resultados de sus esfuerzos para adquirir recursos de almacenamiento distribuido para proporcionar servicios de red para informar el estimado sobre el costo, la disponibilidad y el rendimiento del almacenamiento distribuido.

3. Carga Estimada

957. Respecto a la carga estimada, la Autoridad debe:

- Considerar las mejoras de su carga estimada que incluye, pero no se limita a, impactos de carga estimada comercial y el uso de variables independientes que incluyen, pero no se limitan a, PNB, población y clima;
- Incorporar el impacto y un campo de escenarios que se puedan adoptar para los escenarios de vehículos eléctricos. El pronóstico de estos VE debe incluir un rango de posibles tasas de adopción de vehículos eléctricos que sean consistentes con la política pública declarada por Puerto Rico, ser informados por Puerto Rico y los mercados automotrices de los Estados Unidos y tener en cuenta el impacto de la carga de vehículos eléctricos controlada y no controlada en la demanda máxima; y
- Tener en cuenta las normas federales de electrodomésticos, los códigos de construcción y los programas gubernamentales pertinentes, tales como asistencia de climatización o programas de Puerto Rico para mejorar la eficiencia energética en instalaciones gubernamentales, en el desarrollo de la carga estimada y proyecciones de Eficiencia Energética.



4. Recursos Eólico

- Realizar un estudio de energía eólica marina adaptado al recurso eólico y la red eléctrica de Puerto Rico tomando en consideración el costo, el perfil de generación y otras características de las opciones de turbinas eólicas ancladas y flotantes;
- Tener en cuenta de manera adecuada y completa los costos basados en el mercado y el rendimiento máximo nocturno de los recursos eólicos terrestres, y especialmente considerar el rendimiento de los recursos eólicos terrestres diseñados para regímenes de vientos lentos, utilizando la información más actualizada disponible; y
- Tener en cuenta de manera adecuada y completa los costos basados en el mercado y el rendimiento máximo nocturno de los recursos eólicos marinos, utilizando la información más actualizada disponible.

5. Reservas y Limitaciones

Respecto a las Reservas y Limitaciones, si la Autoridad determina utilizar el sistema de tarjeta de puntuación, deberá incluir valores cuantitativos específicos para cualquier elemento examinado, acompañado por una explicación y razonamiento por cada valor asignado.

7. Análisis de las Necesidades de Recursos

958. Respecto al Análisis de las Necesidades de Recursos, la Autoridad debe incluir en el cuerpo del PIR:

- Un balance de recursos de carga y capacidad por año para todos los años del período de planificación basado en el sistema existente en ese momento, incluyendo todos los recursos que se contrataron para ser implementados al momento del PIR; y
- Un pronóstico de la posición neta anual por año para todos los años del período de planificación basado en el sistema existente en ese momento, incluidos todos los recursos que se contrataron para ser implementados al momento del PIR y basado en el uso de un margen de reserva de planificación de umbral.

6. Advertencias y Limitaciones

959. Respecto a las advertencias y limitaciones, si la Autoridad opta por utilizar una tarjeta de calificación, deberá incluir ponderaciones cuantitativas específicas



para cualquier atributo, acompañado con una explicación y justificación para cualquier ponderación asignada.

7. Transmisión y Distribución

960. Respecto a la transmisión y distribución la Autoridad deberá:

- Incorporar cómo los planes de recursos podrían afectar los requisitos para el gasto en T&D;
- Considerar cómo optimizar el desarrollo de un plan de recursos o una estrategia de implementación teniendo en cuenta los gastos de transmisión; y
- Incorporar los resultados de todos y cada uno de los análisis de los sistemas de planificación de distribución integrada y análisis de la capacidad de alojamiento.

8. Modificación del Plan de Acción

961. Con Respecto a la Modificación del Plan de Acción, la Autoridad debe considerar como una posible alternativa, la conversión de la planta de Carbón AES a una operación de gas natural como parte del próximo PIR.

B. MEJORA DE PROCESOS INTERNOS

962. En términos de los procesos internos de la Autoridad, el Negociado de Energía le **ORDENA** a la Autoridad a incorporar para el próximo PIR una lista de los elementos enumerados a continuación.

1. Procesos para Mejorar la Presentación del PIR

963. Hay una serie de áreas en las que la Autoridad se beneficiaría de mejorar su organización y proceso internos, lo que a su vez resultará en una mejora en la calidad de su presentación de IRP y la puntualidad de someter la información. El Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad a que presente, no más tarde de un año después de la fecha de notificación de esta Resolución y Orden Final, un informe detallado que describa cómo la Autoridad mejorará su proceso de planificación de recursos. El informe mencionado deberá incluir, como mínimo, lo siguiente:

- Los pasos específicos que la Autoridad pretende tomar para abordar todas las deficiencias en el PIR propuesto por la Autoridad y el Plan de Acción Propuesto identificado en esta Resolución y Orden Final;
- Los nombres y cargos de los ejecutivos y gerentes de la Autoridad responsables de dar esos pasos;
- Las fechas para las cuales se tomarán esos pasos, que se muestran en un diagrama de “Gantt” que identifica los pasos críticos para la



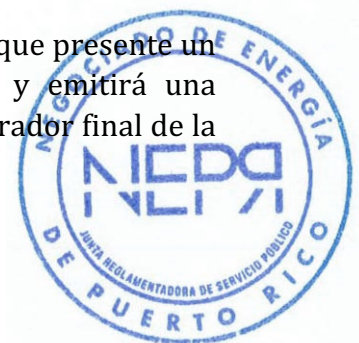
finalización oportuna del proceso (es decir, los pasos que son requisitos previos para los siguientes);

- Una descripción del marco modelado que la Autoridad utilizará en el próximo PIR;
- Una descripción de qué departamentos internos, divisiones, áreas o componentes (colectivamente, departamentos) tendrán responsabilidades en el desarrollo del próximo PIR, que deberá incluir una descripción de esas responsabilidades y los nombres de cada uno de los líderes de los departamentos.;
- Una descripción de los esfuerzos de desarrollo profesional que llevará a cabo la Autoridad para asegurar que su personal esté lo suficientemente educado y experimentado en los requisitos de política pública aplicable, incluidos, entre otros, los requisitos de la Ley 17, la Ley 57, el Reglamento 9021 y la norma en las prácticas de la industria con respecto a la planificación de recursos a largo plazo; y
- Una descripción de cómo la Autoridad mejorará sus prácticas de mantenimiento de registros, incluyendo cómo (i) guardará, en forma digital, comunicaciones vitales, memorandos, libros blancos y contratos, y (ii) asegurará líneas claras de control y autoría para todos los datos y análisis.

2. Selección de Consultor Técnico del PIR

964. Este procedimiento demostró el impacto de tener que depender plenamente de los servicios de un consultor técnico externo sobre la puntualidad y eficiencia con que se preparan y presentan esas presentaciones. Además, la selección estandarizada de un consultor técnico calificado es importante dado que el costo de dicho compromiso corre a cargo de los contribuyentes. Por lo tanto, el Negociado de Energía **ORDENA** a la Autoridad la selección del consultor técnico para los servicios relacionados con el PIR que cumpla con los siguientes requisitos:

- a. No más tarde de un (1) año a partir de la fecha de notificación de esta Resolución y Orden Final, la Autoridad deberá someter para la revisión y aprobación del Negociado de Energía un borrador de Solicitud de Calificación RFQ para servicios de consultoría del PIR. Dicho borrador de RFQ establecerá los requisitos mínimos de calificación para brindar servicios de consultoría relacionados con el PIR;
- b. El Negociado de Energía podrá exigir a la Autoridad a que presente un borrador de RFQ modificado, según sea necesario y emitirá una determinación, entre otras cosas, (i) aprobando el borrador final de la



RFQ; y (ii) brindar orientación y dirección a la Autoridad en cuanto a cuándo debe emitir la RFQ;

- c. La Autoridad recibirá las respuestas de los consultores interesados y calificará a los encuestados con base en los requisitos contenidos en la RFQ aprobada;
- d. La Autoridad deberá presentar al Negociado de Energía un grupo de consultores potenciales, acompañado de una certificación de un ejecutivo responsable de la Autoridad de que cada miembro del grupo cumple con los requisitos de la RFQ. La Autoridad también proporcionará al Negociado de Energía copias de cualquier documento en el que se base la Autoridad para determinar dicha certificación;
- e. Una vez que el Negociado de Energía determine que los integrantes cumplen con los requisitos de RFQ, la Autoridad deberá presentar al Negociado de Energía, para su revisión y aprobación, un borrador de contrato para la prestación de consultoría relacionada con el PIR, el cual deberá incluir un alcance detallado de los servicios cubiertos por el contrato;
- f. Una vez que el Negociado de Energía apruebe el borrador del contrato, la Autoridad requerirá propuestas de los consultores calificados e iniciará negociaciones con los consultores calificados;
- g. Si bien la Autoridad tendrá discreción para elegir uno o más consultores de las propuestas recibidas, la Autoridad debe presentar un informe al Negociado de Energía sobre el proceso de negociación. La Autoridad deberá demostrar a satisfacción del Negociado de Energía la justificación del proceso de selección. Dicho informe deberá contener, para la aprobación del Negociado de Energía, un borrador final del contrato propuesto y una descripción detallada de cualquier enmienda en los términos y condiciones del contrato del borrador previamente aprobado por el Negociado de Energía y una versión de línea roja destacando tales desviaciones; y
- h. La Autoridad ejecutará el contrato con el consultor técnico elegido, previa aprobación del Negociado de Energía.

VI. DETERMINACIONES DE HECHOS Y CONCLUSIONES DE DERECHO

A. DETERMINACIONES DE HECHOS

965. Al desarrollar su plan de recursos, la Autoridad utilizó el modelo Aurora LTCE para evaluar los costos de cada caso considerado. El modelo Aurora busca



minimizar el valor presente de los ingresos para la Autoridad dentro de las restricciones establecidas para cada caso, mientras se mantienen niveles confiables de suministro eléctrico para satisfacer la carga durante todo el período de estudio. El modelo de la Autoridad es hasta finales de 2038, lo que representa un periodo de 20 años desde el comienzo del 2019. La Autoridad llevó a cabo además un análisis "nodal" para evaluar cómo la configuración y las capacidades del sistema de transmisión de la Autoridad impactan la congestión, las pérdidas técnicas, los costos de producción, la reducción de renovables y la energía no servida.

966. La evidencia demuestra que el análisis del PIR se realizó en el contexto de una carga decreciente. Incluso antes de incorporar los impactos de EE y GD, las proyecciones de la disminución de la población de Puerto Rico y el lento crecimiento económico llevan a proyecciones de disminución de la carga. Además, los impactos de los huracanes Irma y María han llevado a la Autoridad a proponer un cambio fundamental en la configuración geográfica de su flota de generación, acercándose la generación a la carga. Este cambio llevó a la Autoridad a incluir cambios sustanciales en T&D en su PIR, en lugar de preocuparse única o principalmente por la generación. La evidencia demuestra que los cambios en la política pública con respecto al suministro de electricidad renovable y EE se han reflejado en este PIR propuesto.
967. La evidencia demuestra que la Autoridad ha cumplido con los requisitos de presentar un pronóstico de los requisitos futuros de capacidad y demanda de energía, así como un análisis de la carga estimada previa de acuerdo con la Sección 2.03 (C) del Reglamento 9021. Sin embargo, aunque los efectos netos son relativamente pequeños, la evidencia muestra que la Autoridad no identificó adecuadamente las variables utilizadas en la carga estimada del sector comercial.
968. La evidencia demuestra que la Autoridad no incluyó explícitamente las cargas de vehículos eléctricos en su estimado y que esta carga debe incluirse en los pronósticos futuros. La evidencia demuestra que el PIR propuesto por la Autoridad contenía un análisis de treinta y cinco (35) planes de recursos, o treinta y cinco (35) escenarios separados, y los resultados se resumieron en los Anexos 8-1, 8-2 y 8-3. La Autoridad también presentó cincuenta y dos (52) conjuntos adicionales de resultados modelados, de los cuales cuarenta y seis (46) y seis (6) son en respuesta a los ROI del Negociado de Energía y AES-PR, respectivamente, lo que da lugar a un total de ochenta y siete (87) resultados de escenario de recursos presentados en el PIR propuesto.
969. Basado en la evidencia, la Autoridad ha cumplido con los requisitos de la Sección 2.03 (F) (3) con respecto a la identificación de una amplia gama de nuevos programas potenciales de EE y DR. Estos programas se evaluarán con más detalle una vez se implemente el programa de EE.



970. El Negociado de Energía acepta la evidencia sobre la cantidad y la rentabilidad de la RD que ha presentado la Autoridad, para los propósitos de este PIR.
971. La evidencia demuestra que la Autoridad correctamente determinó que EE es siempre el recurso de menor costo y de más baja demanda a un costo mucho menor que el suministro nuevo y el T&D asociado.
972. La evidencia respalda un nivel máximo de implementación de EE como una provisión central de un Plan de Recursos Preferidos aprobado.
973. La evidencia demuestra que la Autoridad ha cumplido con los requisitos de la Sección 2.03 (D) (1) (a) y (B) del Reglamento 9021 al proporcionar tablas resumidas de los recursos existentes e información suplementaria sobre la oferta de recursos de la Autoridad.
974. La evidencia demuestra que la Autoridad no cumplió con la Sección 2.03 (D) (1) (c) del Reglamento 9021 en el sentido de que la Autoridad no proporcionó gastos anuales de capital no ambiental anticipados durante los próximos 10 años. La evidencia también muestra que la Autoridad no proporcionó el capital y los costos operativos esperados para cumplir con los requisitos regulatorios y legales actuales, propuestos y razonablemente anticipados. Finalmente, la Autoridad no resumió la información complementaria sobre cambios importantes a los recursos que han ocurrido desde la aprobación del PIR más reciente.
975. La evidencia demuestra que la Autoridad no cumplió con las Secciones 2.03 (E) (1) y (2) del Reglamento 9021 en el sentido de que la Autoridad no proporcionó directamente una tabla de balance anual de carga y recursos para las condiciones existentes, ni proporcionó una “posición neta anual” bajo cualquier conjunto de recursos o combinaciones de carga.
976. La evidencia demuestra que el análisis de las necesidades de recursos de la Autoridad no ha transmitido suficientemente información fundamental sobre la cantidad de capacidad que la Autoridad puede necesitar en el horizonte de planificación.
977. El Negociado de Energía concluye que, el uso del costo agregado uniforme del 16% es aceptable para los propósitos de planificación de este PIR propuesto únicamente y que en el futuro la Autoridad debe basar su análisis en los resultados de las solicitudes reales y del precio disponible del mercado para el desarrollo e instalación en Puerto Rico.
978. El Negociado de Energía coincide con la Autoridad en que la evidencia respalda los elementos “sin remordimientos”, de energía renovable y almacenamiento, ii) maximización de las provisiones de EE, iii) integración de GD, y iv)



endurecimiento de aspectos del sistema T&D, mientras se forma el núcleo de un Plan de Recursos Preferidos Modificado para la Autoridad.

979. El Negociado de Energía considera que la evidencia respalda la conversión de plantas generadoras de vapor retiradas a condensadores sincrónicos en apoyo de los requisitos de voltaje que reflejan niveles crecientes de generación basada en inversores (de energía solar fotovoltaica y almacenamiento de energía en baterías) es razonable.
980. La evidencia no respalda la exclusión de la Autoridad del S3S2 de la consideración como Plan de Recursos Preferidos en la medida en que la Autoridad basó la exclusión en supuestos de costos infundados y su exclusión técnicamente inapropiada de la carga de almacenamiento de batería durante las horas pico de producción solar, al comparar e informar la energía solar fotovoltaica con las relaciones de carga máxima previstas en escenarios alternativos.
981. La evidencia respalda la acción de adquisición planificada para resolver las incertidumbres con respecto al costo real de la energía solar fotovoltaica y el almacenamiento de baterías.
982. La evidencia demuestra que, desde la perspectiva de la mitigación del cambio climático, el escenario S3S2B es preferible al ESM y los escenarios S4S2B.
983. La evidencia respalda el retiro de la Autoridad de los activos de vapor más antiguos y de petróleo en orden de disminución del costo de operación cuando ya no sean necesarios para la confiabilidad del sistema y acorde con la conversión sincrónica del condensador.
984. La evidencia respalda el retiro de Costa Sur 5 y 6 cuando se puede respaldar la operación confiable del sistema sin su presencia, luego del retiro de los recursos derivados del petróleo.
985. La evidencia no respalda la afirmación de la Autoridad de que se necesita infraestructura de gas adicional en Mayagüez y Yabucoa, tal como figura en el Escenario de ESM como una decisión fija. La evidencia también demuestra que no es razonable planificar para respaldo ubicaciones de suministro de gas cuando incluso la ubicación principal preferida de la Autoridad para una nueva unidad de ciclo combinado de gas, en Palo Seco, no ha sido demostrado ser una opción sólida para un plan de recursos preferido.
986. La evidencia demuestra que la Autoridad eligió el Escenario de ESM como su Plan de Recursos Preferidos. El Negociado de Energía ha rechazado este plan como el Plan de Recursos Preferidos porque la Autoridad no se basó en NPVRR como el criterio principal para elegir el ESM según requerido en la Sección 2.03 (H)(2)(d)(i) del Reglamento 9021. En consecuencia, la evidencia demuestra



que la Autoridad no pudo demostrar los beneficios económicos del ESM en comparación con los planes competidores que la Autoridad incluyó en el PIR. Sin embargo, el Negociado de Energía retuvo cinco elementos centrales del Escenario de ESM de la Autoridad como parte de un Plan de Recursos Preferidos Modificado y un Plan de Acción Modificado, porque contienen elementos comunes a todos los planes, son acciones "sin remordimientos" y son razonables. Estas acciones son: conversión oportuna de la infraestructura de la planta de vapor más antigua a condensadores sincrónicos para proporcionar soporte reactivo dinámico y características de estabilidad e inercia para el sistema de la Autoridad después de la instalación de mayores cantidades de energía solar fotovoltaica; despliegue de EE, hasta la cantidad máxima obtenible como se ve en los Escenarios de "EE Total" ; adquisición máxima de energía solar fotovoltaica en consonancia con todos los escenarios; almacenamiento de energía de batería como un elemento de un Plan de Recursos Preferidos Modificado; y endurecimiento de T&D.

987. La evidencia demuestra la razonabilidad de los resultados del modelado de la Autoridad que incluyen necesidades sustanciales de nuevos recursos solares fotovoltaicos y de baterías en el corto y largo plazo para Puerto Rico y respalda plenamente la adquisición competitiva de estos recursos tanto a escala de servicios públicos como a VPP de escala distribuida más pequeña, siempre que se cumplan las especificaciones técnicas.
988. La necesidad del desarrollo de 400 MW de nuevos recursos pico de combustibles fósiles en el PIR propuesto no fue respaldado con evidencia.
989. La Autoridad ha demostrado la razonabilidad de reemplazar una pequeña parte de los GT más antiguos con recursos máximos mediante un proceso de subastas competitivo abierto a todos los recursos.
990. La evidencia no respalda la inclusión de una nueva unidad de ciclo combinado a gas en Palo Seco para el 2025 como parte de un plan de menor costo.
991. El Negociado de Energía acepta las suposiciones de la Autoridad en el registro con respecto al viento, el almacenamiento de baterías a escala de servicios públicos y los costos de energía solar a escala de servicios públicos como razonables para los fines de este PIR propuesto.
992. El Negociado de Energía concluye que basado en la evidencia, el análisis de la Autoridad del recurso GD utilizando un pronóstico fijo es aceptable para los propósitos limitados para los cuales se utiliza en este procedimiento.
993. El Negociado de Energía concluye que basado en la evidencia, la Autoridad proporcionó un análisis razonable del rango de posibles resultados para los precios del gas natural y que el precio del combustible de petróleo crudo es razonable.



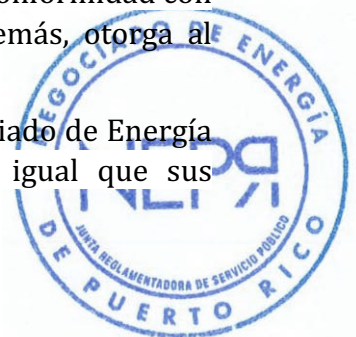
994. El Negociado de Energía no aprueba la infraestructura de gas propuesta en el PIR Propuesto porque la evidencia demuestra que no es necesario un nuevo CCGT a gas en Palo Seco.
995. El PIR Propuesto por PREPA sí considera evaluaciones de impacto ambiental. No obstante, en el próximo ciclo del PIR, la Autoridad deberá ampliar la evaluación de impactos ambientales, incluyendo una discusión específica sobre los aspectos del cambio climático.
996. Basado en la evidencia provista, la inclusión de advertencias y limitaciones por parte de la Autoridad según lo requiere la Sección 2.03 (I) del Reglamento 9021 es razonable.
997. La evidencia demuestra que la tarjeta de calificación de la Autoridad como se presenta en el PIR Propuesto no es útil y debe mejorarse en el próximo PIR de acuerdo con las instrucciones del Negociado de Energía.
998. La evidencia demuestra que las microredes forman una parte crítica de las necesidades de resiliencia y que deben ser incorporadas en todos los ejercicios de transmisión, distribución y planificación de recursos de la Autoridad y en todas las acciones de despliegue que se tomen en cumplimiento del Plan de Acción Modificado.
999. La Autoridad no ha demostrado que toda carga crítica deba ser servida únicamente con recursos térmicos y la Autoridad no ha proporcionado evidencia de que la energía solar fotovoltaica y las baterías no puedan suministrar una parte sustancial de la carga crítica real o que dichos recursos no puedan aportar contribuciones a la provisión de un nivel suficiente de resiliencia.
1000. La evidencia suministrada no respalda el requisito de reserva de capacidad de la Autoridad, por lo que cada una de las ocho regiones de MiniGrid debe cumplir con la provisión del 75% de la Autoridad de carga máxima crítica definida, únicamente con recursos de capacidad térmica.
1001. El testimonio de los interventores demuestra de manera convincente el valor inherente de los recursos distribuidos a pequeña escala en forma de microredes, energía solar fotovoltaica en un solo sitio y almacenamiento de baterías, y almacenamiento agregado de energía solar fotovoltaica y baterías (oVPPs) para Puerto Rico como una parte fundamental de una solución general para garantizar la resiliencia.
1002. La evidencia demuestra que el rápido despliegue de puntos de resiliencia distribuida, incluido el uso de microredes, energía solar fotovoltaica en un solo sitio y recursos de baterías, o VPP agregados, debe formar parte de los enfoques a corto plazo de la Autoridad para desarrollar una infraestructura más resiliente.



1003. La evidencia demuestra que el análisis del Valor de la Carga Perdida (VOLL) de la Autoridad demuestra la importancia de reducir la pérdida de carga de larga duración, sin embargo, no proporciona ninguna comparación de la rentabilidad entre diferentes enfoques para reducir la pérdida de carga.
1004. La Autoridad no ha apoyado ni demostrado su afirmación de que la construcción de MiniRedes en general es un enfoque de “menor costo” para lograr la resiliencia frente a eventos climáticos, dada la falta de análisis de alternativas razonables y de optimización de costos de la construcción de MiniRedes.
1005. La evidencia demuestra la necesidad de mejorar el sistema de transmisión y los planes de la Autoridad de gastar hasta \$2 mil millones de dólares para el fortalecimiento de la transmisión de los elementos existentes y la infraestructura obsoleta.
1006. La evidencia demuestra que la Autoridad no consideró adecuadamente un plan de transmisión optimizado y que el Plan de Acción Modificado debería incluir el desarrollo de un plan de recursos o una estrategia de implementación para optimizar el gasto en transmisión.
1007. La evidencia demuestra que los planes de la Autoridad de invertir \$911 millones de dólares en sistemas de distribución para la resiliencia y el apoyo a la GD son razonables.
1008. La evidencia demuestra que la ESM preferida por la Autoridad no es un plan que resulte un menor costo y debe ser rechazado. La evidencia demuestra además que las modificaciones del Negociado de Energía al Plan de Recursos Preferidos son justas y razonables y están respaldadas por el expediente.
1009. El Negociado de Energía propiamente modifica el Plan de Acción de la Autoridad en su PIR Propuesto de conformidad con los hallazgos y órdenes del Negociado de Energía como se establece a lo largo de esta Resolución y Orden Final.

B. CONCLUSIONES DE DERECHO

1010. El Artículo 1.9 (1) de la Ley 17-2019 establece: “La planificación a largo plazo del Sistema Eléctrico es un elemento indispensable para implementar la Política Pública Energética adoptada en esta Ley y facilitar que el Sistema Eléctrico permita el desarrollo sostenible del pueblo de Puerto Rico. Dicha planificación consistirá en un Plan Integrado de Recursos, de conformidad con lo dispuesto en esta Ley, la Ley 57-2014 y la Ley 83.” Además, otorga al Negociado de Energía la autoridad para aprobar el PIR.
1011. La Sección 1.9 (1) de la Ley 17 establece además que el Negociado de Energía “...evaluará y aprobará el Plan Integrado de Recursos, al igual que sus



enmiendas o modificaciones, de forma consistente con la intención legislativa y declaración de política pública adoptada por la Asamblea Legislativa en la Sección 3 de la Ley 120-2018, el Artículo 13 de la Ley 29-2009 en cuanto a las protecciones y consideraciones aplicables a los Contratos de Alianza, y la política pública enunciada en esta Ley.” El 17 de junio de 2020, el Negociado de Energía emitió una Resolución y Orden emitiendo un Certificado de Cumplimiento Energético de acuerdo con la Sección 5 (g) de la Ley 120-2018, para una transacción de la Autoridad que involucre la operación y administración del sistema de T&D de la Autoridad.¹³⁶⁸ En el momento en que se complete esta transacción y una nueva entidad asuma la responsabilidad del sistema de T&D de la Autoridad, la Resolución Final y Orden en este caso aplicará a la entidad en la transacción de la Autoridad que es responsable de la operación y administración del sistema de T&D de la Autoridad.

1012. El Artículo 6.3 (b) y (c) de la Ley 57 otorga al Negociado de Energía la autoridad para adoptar e implementar los reglamentos necesarios para garantizar la capacidad, confiabilidad, seguridad, eficiencia y razonabilidad de las tarifas eléctricas. De conformidad con dichas disposiciones, el Negociado de Energía adoptó el Reglamento 9021, que establece el marco regulatorio y los requisitos de presentación aplicables a la presentación de la Autoridad y la revisión por el Negociado de Energía del segundo PIR propuesto por la Autoridad.
1013. La Sección 1.9 (3) de la Ley 17-2019 requiere que el IRP contenga: (i) una gama de pronósticos de la demanda futura; (ii) una evaluación de los recursos de conservación disponibles en el mercado; (iii) una evaluación la gama de tecnologías de generación convencionales y no convencionales que estén disponibles en el mercado; (iv) una evaluación de la capacidad de transmisión y confiabilidad del sistema; (v) una evaluación comparativa de los recursos de suministro de energía, incluyendo T&D; (vi) una evaluación de la combinación de recursos que se designan para promover la diversificación de fuentes de energía, estabilizar los costes energéticos y mejorar la estabilidad y mejorar la confiabilidad y estabilidad de la red; (vii) una evaluación de las plantas de la Autoridad existentes que estime las mejoras en la infraestructura y la eficiencia operacional, su vida útil, las fecha de retiro y costos de decomisos; (viii) una evaluación de los impactos ambientales, incluyendo emisiones al aire, consume de agua, los desechos sólidos y otros factores ambientales, incluido el cambio climático; (ix) una evaluación de la interconexión al Sistema eléctrico de la Autoridad de proyectos de energía renovable para el cumplimiento de la Ley 82-2010 y de otros productores independientes; una evaluación del cambio climático, proyecciones respecto a la integración de recursos de generación

¹³⁶⁸ Resolución y Orden, In Re: Certificado de Cumplimiento Energético, Caso Núm. NEPR-AP-2020-0002, 17 de junio de 2020.



distribuida a la red eléctrica; una evaluación de las instalaciones de servicios esenciales en toda la isla y medidas para aumentar la resiliencia, como el establecimiento de microrredes, generación distribuida y líneas de distribución soterradas; una evaluación de las acciones necesarias para lograr objetivos de almacenamiento de energía; y, cualquier otro requisito establecido por el Negociado de Energía mediante orden o reglamento.

1014. Como lo requiere la Sección 1.9 (4) de la Ley 17, el Artículo 6.23 (c) de la Ley 57 y el Reglamento 9021, el Negociado de Energía ha revisado el PIR. El Negociado de Energía **APRUEBA** en parte y **DESAPRUEBA** en parte el PIR por las razones indicadas en esta Resolución y Orden Final.
1015. Como lo requiere la Sección 1.9 (1) de la Ley 17, el Artículo 6.23 (c) de la Ley 57 y la Sección 3.08 del Reglamento 9021, el Negociado de Energía está aprobando un Plan de Recursos Integrados Modificado y ordenando a la Autoridad a que presente dicho documento con ciertas elaboraciones y tome las acciones especificadas en la Parte V de esta Resolución Final y Orden para prepararse para el próximo PIR.

VII. CONCLUSIÓN

Por las razones que anteceden, el Negociado de Energía **APRUEBA EN PARTE Y RECHAZA EN PARTE** el PRI Propuesto y **APRUEBA** el PIR Modificado y el Plan de Acción Modificado, según descrito en esta Resolución y Orden Final.

El Negociado de Energía publicará esta Resolución y Orden Final tanto en inglés como en español. Si surge algún conflicto entre las dos versiones, prevalecerá la versión en inglés. Al momento, el Negociado de Energía está trabajando para completar la versión en español. Sin embargo, para beneficio del público, el Negociado de Energía publicará hoy, un Resumen Ejecutivo de esta Resolución y Orden Final en idioma español.

Cualquier parte adversamente afectada por la presente Resolución y Orden podrá presentar una moción de reconsideración ante el Negociado de Energía, de conformidad con la Sección 11.01 del Reglamento 8543¹³⁶⁹ y las disposiciones aplicables de la Ley 38-2017, según enmendada, conocida como “Ley de Procedimiento Administrativo Uniforme del Gobierno de Puerto Rico” (“LPAU”). La moción a tales efectos debe ser presentada dentro del término de

¹³⁶⁹ Reglamento de Procedimientos Adjudicativos, Avisos de Incumplimiento, Revisión de Tarifas e Investigaciones, Reglamento 8543, 18 de diciembre de 2014.



veinte (20) días contados a partir de la fecha de archivo en autos de la notificación de esta Resolución Final y Orden. Dicha solicitud debe ser entregada en la Secretaría del Negociado de Energía.

El Negociado de Energía deberá considerar dicha moción dentro de los quince (15) días de haberse presentado. Si la rechazare de plano o no actuare dentro de los quince (15) días, el término para solicitar revisión judicial comenzará a transcurrir nuevamente desde que se notifique dicha denegatoria o desde que expiren los quince (15) días, según sea el caso. Si el Negociado de Energía acoge la solicitud de reconsideración, el término para solicitar revisión empezará a contarse desde la fecha en que se archive en autos una copia de la notificación de la resolución del Negociado de Energía resolviendo definitivamente la moción de reconsideración. Tal resolución deberá ser emitida y archivada en autos dentro de los noventa (90) días siguientes a la radicación de la moción de reconsideración. Si el Negociado de Energía acoge la moción de reconsideración pero deja de tomar alguna acción con relación a la moción dentro de los noventa (90) días de ésta haber sido radicada, perderá jurisdicción sobre la misma y el término para solicitar revisión judicial empezará a contarse a partir de la expiración de dicho término de noventa (90) días, salvo que el Negociado de Energía, por justa causa y dentro de esos noventa (90) días, prorrogue el término para resolver por un periodo que no excederá de treinta (30) días adicionales.

De no optarse por el procedimiento de reconsideración antes expuesto, la parte afectada podrá, dentro del término de treinta (30) días, contados a partir del archivo en autos de esta Resolución Final y Orden, presentar recurso de revisión judicial ante el Tribunal de Apelaciones. Lo anterior, conforme a la Sección 11.03 del Reglamento 8543, las disposiciones aplicables de la LPAU y el Reglamento del Tribunal de Apelaciones.

Regístrese y notifíquese.

<p><i>(firmado)</i></p> <hr/> <p>Edison Avilés Deliz Presidente</p>	<p><i>(firmado)</i></p> <hr/> <p>Ángel R. Rivera de la Cruz Comisionado Asociado</p>
<p><i>(firmado)</i></p> <hr/> <p>Lillian Mateo Santos Comisionada Asociada</p>	<p><i>(firmado)</i></p> <hr/> <p>Ferdinand A. Ramos Soegaard Comisionado Asociado</p>



CERTIFICACIÓN

Certifico que así lo acordó la mayoría de los miembros del Negociado de Energía de Puerto Rico el 21 de agosto de 2020. Certifico además que el 24 de agosto de 2020 copia electrónica de esta Resolución y Orden a: astrid.rodriguez@prepa.com; jorge.ruiz@prepa.com; n-vazquez@Autoridadpr.com; c-aquino@prepa.com; mvazquez@diazvaz.law; axel.colon@aes.com; kbolanos@diazvaz.law; acarbo@edf.org; javier.ruajovet@sunrun.com; mgrpcorp@gmail.com; pedrosaade5@gmail.com; rmurthy@earthjustice.org; carlos.reyes@ecoelectrica.com; ccf@tcmrslaw.com; victorluisgonzalez@yahoo.com; hrivera@oipc.pr.gov; jrivera@cnslpr.com; manuelgabrielfernandez@gmail.com; acasellas@amgprlaw.com; corey.brady@weil.com; paul.demoudt@shell.com; escott@ferraiuoli.com; sproctor@huntonak.com; agraitfe@agraitlawpr.com; cfl@mcvpr.com; sierra@arctas.com; tonytorres2366@gmail.com; apagan@mpmlawpr.com; info@liga.coop; amanecer2020@gmail.com; sboxerman@sidley.com; bmundel@sidley.com; gnr@mcvpr.com; rstgo2@gmail.com; larroyo@earthjustice.org; jluebkmann@earthjustice.org; loliver@amgprlaw.com; epo@amgprlaw.com; robert.berezin@weil.com; marcia.goldstein@weil.com; jonathan.polkes@weil.com; gregory.silbert@weil.com; maortiz@lvprlaw.com; rnegron@dnlawpr.com; castrodiappalaw@gmail.com; voxpopulix@gmail.com; paul.demoudt@shell.com; GiaCribbs@huntonak.com; aconer.pr@gmail.com; rtorbert@rmi.org; apagan@mpmlawpr.com; sboxerman@sidley.com; bmundel@sidley.com

Además, certifico que el 24 de agosto de 2020 he procedido con el archivo en autos de la Resolución y Orden emitida por Negociado de Energía de Puerto Rico y he enviado copia fiel y exacta a:

Puerto Rico Electric Power Authority

Attn.: Nitza D. Vázquez Rodríguez
Astrid I. Rodríguez Cruz
Jorge R. Ruíz Pabón
PO Box 363928
San Juan, PR 00936-3928

Environmental Defense Fund

Attn: Agustín F. Carbó Lugo
257 Park Avenue South
New York, NY 10010

Sunrun, Inc.

Attn: Javier Rúa-Jovet
Centro de Seguros Bld.
Suite 406
701 Ponce de León Ave.
San Juan, PR 00907

Local Environmental Organizations

Attn. Pedro Saadé Lloréns
Condado 605 – Office 616
San Juan, PR 00907



Local Environmental Organizations

Attn: Ruth Santiago
Apartado 518
Salinas, PR 00751

Local Environmental Organizations

Attn: Laura Arroyo
4500 Biscayne Blvd. Ste 201
Miami, FL 33137

EcoEléctrica, L.P.

Attn: Carlos A. Reyes, P.E.
Carretera 337 Km. 3.7 Barrio Tallaboa
Poniente
Peñuelas, PR 00624

Rocky Mountain Institute

Attn: Richenda Wan Leeuwen
2490 Junction Place, Suite 200
Boulder, CO 80301

Grupo WindMar

Roumain & Associates, P.S.C.
Attn: Marc G. Roumain Prieto
1702 Avenida Ponce de León
2do Piso
San Juan, PR 00909

Empire Gas Company, Inc.

Attn: Manuel Fernández Mejías
1404 Ave. Paz Granela
Suite 2, PMB 246
San Juan, PR 00921

AES Puerto Rico, LP

Attn: Axel E. Colón Pérez
PO Box 1890
Guayama, PR 00785

Shell NA LNG LLC

Attn: Paul De Moudt
1000 Main St Level 12
Houston, TX 77002

Local Environmental Organizations

Attn: Raghu Murthy
48 Wall Street 19th Floor
New York, NY 10005

Local Environmental Organizations

Attn: Jordan Luebke
111 S. Marin Luther King Jr. Blvd.
Tallahassee, FL 32301

Toro, Colón, Mullet, Rivera & Sifre, P.S.C.

Attn: Carlos E. Colón Franceschi
PO Box 195383
San Juan, PR 00919-5383

Grupo WindMar

Attn: Víctor L. González
#206 Calle San Francisco
San Juan, PR 00901

Oficina Independiente de Protección al Consumidor

Attn: Hannia B. Rivera Díaz
268 Hato Rey Center
Suite 524
San Juan, PR 00918

Progression Energy

Ledesma & Vargas, LLC
Mariana Ortiz Colón
PO Box 194089
San Juan, PR 00919-4089

Progression Energy

Díaz & Negrón, LLC
Raúl Negrón Casasnovas
PO Box 363004
San Juan, PR 00936-3004

Wartsila North America, Inc.

Attn: Eugene Scott Amy
Ferraiuoli LLC
221 Ponce De León Ave. Suite 500
San Juan, PR 00917



Fernando Agrait
701 Ave. Ponce De León
Oficina 414
San Juan, PR 00907

Renew Puerto Rico
Castro Dieppa Law Offices, PSC
Attn. Irma E. Castro Dieppa
PO Box 195034
San Juan, PR 00919-5034

Renew Puerto Rico
Attn. PJ Wilson
1357 Ave. Ashford #171
San Juan, PR 00907

Caribe GE International Energy
Services, Corp.
McConnell Valdés, LLC
Attn. Germán Novoa Rodríguez
PO Box 364225
San Juan, PR 00936-4225

Arctas Capital Group, LP
Attn. Rick Sierra
1980 Post Oak Blvd. Suite 1500
Houston, TX 77056

Renew Puerto Rico
Castro Dieppa Law Offices, PSC
Attn. Gilbert López Delgado
PO Box 195034
San Juan, PR 00919-5034

SESA PR
McConnell Valdés, LLC
Attn. Carlos J. Fernández Lugo
PO Box 364225
San Juan, PR 00936-4225

Caribe GE International Energy Services,
Corp.
McConnell Valdés, LLC
Attn. Carlos J. Fernández Lugo
PO Box 364225
San Juan, PR 00936-4225

Para que así conste, firmo la presente en San Juan, Puerto Rico, el 24 de agosto de 2020

(firmado)

Sonia Seda Gaztambide
Secretaria Interina



Appendix A. CRONOLOGÍA E HISTORIA DEL PROCEDIMIENTO

1016. La Radicación del PIR 2018-2019 de la Autoridad ha tenido una extensa historia, la cual se describe en detalle en este Apéndice A. Para más detalle sobre cualquiera de estas radicaciones, el Negociado de Energía invita a los lectores a consultar el expediente del PIR, CEPR-AP-2018-0001.

- **Inicio del proceso del PIR.** 15 de marzo de 2018. El Negociado de Energía inició un procedimiento para la radicación de un PIR actualizado. El Negociado de Energía determinó que autorizar a la Autoridad a presentar un PIR actualizado, antes de la revisión obligatoria establecida en la Ley 83 y la Ley 57, era apropiado para abordar los impactos de los huracanes Irma y María en las necesidades de recursos de Puerto Rico. En su Resolución y Orden, el Negociado de Energía autorizó a la Autoridad a iniciar la Fase I del proceso y a radicar un PIR actualizado en torno a octubre de 2018.¹³⁷⁰ La Fase 1 precede a la radicación del PIR e incluye los "varios meses de solicitudes de información del Negociado de Energía, incluyendo los requisitos específicos de modelaje, conferencias técnicas", como se menciona en el siguiente punto.¹³⁷¹
- **Radicación del PIR 2018-2019 inicial.** 13 de febrero de 2019. La Autoridad presentó su PIR 2018-2019 inicial.¹³⁷²
- **Determinación de la integridad del PIR 2018-2019 inicial.** 14 de marzo de 2019. El Negociado de Energía emitió una resolución y orden sobre la integridad de la presentación del PIR de la Autoridad.¹³⁷³ El Negociado de Energía determinó que el PIR propuesto por la Autoridad no cumplía con el Reglamento del PIR y las órdenes anteriores del Negociado de Energía. Por consiguiente, el Negociado de

¹³⁷⁰ Véase Resolución y Orden, Commencement of Review Proceeding and Order Establishing Initial Submission Timeline, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, 14 de marzo de 2018, página 3.

¹³⁷¹ Véase Reglamento 9021, § 3.01.

¹³⁷² Véase PREPA's Petition and Informative Motion Regarding its Accompanying Integrated Resource Plan Filing, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, 13 de febrero de 2019, página 3.

¹³⁷³ Véase Resolución y Orden, Completeness of the Puerto Rico Electric Power Authority's Integrated Resource Plan Filing, Confidential Treatment of Portions of the Integrated Resource Plan, and Requested Waivers, Caso Núm. CEPR-AP-2018-0001, 14 de marzo de 2019.



Energía le exigió a la Autoridad que reemitiera su PIR propuesto para corregir las deficiencias especificadas en la orden y en apéndices detallados de la orden. El Negociado de Energía le exigió a la Autoridad que volviera a radicar su PIR en un plazo de treinta (30) días a partir de la fecha de la Orden, exigiéndole a la Autoridad que justificara cualquier retraso adicional en un plazo de diez (10) días a partir de la Orden.¹³⁷⁴

- **PIR propuesto.** 7 de junio de 2019. Después de varias solicitudes de prórrogas, la Autoridad presentó su PIR actualizado, indicando que incluía el Informe Principal del PIR, más dos anejos (A y B) y los Apéndices 1-5, y los documentos de trabajo requeridos.¹³⁷⁵
- **Determinación de la integridad del PIR 2018-2019 propuesto.** El 11 de junio de 2019, el Negociado de Energía emitió una orden con respecto a la nueva radicación por la Autoridad de su PIR.¹³⁷⁶ En su orden, el Negociado de Energía determinó que la radicación de la Autoridad no estaba completa, y le requirió a la Autoridad a radicar, en o antes del 14 de junio de 2019, las partes faltantes del PIR propuesto.¹³⁷⁷
- **Radicaciones para completar el PIR propuesto.** 14 de junio - 3 de julio de 2019. La Autoridad presentó solicitudes para cumplir con la orden del Negociado de Energía en el transcurso de varias semanas,¹³⁷⁸ durante las cuales el Negociado de Energía continuó descubriendo partes de la radicación del PIR que faltaban.¹³⁷⁹
- **Determinación final de la integridad del PIR propuesto y del calendario procesal y el comienzo de la fase 2 del proceso del PIR.** 3 de julio de 2019. La Oficina determinó que

¹³⁷⁴ *Id.* en 19.

¹³⁷⁵ Véase PREPA's Cover Filing for Accompanying Compliance IRP Filing Due June 7, 2019, caso núm. CEPR-AP-2018-0001, 7 de junio de 2019.

¹³⁷⁶ Véase Resolución y Orden, PREPA's Cover Filing for Accompanying Compliance IRP Filing Due June 7, 2019, caso núm. CEPR-AP-2018-0001, 11 de junio de 2019.

¹³⁷⁷ *Id.*

¹³⁷⁸ Véase PREPA's Cover Filing, Updated List of Documents Filed or Submitted, and Motions, 14 junio 2019, caso núm. CEPR-AP-2018-0001; PREPA's Motion for Leave to File IRP Main Report "Errata" Version, caso núm. CEPR-AP-2018-0001, 19 de junio de 2019.

¹³⁷⁹ Véase, e.g., Resolución y Orden, Documents Referenced in the Integrated Resource Plan and Not Included in the Filings, caso núm. CEPR-AP-2018-0001, 25 de junio de 2019.



la radicación del PIR propuesto cumplía con los requisitos del Reglamento 9021 y determinó que era necesario pasar a la Fase 2 del proceso de aprobación del PIR, conforme al Reglamento 9021.¹³⁸⁰ La Oficina también estableció el calendario para el proceso del PIR, estableciendo la Vista Evidenciaria para el 22-25 de octubre de 2019, una vista pública el 26 de noviembre de 2019 y comentarios finales antes del 3 de diciembre de 2019.¹³⁸¹ El Negociado de Energía ofreció detalles adicionales sobre la Vista Evidenciaria en una resolución el 26 de julio de 2019.¹³⁸²

- **Inicio del descubrimiento.** 3 de julio de 2019. Al personal del Negociado de Energía, la Autoridad y los Interventores aprobados, se les da la oportunidad de entrar en un periodo de descubrimiento relacionado con una amplia gama de temas relacionados con el PIR propuesto por la Autoridad y los testimonios de interventores.
- **Intervenciones:** 12 de julio de 2019 – 9 de agosto de 2019. El Negociado de Energía otorgó el estatus de intervención a dieciocho (18)¹³⁸³ interventores: Environmental Defense Fund; Sunrun, Inc.; organizaciones ambientalistas locales (Comité de Diálogo Ambiental, Inc.; El Puente Williamsburg, Inc. - Enlace Latino de Acción Climática; Comité Yabucoño Pro-Calidad de Vida, Inc.; Alianza Comunitaria Ambientalista del Sureste, Inc.; Sierra Club y su Capítulo de Puerto Rico; Mayagüezanos por la Salud y el Ambiente, Inc.; Coalición de Organizaciones Anti-Incineración, Inc.; Amigos del Río Guaynabo, Inc.; Campamento contra las Cenizas de Peñuelas, Inc.; y CAMBIO Puerto Rico); EcoEléctrica, L.P.; Grupo WindMar; Oficina Independiente de Protección al Consumidor (OIPC); Empire Gas Company, Inc.; AES Puerto Rico, LP; National Public Finance Guarantee Corp.; Progression Energy; Shell NA LNG LLC; Wartsilä North America; interventores sin fines de lucro (Centro Unido de Detallistas (CUD); Cámara de Mercadeo, Industria y

¹³⁸⁰ Véase Resolución y Orden, Completeness Determination of PREPA's IRP Filing and Procedural Calendar, caso núm. CEPR-AP-2018-0001, 3 de julio de 2019.

¹³⁸¹ *Id.*

¹³⁸² Véase Resolución y Orden, Appointment of Hearing Examiner, Initial Technical Hearing Format, caso núm. CEPR-AP-2018-0001, 26 de julio de 2019.

¹³⁸³ El Negociado de Energía también otorgó estatus de interventor a Renew Puerto Rico, pero Renew Puerto Rico radicó una moción para retirarse como interventor y el Negociado concedió la petición. Véase Resolución y Orden, Motion to Withdraw as an Intervenor in the IRP Proceeding, caso núm. CEPR-AP-2018-0001, 4 de noviembre de 2019.



Distribución de Alimentos (MIDA); Asociación de Industriales de Puerto Rico (AIPR); Cooperativa de Seguros Múltiples de Puerto Rico (CSMPR); Unidos por Utuado (UPA); e Instituto de Competitividad y Sostenibilidad Económica de Puerto Rico (ICSE-PR)); Caribe GE International Energy Services, Corp.; Solar and Energy Storage Association of Puerto Rico (SESA-PR); Liga de Cooperativas de Puerto Rico; AMANESER 2025, Inc; y Arctas Capital Group, LP. El Negociado de Energía también otorgó estatus de *Amicus Curiae* a tres entidades: Rocky Mountain Institute (RMI); la Asociación de Consultores y Contratistas de Energía Renovable de Puerto Rico, Inc. (ACONER) y el Colegio de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico (CIAPR).

- **Vistas técnicas.** 13 de agosto de 2019; 4-5 de septiembre de 2019. El Negociado de Energía celebró vistas técnicas para brindar a la Autoridad la oportunidad de compartir información sobre metodologías y suposiciones iniciales con respecto al proceso y análisis del PIR. El 9 de agosto de 2019, el Negociado de Energía modificó su calendario de procedimientos en respuesta a una moción de la Autoridad. En lugar de una vista técnica inicial de dos días, el Negociado de Energía celebró el primer día de la Vista Técnica Inicial para el 13 de agosto de 2019, y fijó la segunda parte de la Vista Técnica Inicial para el 4 de septiembre de 2019, para continuar hasta el 5 de septiembre de 2019, si fuera necesario.¹³⁸⁴ El Negociado de Energía celebró la primera parte de la Vista Técnica Inicial el 13 de agosto de 2019. Los días 4 y 5 de septiembre, el Negociado de Energía celebró la siguiente parte de la conferencia técnica.¹³⁸⁵
- **Terremotos.** 6 y 7 de enero de 2020. En la mañana del 6 de enero, un terremoto de magnitud 5.8 sacudió la parte sur de la isla, seguido de un terremoto de magnitud 6.4 en la mañana del día 7. Estos fueron seguidos por una serie de terremotos significativos durante las siguientes semanas. El terremoto afectó fuertemente a la isla y sus comunidades, y el terremoto del 7 de enero de 2020 causó graves daños a la planta de la generación Costa Sur.¹³⁸⁶ En respuesta a las mociones para

¹³⁸⁴ Véase Resolución y Orden, PREPA's Motion for Reconsideration Regarding Initial Technical Hearing Second Day Schedule, 9 de agosto de 2019.

¹³⁸⁵ Véase Resolución y Orden, Initial Technical Hearing, Procedural Calendar and Parties Notification Mailing List, caso núm. CEPR-AP-2018-0001, 21 de agosto de 2019.

¹³⁸⁶ Véase Resolución, Not for Profit Intervenors' Motion of January 15, 2020, caso núm. CEPR-AP-2018-0001, 17 de enero de 2020.



posponer la Vista Evidenciaria, el Negociado de Energía determinó que no cambiaría la fecha, señalando que el primer panel de la Vista Evidenciaria estaba programado para considerar los impactos del terremoto en la flota de generación, y que, si el Negociado de Energía determinaba en ese momento que se necesitaban ejecuciones de modelaje adicionales o información, podría extender la Vista Evidenciaria según fuese necesario. El Negociado de Energía también señaló la importancia de completar el proceso del PIR para la transformación del sector energético de Puerto Rico y para el desarrollo económico de Puerto Rico.¹³⁸⁷

- **Vista evidenciaria.** 3-7 de febrero de 2020. El Negociado de Energía celebró una Vista Evidenciaria para considerar el PIR 2018-2019 propuesto por la Autoridad, y el testimonio de las partes con respecto al mismo. La vista también consideró el impacto de los terremotos en el PIR.
- **Vistas públicas.** 11, 13, 19, 22 y 25 de febrero de 2020. El Negociado de Energía, para asegurar una amplia participación del público con respecto a la evaluación del PIR, celebró cinco (5) vistas públicas en San Juan, Arecibo, Humacao, Mayagüez y Ponce.¹³⁸⁸
- **Informes de interventores.** 6 de marzo de 2020. Tras la vista, y varias prórrogas, los informes legales vencían y fueron presentados en o antes del 6 de marzo de 2020.¹³⁸⁹ El 13 de marzo de 2020, en respuesta a la solicitud de la Autoridad para prórroga del plazo para presentar respuestas a los informes jurídicos, el Negociado de Energía amplió el tiempo para presentar respuestas al 20 de marzo de 2020.¹³⁹⁰ Como resultado del cierre por coronavirus, los informes de respuesta se radicaron el 20 de abril de 2020.¹³⁹¹
- **Coronavirus.** 16 de marzo de 2020. Conforme a la Orden Ejecutiva emitida por Puerto Rico declarando una emergencia debido a la pandemia Covid-19 y estableciendo medidas para prevenir la contaminación, el Negociado de Energía emitió

¹³⁸⁷ *Id.* en 3.

¹³⁸⁸ Véase Resolución, Schedule for Public Hearings, caso núm. CEPR-AP-2018-0001, 17 de enero de 2020.

¹³⁸⁹ Véase Resolución, Extension of Final Substantive and Legal Briefs and Reply to Legal Briefs Deadlines, caso núm. CEPR-AP-2018-0001, 28 de febrero de 2020.

¹³⁹⁰ Véase Resolución, PREPA's Request for Extension of Time to File Reply to Legal Briefs, caso núm. CEPR-AP-2018-0001, 13 de marzo de 2020.

¹³⁹¹ Véase Resolución y Orden, Deadline for Reply to Final Briefs, caso núm. CEPR-AP-2018-0001, 15 de abril de 2020.



una Orden cerrando sus oficinas al negocio público en el Negociado de Energía hasta el 30 de marzo de 2020. La Orden se extendió más tarde hasta el 6 de julio de 2020. No obstante lo anterior, el Negociado de Energía mantuvo sus operaciones a distancia mediante el uso de la tecnología.



Appendix B. RESUMEN DE LOS COMENTARIOS PÚBLICOS

1017. En aras de garantizar una amplia participación del público y amplias perspectivas en el proceso, el Negociado de Energía celebró cinco (5) vistas públicas como parte del procedimiento. Para facilitar un mayor acceso a las partes interesadas, todas las vistas se celebraron en español, se celebraron cuatro (4) vistas fuera del área metropolitana en diferentes partes de la Isla y se celebró una (1) vista en San Juan. Además, todas las vistas públicas fueron transmitidas y grabadas en vivo. La primera vista se llevó a cabo el 11 de febrero de 2020, en la Sala de Vistas del Negociado de Energía, ubicada en el Edificio World Plaza, Piso 8, San Juan, Puerto Rico. Un total de veinte (20) participantes depusieron ante el Negociado de Energía. La segunda vista se llevó a cabo el 13 de febrero de 2020, en las instalaciones del Colegio de Ingenieros y Agricultores de Puerto Rico (CIAPR) en Arecibo. Un total de trece (13) participantes depusieron ante el Negociado de Energía. La tercera vista se llevó a cabo el 19 de febrero de 2020, en las instalaciones del CIAPR en Humacao. Un total de veintidós (22) participantes depusieron ante el Negociado de Energía. La cuarta vista se llevó a cabo el 22 de febrero de 2020, en las instalaciones del CIAPR en Mayagüez. Un total de veintidós (22) participantes depusieron ante el Negociado de Energía. La quinta vista se llevó a cabo el 25 de febrero de 2020, en las instalaciones del CIAPR en Ponce. Un total de doce (12) participantes depusieron ante el Negociado de Energía.
1018. Durante estas vistas, el Negociado de Energía escuchó comentarios del público sobre una amplia lista de preocupaciones, que incluían las siguientes cuestiones.
1019. A partir de la participación de los ciudadanos, hubo un sentimiento general de rechazo al PIR tal como fue presentado y propuesto por la Autoridad. En términos generales, los participantes argumentaron que la elaboración de un plan como el PIR debería tener una amplia participación pública desde las etapas iniciales del desarrollo, y no limitarse a la participación del público en general cuando el plan ya se ha elaborado y está siendo evaluado por el Negociado de Energía. Específicamente, muchos participantes argumentaron que las comunidades que podrían verse directamente afectadas por el desarrollo de infraestructura de generación nueva no se consideraron, ni se dieron cuenta, de los planes de la Autoridad. Por lo tanto, la mayoría de los ciudadanos que participaron en las vistas públicas rechazan el desarrollo y la inversión en infraestructura de generación nueva que utiliza combustibles fósiles como recurso. Además, es la percepción pública que dicha inversión retrasaría innecesariamente la integración de los recursos de energía renovable en Puerto Rico. Sin embargo, algunos participantes explicaron que,



para tener una transición ordenada y sistemática a la energía renovable que no atente contra la estabilidad de la red eléctrica, una parte de la generación de Puerto Rico tendrá que provenir de plantas centralizadas de generación de combustibles fósiles hasta que puedan ser retiradas de la red eléctrica.

1020. Concretamente, había una preocupación general entre los participantes por el PIR de la Autoridad no ofrecer ningún plan específico para la integración de las energías renovables durante el horizonte de planificación de veinte (20) años. Los ciudadanos expresaron que el PIR de la Autoridad no cumple con la política pública energética de Puerto Rico, según lo establecido en la Ley 17-2019, la cual exige la eliminación del uso de combustibles fósiles como recurso para la generación de energía y el objetivo de alcanzar el cien por ciento (100%) de energía renovable para 2050. Además, la mayoría de los participantes estaban a favor de aumentar la integración de las energías renovables mediante el uso de la energía solar en los techos, en lugar del uso de la generación solar a escala de empresa de servicios públicos. Los ciudadanos argumentaron que el desarrollo de la generación solar a escala de empresa de servicios públicos no tiene en cuenta el impacto en diferentes tipos de suelo alrededor de la isla, específicamente el suelo utilizado con fines agrícolas.
1021. En cuanto al uso de la energía solar en techos como opción para la integración de las energías renovables, muchos participantes estaban dispuestos a invertir en sistemas residenciales con el fin de tener un servicio eléctrico confiable. Otros participantes sugirieron que la Autoridad debería ofrecer incentivos a los clientes residenciales para que puedan adquirir dichos sistemas o desarrollar un programa para el despliegue de energía solar en techos.
1022. Además, con respecto a la integración de la generación de energía renovable, muchos participantes señalaron que no se le ha dado la justa importancia al uso de las centrales hidroeléctricas de Puerto Rico como capaces de proveer un servicio eléctrico confiable. Se deben realizar inversiones adicionales en plantas hidroeléctricas para aprovechar plenamente los beneficios que estos sistemas pueden ofrecer, tales como tener capacidades de arranque en negro para volver a poner en línea el sistema eléctrico después de grandes interrupciones, como la ocurrida después del huracán María.
1023. Los participantes también argumentaron que la implementación de programas de eficiencia energética debería evaluarse e incorporarse antes de invertir en nuevas infraestructuras de generación de combustibles fósiles que tal vez no sean necesarias.
1024. Muchos deponentes indicaron la necesidad de que el PIR abordara con mayor cuidado cuestiones como el cambio climático. Los participantes argumentaron que el PIR de la Autoridad no cumple con las leyes ambientales y no ofrece un análisis profundo sobre el impacto que la nueva infraestructura de



combustibles fósiles puede tener en las comunidades cercanas. Desde el punto de vista de los participantes, no hay evaluación de los impactos ambientales, o procesos de mitigación y adaptación. No se evaluaron los riesgos asociados con el desarrollo de estas nuevas infraestructuras, ni con el uso del gas natural como recurso para la generación de energía. Muchos participantes estaban preocupados por los riesgos asociados a la construcción de gasoductos de gas natural en franjas de tierra que están pobladas y ofrecieron ejemplos de gasoductos en todo el mundo que han encontrado fallas que han dado lugar a explosiones e incendios de gran magnitud.

1025. Además, los participantes adujeron que el PIR de la Autoridad no considera el impacto que el aumento del tráfico marítimo de los buques para proveerle combustible a las plantas de generación nueva puede tener en el entorno costero, afectando a los arrecifes, las especies marinas, así como las zonas de pesca. Además, los participantes se preguntaron si la Autoridad había evaluado un posible aumento del tráfico marítimo y la priorización de la entrada a la Bahía de San Juan.
1026. Por último, los ciudadanos estaban profundamente preocupados por el PIR no tomar en cuenta los riesgos para la salud asociados con la construcción de nuevas infraestructuras de generación de combustibles fósiles cerca de zonas pobladas. Los participantes alegaron que tales acontecimientos pueden aumentar la probabilidad de problemas de salud, como un aumento de los pacientes con cáncer, en dichas comunidades.



Appendix C.

RESULTADO MODELAJE ESCENARIOS DE RECURSOS

Tabla C 1. NPVRR – Resumen de Todos los Escenarios

Escenario	Radicación	NPV \$millones	ENS \$millones	NPV+ENS \$millones	PV- 2025 MW	PV- 2038 MW	BESS- 2025 MW	BESS- 2038 MW
S1S2B	Original	14,774	214	14,988	2,580	2,700	1,280	1,720
S1S2H	Original	16,124	393	16,516	2,820	3,180	1,360	1,840
S1S2L	Original	13,525	264	13,789	2,340	2,340	1,240	1,800
S1S3B	Original	14,688	486	15,173	2,580	2,580	1,280	1,840
S1S2S1B	Original	14,450	214	14,664	2,580	2,700	1,280	1,720
S1S2S5B	Original	15,378	214	15,593	2,580	2,700	1,280	1,720
S1S2S6B	Original	16,019	214	16,233	2,580	2,700	1,280	1,720
S1S2S7B	Original	15,686	423	16,108	2,880	3,240	1,280	1,760
S1S1B	Original	14,356	1,151	15,506	2,520	2,520	1,240	2,080
S3S2B	Original	13,843	206	14,049	2,820	4,140	1,400	3,040
S3S2H	Original	15,292	658	15,950	3,300	4,560	1,680	2,600
S3S2L	Original	13,354	418	13,772	3,000	4,080	1,600	2,520
S3S3B	Original	14,539	326	14,865	2,820	4,140	1,280	2,280
S3S2S5B	Original	14,812	206	15,018	2,820	4,140	1,400	3,040
S3S2S8B	Original	14,358	206	14,563	2,820	4,140	1,400	3,040
S4S2B	Original	14,339	247	14,587	2,220	2,820	1,320	1,640
S4S2H	Original	15,144	319	15,463	2,460	2,520	940	980
S4S2L	Original	12,854	198	13,052	2,100	2,520	960	1,020
S4S2S9B	Original	14,469	268	14,737	2,220	2,820	1,320	1,640
S4S3B	Original	14,405	279	14,685	2,580	2,820	1,320	1,320
S4S2S1B	Original	14,001	247	14,249	2,220	2,820	1,320	1,640
S4S2S4B	Original	14,638	346	14,984	2,580	3,060	1,320	1,640



Escenario	Radicación	NPV \$millones	ENS \$millones	NPV+ENS \$millones	PV- 2025 MW	PV- 2038 MW	BESS- 2025 MW	BESS- 2038 MW
S4S2S5B	Original	15,244	247	15,492	2,220	2,820	1,320	1,640
S4S2S6B	Original	15,554	247	15,802	2,220	2,820	1,320	1,640
S4S1B	Original	14,028	1,109	15,137	2,700	2,700	1,240	1,640
S5S1B	Original	14,112	593	14,705	2,580	2,580	1,200	1,480
S5S1S5B	Original	15,649	593	16,243	2,580	2,580	1,200	1,480
S5S1S1B	Original	13,802	593	14,395	2,580	2,580	1,200	1,480
S5S1S6B	Original	15,325	593	15,918	2,580	2,580	1,200	1,480
ESM	Original	14,420	267	14,687	2,400	2,580	920	1,640
ESM High	Original	15,244	465	15,709	2,340	2,460	1,040	1,040
ESM Low	Original	13,941	202	14,144	1,920	1,980	1,040	1,040
ESMS1B	Original	14,110	267	14,377	2,400	2,580	920	1,640
ESMS6B	Original	15,581	267	15,848	2,400	2,580	920	1,640
ESMS5B	Original	15,601	267	15,868	2,400	2,580	920	1,640
S3S2S6B	ROI 6-2	16,098	206	16,304	2,820	4,140	1,400	3,040
S3S2S6H	ROI 6-2	17,784	658	18,442	3,300	4,560	1,680	2,600
S3S2S6L	ROI 6-2	15,584	418	16,002	3,000	4,080	1,600	2,520
S3S2S8H	ROI 6-2	15,864	658	16,523	3,300	4,560	1,680	2,600
S3S2S8L	ROI 6-2	13,861	418	14,279	3,000	4,080	1,600	2,520
ESMS10B	ROI 6-3	15,277	327	15,604	2,460	2,520	880	1,440
S4S2S10B	ROI 6-3	16,088	614	16,702	2,940	3,060	1,360	1,640
S3S2S10B	ROI 6-3	15,853	470	16,323	3,300	4,440	1,360	2,520
S3S2S11B	ROI 6-4	14,580	572	15,152	2,220	4,140	1,360	3,040
S4S2S12B	ROI 6-5	14,760	409	15,169	2,520	3,060	1,320	1,560
ESMS12B	ROI 6-5	14,552	267	14,819	2,400	2,580	920	1,640
S4S2S13B	ROI 6-6	14,266	247	14,513	2,220	2,820	1,320	1,640
ESMS13B	ROI 6-6	14,382	267	14,649	2,400	2,580	920	1,640



Escenario	Radicación	NPV \$millones	ENS \$millones	NPV+ENS \$millones	PV- 2025 MW	PV- 2038 MW	BESS- 2025 MW	BESS- 2038 MW
ESMS5B_actPriceNFE	ROI 7-1	14,476	267	14,743	2,400	2,580	920	1,640
S3S2_nolimits	ROI 7-2	14,222	145	14,367	3,960	4,140	1,840	3,040
S4S2_nolimits	ROI 7-2	14,882	359	15,241	3,480	3,480	1,960	2,120
S4S1H	ROI 7-3	15,258	1,158	16,416	2,880	3,060	1,240	1,640
S4S1L	ROI 7-3	13,196	927	14,123	2,940	3,000	1,320	1,640
S3S2B_SJConvFix	ROI 8-1	13,789	343	14,132	2,820	4,140	1,400	3,040
S3S2 NoEE	ROI 9-1	16,495	401	16,896	3,900	5,520	1,650	3,050
ESM NoEE	ROI 9-1	17,328	194	17,522	3,060	4,200	1,160	2,040
S4S2 NoEE	ROI 9-1	17,633	494	18,127	3,300	4,200	1,520	2,120
S5S1 NoEE	ROI 9-1	17,676	736	18,412	3,480	4,200	1,520	2,120
S1S2 NoEE	ROI 9-1	18,121	665	18,786	3,480	4,620	1,520	2,320
S3S2 LowEE	ROI 9-1	16,010	601	16,611	3,900	5,640	1,480	3,040
ESM LowEE	ROI 9-1	16,393	409	16,802	3,060	3,840	1,480	1,960
S4S2 LowEE	ROI 9-1	16,556	500	17,055	3,300	3,840	1,480	1,920
S5S1 LowEE	ROI 9-1	16,585	681	17,267	3,360	3,840	1,480	2,080
S1S2 LowEE	ROI 9-1	17,176	524	17,701	3,300	4,200	1,480	1,840
S3S2B_adjusted	ROI 9-3	13,858	206	14,064	2,820	4,140	1,400	3,040
S4S2B_adjusted	ROI 9-3	14,353	247	14,601	2,220	2,820	1,320	1,640
S3S2S8B_adjusted	ROI 9-3	14,824	451	15,274	2,820	4,140	1,400	3,040
S3S2 NoEE Eco	ROI 10-5	16,742	608	17,350	3,900	5,580	1,520	3,040
S4S2 NoEE Eco	ROI 10-5	17,739	386	18,125	3,300	4,200	1,520	2,040
S1S2 NoEE PPA	ROI 10-5	18,806	548	19,354	3,480	5,580	1,520	2,000
S5S1 NoEE PPOA	ROI 10-5	17,464	982	18,446	3,060	4,200	1,440	2,000
S3S2 NoEE Eco PVNoLimit	ROI 10-5	16,950	397	17,347	5,220	5,760	1,720	3,040
S4S2 NoEE Eco PVNoLimit	ROI 10-5	18,552	431	18,984	4,680	5,280	2,000	2,640
S3S2 LowEE Eco	ROI 10-5	15,978	564	16,543	3,540	5,640	1,480	3,040



Escenario	Radicación	NPV \$millones	ENS \$millones	NPV+ENS \$millones	PV-2025 MW	PV-2038 MW	BESS-2025 MW	BESS-2038 MW
S4S2 LowEE Eco	ROI 10-5	16,679	494	17,173	3,300	3,840	1,480	1,920
S5S1 LowEE PPOA	ROI 10-5	16,736	1,050	17,787	3,300	4,200	1,440	2,000
S1S2 LowEE PPA	ROI 10-5	17,465	511	17,976	3,480	5,160	1,560	2,600
S3S2 LowEE Eco PVNoLimit	ROI 10-5	16,125	373	16,497	5,220	5,760	1,720	3,040
S4S2 LowEE Eco PVNoLimit	ROI 10-5	17,283	423	17,706	4,380	4,620	1,760	2,320
S3S2B Eco	ROI 10-5	14,144	646	14,790	3,060	4,440	1,360	3,040
S4S2B Eco	ROI 10-5	14,824	155	14,979	2,580	3,060	1,360	1,560
1a - IRP load - early conversion	AES ROI-1	15,702	594	16,296	2,220	3,060	1,320	1,880
5941b - IRP load - early retire no conversion	AES ROI-1	15,682	208	15,890	2,220	3,060	1,320	1,880
2a - IRP load - late conversion	AES ROI-1	14,951	406	15,357	2,220	3,060	1,200	1,880
1c - low EE load - early conversion	AES ROI-1	17,310	581	17,891	2,220	3,840	1,440	2,080
1d - low EE ld early retire no conversion	AES ROI-1	17,412	573	17,985	2,220	3,840	1,440	2,080
2b- low EE load - late conversion	AES ROI-1	16,800	652	17,452	2,220	3,840	1,320	1,960

Fuente: PIR de la Autoridad Exhibit 8-3 y Archivos Métricos en respuesta a ROIs 6-2, 6-3, 6-4, 6-5, 6-6, 7-1, 7-2, 7-3, 8-1, 9-1, 9-3, 10-5 del Negociado de Energía-Autoridad; y en respuesta ROI 1-1 de AES-Autoridad.

Tabla C-1. Adiciones de escenarios - Escenarios presentados originalmente en anejo 8-1 del PIR

Escenario	Clase F Palo Seco 2025	Clase F Costa Sur 2025	Clase F Yabucoa 2025	Planta para picos Mayagüez conversión	Otro	Plantas para picos 2025 (MW)	Nueva energía solar 2025 (MW)	BESS 2025 (MW)	Nueva energía solar 2038 (MW)	BESS 2038 (MW)
S1S2B	—	EcoEléctrica en su lugar	—	—	—	559	2,580	1,280	2,700	1,720
S1S2H	—	EcoEléctrica en su lugar	—	—	Costa Sur 5 hasta 2034	325	2,820	1,360	3,180	1,840
S1S2L	—	EcoEléctrica en su lugar	—	—	—	325	2,340	1,240	2,340	1,800
S1S3B	—	EcoEléctrica en su lugar	—	—	—	513	2,580	1,280	2,580	1,840
S1S2S1B	—	EcoEléctrica en su lugar	—	—	—	504	2,580	1,280	2,700	1,720
S1S2S5B	—	EcoEléctrica en su lugar	—	—	—	504	2,580	1,280	2,700	1,720
S1S2S6B	—	EcoEléctrica en su lugar	—	—	—	504	2,580	1,280	2,700	1,720
S1S2S7B	—	EcoEléctrica en su lugar	—	—	Costa Sur 5 hasta 2036	507	2,880	1,280	3,240	1,760



Escenario	Clase F Palo Seco 2025	Clase F Costa Sur 2025	Clase F Yabucoa 2025	Planta para picos Mayagüez conversión	Otro	Plantas para picos 2025 (MW)	Nueva energía solar 2025 (MW)	BESS 2025 (MW)	Nueva energía solar 2038 (MW)	BESS 2038 (MW)
S1S1B	✓	✓	X	X	Costa Sur 5 y 6 hasta 2037 y 2031	302	2,520	1,240	2,520	2,080
S3S2B	—	✓	—	—	—	348	2,820	1,320	4,140	3,040
S3S2H	—	✓	—	—	—	364	3,300	1,680	4,560	2,600
S3S2L	—	—	—	—	—	389	3,000	1,600	4,080	2,520
S3S3B	—	✓	—	—	—	371	2,820	1,280	4,140	2,280
S3S2S5B	—	✓	—	—	—	348	2,820	1,280	4,140	2,280
S3S2S8B	—	✓	—	—	—	348	2,820	1,280	4,140	2,280
S4S2B	✓	✓	—	—	—	371	2,220	1,320	2,820	1,640
S4S2H	✓	✓	—	—	—	394	2,460	940	2,520	980
S4S2L	—	✓	—	—	—	434	2,100	960	2,520	1,020
S4S2S9B	✓	EcoEléctrica en su lugar	X	X	X	348	2,220	1,320	2,820	1,640
S4S3B	2027	✓	—	—	—	394	2,580	1,320	2,820	1,320
S4S2S1B	✓	✓	—	—	—	371	2,220	1,320	2,820	1,640
S4S2S4B	—	✓	—	—	—	371	2,580	1,320	3,060	1,640
S4S2S5B	✓	✓	—	—	—	371	2,220	1,320	2,820	1,640
S4S2S6B	✓	✓	—	—	—	371	2,220	1,320	2,820	1,640
S4S1B	—	—	2028	—	Clase F en Mayagüez 2025	348	2,700	1,240	2,700	1,640
S5S1B	—	369 MW (2025&2028)	—	—	—	371	2,580	1,200	2,580	1,480
S5S1S5B	—	369 MW (2025&2028)	—	—	—	371	2,580	1,200	2,580	1,480
S5S1S1B	—	369 MW (2025&2028)	—	—	—	371	2,580	1,200	2,580	1,480
S5S1S6B	—	369 MW (2025&2028)	—	—	—	371	2,580	1,200	2,580	1,480
ESM	✓	EcoEl En su lugar	✓	✓	—	421	2,400	920	2,580	1,640
ESM Alta	✓	EcoEl En su lugar	✓	✓	—	421	2,340	1,040	2,460	1,040
ESM Baja	✓	EcoEl En su lugar	✓	✓	—	421	1,920	1,040	1,980	1,040
ESMS1B	✓	EcoEl En su lugar	✓	✓	—	421	2,400	920	2,580	1,640
ESMS6B	✓	EcoEl En su lugar	✓	✓	—	421	2,400	920	2,580	1,640
ESMS5B	✓	EcoEl En su lugar	✓	✓	—	421	2,400	920	2,580	1,640



Tabla C-2. Retiros de escenarios - Escenarios presentados originalmente en anejo 8-2 del PIR

AES1 & 2	Aguirre Vapor 1 y 2	Aguirre CC 1 & 2	Costa Sur 5 y 6	EcoEléctrica	Palo Seco 3 y 4	San Juan 5 y 6	San Juan 5 y 6 conversión	San Juan 7 y 8
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2019 2 - 2020	5 - 2020 6 - 2022	No retirada	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2033	7 - 2021 8 - 2023
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2020 2 - 2020	5 - 2034 6 - 2020	No retirada	3 - 2022 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2035	7 - 2023 8 - 2023
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2020 2 - 2021	5 - 2020 6 - 2020	No retirada	3 - 2023 4 - 2021	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2037 6 - 2030	7 - 2021 8 - 2023
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2020 2 - 2020	1 - 2019 2 - 2020	5 - 2019 6 - 2021	No retirada	3 - 2022 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2037 6 - 2031	7 - 2021 8 - 2023
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2019 2 - 2020	5 - 2020 6 - 2022	No retirada	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2033	7 - 2021 8 - 2023
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2019 2 - 2020	5 - 2020 6 - 2022	No retirada	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2033	7 - 2021 8 - 2023
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2019 2 - 2020	5 - 2020 6 - 2022	No retirada	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2033	7 - 2021 8 - 2023
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2020 2 - 2020	5 - 2036 6 - 2021	No retirada	3 - 2022 4 - 2023	5 - 2023 6 - 2037	N/A	7 - 2022 8 - 2021
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2020	1 - 2021 2 - 2020	5 - 2037 6 - 2031	No retirada	3 - 2019 4 - 2019	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2036 6 - 2035	7 - 2019 8 - 2019
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2023	1 - 2020 2 - 2020	5 - 2021 6 - 2019	2024	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2034 6 - 2020	5 - 2033 6 - 2030	7 - 2023 8 - 2020
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2020 2 - 2020	1 - 2019 2 - 2019	5 - 2021 6 - 2021	2024	3 - 2022 4 - 2023	5 - 2021 6 - 2023	5 - 2033 6 - 2029	7 - 2023 8 - 2020
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2021 2 - 2021	1 - 2019 2 - 2019	5 - 2020 6 - 2020	2024	3 - 2023 4 - 2021	5 - 2019 6 - 2023	5 - 2032 6 - 2029	7 - 2019 8 - 2021
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2021 2 - 2020	1 - 2019 2 - 2019	5 - 2020 6 - 2021	2024	3 - 2022 4 - 2023	5 - 2022 6 - 2023	5 - 2033 6 - 2030	7 - 2020 8 - 2019
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2023	1 - 2020 2 - 2020	5 - 2021 6 - 2019	2024	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2034 6 - 2020	5 - 2033 6 - 2030	7 - 2023 8 - 2020
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2023	1 - 2020 2 - 2020	5 - 2021 6 - 2019	2024	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2034 6 - 2020	5 - 2033 6 - 2030	7 - 2023 8 - 2020
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2025	5 - 2020 6 - 2020	2024	3 - 2025 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2034	7 - 2023 8 - 2023
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2020 2 - 2019	1 - 2025	5 - 2029 6 - 2020	2024	3 - 2025 4 - 2025	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2034	7 - 2023 8 - 2023
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2020 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2032	5 - 2019 6 - 2020	2024	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2034	7 - 2023 8 - 2023
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2025	5 - 2020 6 - 2020	No retirada	3 - 2025 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2034	7 - 2023 8 - 2023
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2029	5 - 2020 6 - 2020	2024	3 - 2022 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2036 6 - 2032	7 - 2021 8 - 2023



AES1 & 2	Aguirre Vapor 1 y 2	Aguirre CC 1 & 2	Costa Sur 5 y 6	EcoEléctrica	Palo Seco 3 y 4	San Juan 5 y 6	San Juan 5 y 6 conversión	San Juan 7 y 8
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2025	5 - 2020 6 - 2020	2024	3 - 2025 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2034	7 - 2023 8 - 2023
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2033	5 - 2020 6 - 2024	2024	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2034	7 - 2019 8 - 2019
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2025	5 - 2020 6 - 2020	2024	3 - 2025 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2034	7 - 2023 8 - 2023
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2025	5 - 2020 6 - 2020	2024	3 - 2025 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2034	7 - 2023 8 - 2023
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2020 2 - 2019	1 - 2032 2 - 2025	5 - 2022 6 - 2020	2024	3 - 2019 4 - 2019	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2035 6 - 2030	7 - 2019 8 - 2019
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2020	1 - 2033 2 - 2025	5 - 2020 6 - 2019	2024	3 - 2023 4 - 2022	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2031 6 - 2026	7 - 2023 8 - 2021
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2020	1 - 2033 2 - 2025	5 - 2020 6 - 2019	2024	3 - 2023 4 - 2022	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2031 6 - 2026	7 - 2023 8 - 2021
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2020	1 - 2033 2 - 2025	5 - 2020 6 - 2019	2024	3 - 2023 4 - 2022	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2031 6 - 2026	7 - 2023 8 - 2021
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2032	5 - 2020 6 - 2020	No retirada	3 - 2025 4 - 2025	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2035 6 - 2025	7 - 2023 8 - 2021
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2022 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2025	5 - 2021 6 - 2020	No retirada	3 - 2025 4 - 2021	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2036 6 - 2025	7 - 2025 8 - 2022
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2022 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2028	5 - 2020 6 - 2020	No retirada	3 - 2022 4 - 2025	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2033 6 - 2025	7 - 2021 8 - 2025
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2032	5 - 2020 6 - 2020	No retirada	3 - 2025 4 - 2025	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2035 6 - 2025	7 - 2023 8 - 2021
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2032	5 - 2020 6 - 2020	No retirada	3 - 2025 4 - 2025	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2035 6 - 2025	7 - 2023 8 - 2021
1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2032	5 - 2020 6 - 2020	No retirada	3 - 2025 4 - 2025	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2035 6 - 2025	7 - 2023 8 - 2021



Tabla C-3. Resumen de resultados clave del modelaje de la Autoridad – Adiciones de capacidad (PREB-PREPA-ROI-9-1)

ID del caso	CCGTs y plantas pico grandes y medianas							Renovables y almacenamiento				
	Clase Palo Seco 2025	Clase F Costa Sur 2025	San Juan y conversión	Clase 5 Yabucoa 2025	Planta para picos Mayagüez conversión	Otro	Plantas para picos 2025 (MW)	Nueva energía solar 2025 (MW)	BESS 2025 (MW)	Nueva energía solar 2038 (MW)	BESS 2038 (MW)	Generación por clientes 2038 (MW)
ESM Cero EE	2025	Eco en vez Nuevo PPOA	✓	✓	✓	X	621	3,060	1,160	4,200	2,040	1,176
ESM Baja EE	2025	Eco en vez Nuevo PPOA	✓	✓	✓	X	621	3,060	1,480	3,840	1,960	1,176
S4S2B Cero EE	2028	Eco en vez Nuevo PPOA	✓	No	No	X	474	3,300	1,520	4,200	2,120	1,176
S4S2B Baja EE	2028	Eco en vez Nuevo PPOA	✓	No	No	X	410	3,300	1,480	3,840	1,920	1,176
S3S2B Cero EE	No	Eco en vez Nuevo PPOA	✓	No	No	X	450	3,900	1,640	5,520	3,040	1,176
S3S2B Baja EE	No	Eco en vez Nuevo PPOA	✓	No	No	X	387	3,900	1,480	5,640	3,040	1,176
S1S2B Cero EE	No	Eco en vez Nuevo PPOA	✓	No	No	X	524	3,480	1,520	4,620	2,320	1,176
S1S2B Baja EE	No	Eco en vez Nuevo PPOA	✓	No	No	X	380	3,300	1,480	4,200	1,840	1,176
S5S1B Cero EE	No	Eco en vez Nuevo PPOA	✓	No	No	Costa Sur CCGT	524	3,480	1,520	4,200	2,120	1,176
S5S1B Baja EE	No	Eco en vez Nuevo PPOA	✓	No	No	Costa Sur CCGT	426	3,360	1,480	3,840	2,080	1,176

Fuente: PREPA Additional Responses to Energy Bureau's ROI 9-1, Tabla 3, "Summary of Capacity Additions All Scenarios", página 12, 6 diciembre 2019.

Tabla C-4. Resumen de resultados clave del modelaje de la Autoridad – Adiciones de capacidad (PREB-PREPA-ROI-10-5)

ID del caso	Clase Palo Seco	Clase F Costa Sur	San Juan 5 y 6 conversión	Clase 5 Yabucoa 2025	Planta para picos Mayagüez conversión	Otro	Plantas para picos 2025 (MW)	Nueva energía solar 2025 (MW)	BESS 2025 (MW)	Nueva energía solar 2038 (MW)	BESS 2038 (MW)	Generación por clientes 2038 (MW)
S4S2B Cero EE con PPOA	2028	✓ (2033)	✓	X	X	X	458	3,300	1,520	4,200	2,040	1,176
S4S2B Baja EE con PPOA	2028	✓ (2033)	✓	X	X	X	403	3,300	1,480	3,840	1,920	1,176
S4S2B Base con PPOA	2025	X	✓	X	X	X	394	2,580	1,360	3,060	1,560	1,176
S4S2B Cero EE con PPOA, sin Límites Solares	2028	✓ (2033)	✓	X	X	X	490	4,680	2,000	5,280	2,640	1,176
S4S2B Baja EE con PPOA, sin Límites Solares	2028	X	✓	X	X	X	415	4,380	1,760	4,620	2,320	1,176
S1S2B Baja EE con PPOA	X	X	✓	X	X	X	380	3,480	1,560	5,160	2,600	1,176
S1S2B Cero EE con PPOA	X	X	✓	X	X	X	515	3,480	1,520	5,580	2,000	1,176
S3S2B Base con PPOA	X	X	✓	X	X	X	371	3,060	1,360	4,440	3,040	1,176
S3S2B Cero EE con PPOA	X	✓ (2033)	✓	X	X	X	394	3,900	1,520	5,580	3,040	1,176
S3S2B Baja EE con PPOA	X	✓ (2033)	✓	X	X	X	371	3,540	1,480	5,640	3,040	1,176
S3S2B Baja EE con PPOA sin Límites Solares	X	✓ (2033)	✓	X	X	X	418	5,220	1,720	5,760	3,040	1,176
S3S2B Cero EE con PPOA sin Límites Solares	X	✓ (2033)	✓	X	X	X	418	5,220	1,720	5,760	3,040	1,176
S5S1B Baja EE con PPOA	2034	✓ (2033)	✓	X	X	X	348	3,300	1,360	4,200	1,720	1,176
S5S1B Cero EE con PPOA (r1)	2025	✓ (2033)	✓	2028	X	X	348	3,060	1,400	4,200	1,920	1,176

Fuente: PREPA's Response to Energy Bureau's ROI-10-5, Tabla 3, "Summary of Capacity Additions All Scenarios", página 11, 22 enero 2020.



Tabla C-5. Resumen de resultados clave del modelaje de la Autoridad – Retiros de capacidad (PREB-PREPA-ROI-9-1)

ID del caso	Grandes retiros térmicos									
	AES 1 y 2	Aguirre Vapor 1 y 2	Aguirre 1 y 2	CC Costa Sur y 6	5 EcoEléctrica	Palo Seco y 4	3 San Juan y 6	5 San Juan y conversión	5 San Juan 6 y 8	7
ESM Cero EE	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2025	5 - 2021 6 - 2020	no retirada	3 - 2025 4 - 2025	5 - 2019 6 - 2019	no retiradas	7 - 2023 8 - 2023	
ESM Baja EE	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2025	5 - 2021 6 - 2020	no retirada	3 - 2023 4 - 2024	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2025	7 - 2021 8 - 2023	
S4S2B Cero EE	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2020	1 - 2025	5 - 2021 6 - 2020	no retirada	3 - 2023 4 - 2021	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2025	7 - 2023 8 - 2022	
S4S2B Baja EE	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025	5 - 2020 6 - 2020	no retirada	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2025	7 - 2022 8 - 2023	
S3S2B Cero EE	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2020 2 - 2019	1 - 2019	5 - 2021 6 - 2020	no retirada	3 - 2023 4 - 2021	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2034	7 - 2023 8 - 2022	
S3S2B Baja EE	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2022 2 - 2022	1 - 2019 2 - 2020	5 - 2020 6 - 2019	no retirada	3 - 2022 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2030 6 - 2025	7 - 2021 8 - 2023	
S1S2B Cero EE	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025	6 - 2020	no retirada	3 - 2024 4 - 2021	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2025	7 - 2025 8 - 2022	
S1S2B Baja EE	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2020 2 - 2021	1 - 2025	5 - 2020 6 - 2019	no retirada	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	no retiradas	7 - 2022 8 - 2023	
S5S1B Cero EE	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2021	1 - 2025	5 - 2023 6 - 2019	no retirada	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2029	7 - 2023 8 - 2022	
S5S1B Baja EE	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2020	1 - 2025 2 - 2025	5 - 2021 6 - 2020	no retirada	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2025	7 - 2022 8 - 2023	

Fuente: PREPA Additional Responses to Energy Bureau's ROI 9-1, Tabla 4, "Retirements All Scenarios", página 13, 6 diciembre 2019.



Tabla C-6. Resumen de resultados clave del modelaje de la Autoridad - Retiros de capacidad (PREB-PREPA-ROI-10-5)

ID del caso	AES 1 y 2	Aguirre Vapor 1 y 2	Aguirre CC 1 y 2	Costa Sur 5 y 6	EcoEléctrica	Palo Seco 3 y 4	San Juan 5 y 6	San Juan 5 y 6 conversión	San Juan 7 y 8
S4S2B Cero EE con PPOA	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025	5 - 2020 6 - 2020	retiro 2032	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2034	7 - 2023 8 - 2023
S4S2B Baja EE con PPOA	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025	5 - 2020 6 - 2020	retiro 2032	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2025	7 - 2022 8 - 2023
S4S2B Base con PPOA	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025 2 - 2025	5 - 2020 6 - 2020	retiro 2032	3 - 2023 4 - 2021	5 - 2019 6 - 2019	no retiradas	7 - 2023 8 - 2022
S4S2B Cero EE con PPOA, sin Límites Solares	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2020 2 - 2021	1 - 2025	5 - 2020 6 - 2019	retiro 2032	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2025	7 - 2021 8 - 2023
S4S2B Baja EE con PPOA, sin Límites Solares	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025	5 - 2020 6 - 2020	retiro 2032	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2025	7 - 2022 8 - 2023
S1S2B Baja EE con PPOA	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025	5 - 2020 6 - 2020	no retirada	3 - 2021 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2034	7 - 2022 8 - 2023
S1S2B Cero EE con PPOA	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2019 2 - 2019	1 - 2025	6 - 2021	retiro 2032	3 - 2023 4 - 2021	5 - 2019 6 - 2019	no retiradas	7 - 2024 8 - 2021
S3S2B Base con PPOA	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2023 2 - 2019	1 - 2021 2 - 2019	5 - 2020 6 - 2020	retiro 2032	3 - 2023 4 - 2021	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2034 6 - 2025	7 - 2023 8 - 2021
S3S2B Cero EE con PPOA	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2020 2 - 2019	1 - 2019	5 - 2021 6 - 2020	retiro 2032	3 - 2023 4 - 2022	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2035 6 - 2025	7 - 2023 8 - 2021
S3S2B Baja EE con PPOA	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2020 2 - 2022	1 - 2019 2 - 2021	5 - 2020 6 - 2019	retiro 2032	3 - 2022 4 - 2023	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2035 6 - 2025	7 - 2021 8 - 2023
S3S2B Baja EE con PPOA sin Límites Solares	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2020 2 - 2020	1 - 2019 2 - 2021	5 - 2021 6 - 2019	retiro 2032	3 - 2023 4 - 2021	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2034 6 - 2025	7 - 2022 8 - 2021
S3S2B Cero EE con PPOA sin Límites Solares	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2020 2 - 2019	1 - 2019	5 - 2021 6 - 2020	retiro 2032	3 - 2023 4 - 2021	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2034 6 - 2025	7 - 2022 8 - 2021
S5S1B Baja EE con PPOA	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2020 2 - 2019	1 - 2029 2 - 2025	5 - 2033 6 - 2020	retiro 2032	3 - 2019 4 - 2019	5 - 2019 6 - 2019	6 - 2025	7 - 2019 8 - 2019
S5S1B Cero EE con PPOA	1 - 2027 2 - 2027	1 - 2024 2 - 2019	1 - 2034 2 - 2028	5 - 2022 6 - 2020	retiro 2032	3 - 2019 4 - 2019	5 - 2019 6 - 2019	5 - 2028 6 - 2025	7 - 2019

Fuente: PREPA Response to Energy Bureau's ROI 10-5, Tabla 4, "Retirements All Scenarios", página 12, 22 enero 2020.



Appendix D. ABREVIATURAS

AC... Aire Acondicionado

AEO... Pronóstico de Energía Anual

AOGP... Puerto Marino de Gas en Aguirre

ATB... anuario tecnológico de referencia

bcf... billones de pies cúbicos

BESS... sistemas de almacenamiento energético en batería

CAIDI... índice de duración promedio de interrupción del cliente

CAGR... tasa de crecimiento anual compuesta

CC... ciclo combinado

CCGT... turbina de gas de ciclo combinado

CDD... grados día de enfriamiento

CHP... cogeneración de calefacción y energía

CIAPR... Colegio de Ingenieros y Agrimensores de Puerto Rico

COR3... Oficina Central para Recuperación, Reconstrucción, y Resistencia

CSMPR...Cooperativa de Seguros Múltiples de Puerto Rico

CUD...Centro Unido de Detallistas

DG... generación distribuida

DER... recursos de generación distribuida

DoD... Departamento de la Defensa

DSM... gestión del lado de la demanda

EDF... Fondo de Defensa Ambiental

EE... eficiencia energética

EIA... Administración de Información de Energía

Energy Bureau... Negociado de Energía de la Junta Reglamentadora de Servicio



Público
ENS... energía no servida
EPA... Agencia de Protección Ambiental
EPC... costos de ingeniería, adquisición y construcción
ESM... Modernización del Sistema Eléctrico
EV... vehículos eléctricos
FEMA... Agencia Federal para el Manejo de Emergencias
FOMB... Junta de Supervisión Fiscal
FSRU... unidad de regasificación de buques flotantes
GIS... subestaciones con aislamiento de gas
GNP... producto nacional bruto
GPCM... Modelo de Competencia de Gasoductos de RBAC Inc.
GT... turbina de Gas
GWh... gigawatt-horas
HAPs... Contaminantes Peligrosos del Aire
ICE... estimado del costo de interrupción
OIPC... Oficina Independiente de Protección al Consumidor
ICSE-PR... el Instituto de Competitividad y Sostenibilidad Económica de Puerto Rico
ITC... Crédito Contributivo de Inversión
IRP... plan integrado de recursos
kW...kilovatios
kWh...kilovatios hora
LCOE... costo normalizado de energía
LED... diodos emisores de luz
LEOs...organizaciones ambientalistas locales
LNG... gas natural licuado o propano
LPG... gas de petróleo licuado



LTCE... modelo de expansión de capacidad a largo plazo
MATS... Estándares Mercurio y Tóxicos en el Aire
MIDA... Industria y Distribución de Alimentos
MMBtu... millones de unidades térmicas británicas
MMtpa... millones de toneladas métricas anuales
MTRs... requisitos técnicos mínimos
MW... megawatt
MWh... megawatt-horas
NAAQS... Estándares Nacionales para la Calidad de Aire Ambiental
NFPs... interventores sin fines de lucro
NOAA... Administración Nacional Oceánica y Atmosférica
NPDES... Sistema Nacional de Eliminación de Descargas Contaminantes
NPV... costo del valor actual neto
NPVRR...valor actual neto de los requisitos de ingresos
NREL... Laboratorio de Energía Renovable Nacional
NYSERDA... Autoridad de Investigación y Desarrollo de Energía del Estado de Nueva York
O&M... operaciones y mantenimiento
OIPC... Oficina Independiente de Protección al Consumidor
P3... alianzas público-privadas
PRM... margen de reserve de planificación
PRMA... Asociación de Industriales de Puerto Rico
PROMESA... Ley de Supervisión, Administración y Estabilidad Económica de Puerto Rico
PPOAs... Acuerdos de Compra y Operación de Energía
PREB... Negociado de Energía de Puerto Rico
PREPA... Autoridad de Energía Eléctrica de Puerto Rico
PV... generación solar fotovoltaica renovable RECs... Créditos de Energía Renovable
RFP... Solicitud de Propuesta
RFQ... Solicitud de Calificaciones



RICE... motor alternativo de combustión interna
RMI... Rocky Mountain Institute
ROI... Solicitud de Información (cuando lo emite el Negociado de Energía); Solicitud de Información (cuando lo solicite un interventor)
RPS... Cartera de Energía Renovable
RSA... acuerdo en apoyo a la restructuración
SAIDI... índice de duración promedio de la interrupción del sistema
SAIFI... índice de frecuencia promedio de interrupción del sistema
SESA-PRA... Asociación de Almacenamiento de Energía Solar de Puerto Rico
SNG... gas natural sintético
SO2... dióxido de azufre
STEO... perspectiva energética a corto plazo
T&D... transmisión y distribución
TPA... administrador externo
TRG... grupo de recursos tecnológicos
UPA... Unidos Por Utuado
VOLL... valor de la carga perdida
VPP... Centrales Eléctricas Virtuales
WTI... Intermedio del Oeste de Texas

